INTRODUCCIÓN EDITORIAL

EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

El sector de la energía ha vivido una transformación discontinua e irregular, pero muy profunda en los últimos veinte años que ha introducido mercados y competencia en los otrora monopolios regulados de hidrocarburos, electricidad y gas. Sin embargo, esa transformación está todavía lejos de haber concluido. El desarrollo de la competencia es todavía incompleto y la regulación presenta deficiencias importantes, incluida la falta de estabilidad y predecibilidad en el tiempo, que es preciso corregir.

INMERSO EN UNA TRANSFORMACIÓN A LARGO PLAZO, EL SECTOR ENERGÉTICO SE ENFRENTA, A COMIENZOS DE 2013, A ENORMES DESEQUILIBRIOS COYUNTURALES

Más allá de esa transformación a largo plazo, en el inicio de 2013, el sector se enfrenta a unos desequilibrios de naturaleza más coyuntural, pero de enorme magnitud. Los niveles de inversión, tanto en generación eléctrica como en infraestructuras gasísticas, se han demostrado excesivos en las actuales circunstancias de reducción de la demanda. Ese exceso de capacidad instalada penaliza las cuentas de las empresas y presiona al alza los precios de la energía. Por otra parte, la regulación ha facilitado tanto la aparición de un «déficit de tarifa» que penaliza adicionalmente las cuentas empresariales y pone presión adicional en los precios. En conjunto, a día de hoy, el sector cuenta con unos niveles de seguridad de suministro excelentes, consecuencia de la sobrecapacidad, y está entre los primeros del mundo en el desarrollo de renovables y sostenibilidad ambiental, fruto de una agresiva política energética en este sentido. Sin embargo, el sector se enfrenta a un serio problema de sostenibilidad económica que se manifiesta tanto en la falta de competitividad de los precios de la energía en España

como en la losa financiera que soportan las empresas a consecuencia de determinadas decisiones regulatorias.

Este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA examina tanto las tendencias de cambio a largo plazo en el sector, impulsadas en buena parte por la construcción del mercado único de la UE, como esos otros problemas más inmediatos que, al coincidir con una crisis económica profunda, tienen un impacto todavía mayor.

EN LA DÉCADA DE LOS NOVENTA SE INICIÓ LA TRANSFORMACIÓN DEL MODELO ORGANIZATIVO DE LOS SECTORES ENERGÉTICOS EN ESPAÑA

El camino de las reformas se inició para el mercado del petróleo con la Ley de Ordenación del Sector Petrolero en 1992 y se intensificó con la Ley 54/1997, del Sector eléctrico, y la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, en cumplimiento de la trasposición de las Directivas de la Comunidad Europea 96/92/CE y 98/30/CE sobre liberalización de los sectores de electricidad y gas. La idea central que impulsó esta reforma fue la apuesta por el mercado y la competencia. Este planteamiento supone pasar de un modelo organizativo basado en empresas verticalmente integradas y reguladas, donde las decisiones se toman centralizadamente, a un modelo parcialmente liberalizado en el que se abren a la competencia las actividades de aprovisionamiento, producción y comercialización, y se rompe la integración vertical con las actividades de transporte y distribución que se mantienen como monopolios regulados. En este nuevo marco, las decisiones relevantes de producción y consumo recaen en los agentes participantes, productores y compradores, bajo su riesgo y ventura, a partir de cuya interacción surgen los precios que son las señales esenciales en la tarea de asignación de los productos energéticos en un entorno liberalizado.

SE CREARON LOS INSTRUMENTOS NECESARIOS PARA INTRODUCIR EL MECANISMO DE MERCADO

Esta reforma ha obligado a la creación de nuevas instituciones, al establecimiento de diferentes reglas de juego y al diseño de mecanismos descentralizados de decisión. Destaca especialmente, por una parte, la puesta en marcha del mercado organizado de producción de electricidad, a través del cual se realizan las transacciones de compra y venta de energía, así como de otros servicios relacionados con la energía (servicios complementarios). Además, se crean los organismos encargados de la gestión técnica y económica de los sistemas de electricidad y gas, se desarrollan mercados a plazo para facilitar la cobertura de riesgos de los agentes, se utilizan subastas para determinar el precio de referencia para la energía vendida a consumidores de tarifa regulada, etc. Todos estos instrumentos se hacen imprescindibles para introducir el mecanismo de mercado en el proceso de asignación de productos energéticos. Por otra parte, la nueva situación ha originado un cambio significativo en el proceso de toma de decisiones de los agentes participantes en los mercados energéticos.

Este proceso ha sido guiado por la UE, que ha ido marcando las líneas maestras de la reforma con objeto de que los sistemas energéticos de todos los Estados miembros puedan converger a un nuevo modelo energético competitivo, seguro y sostenible. Para ello, desde las instituciones comunitarias se han perfilado los principales elementos que posibilitarán este nuevo modelo que consiste en desarrollar un mercado europeo interior de la energía, reducir la dependencia energética a través de las políticas de fomento de las energías renovables y de eficiencia y ahorro energéticos, y diseñar los instrumentos pertinentes para combatir el problema del cambio climático.

LOS PROCESOS DE LIBERALIZACIÓN HAN SEGUIDO EL RITMO MARCADO DESDE BRUSELAS

En este camino hacia ese nuevo modelo energético, cada país ha ido eligiendo sus políticas energéticas dentro de los márgenes de actuación establecidos por la UE, para encontrar el difícil equilibrio entre el cumplimiento de las directrices comunitarias por un lado, y la atención de los intereses nacionales por otro. En el caso de España se ha optado por ir avanzando en los procesos de liberalización al ritmo marcado desde Bruselas, aunque en algunos asuntos los gobiernos españoles han ido por delante, como, por ejemplo, en la promoción de las energías renovables. El resultado es un modelo energético que sigue siendo técnicamente muy solvente (apenas ha habido problemas de suministro como en otros países inmersos en similares procesos de liberalización), pero con importantes deficiencias y contradicciones en la regulación, lo que está impidiendo obtener todos los beneficios que se pretendían *a priori* con el cambio de modelo organizativo.

LOS PRINCIPALES MERCADOS ENERGÉTICOS MAYORISTAS NO SON TODAVÍA PLENAMENTE COMPETITIVOS

El Gobierno español debe afrontar diversos problemas si quiere conseguir un sector energético competitivo, seguro y sostenible como aconseja la UE. En primer lugar, todavía no se ha alcanzado un funcionamiento plenamente competitivo de los principales mercados energéticos mayoristas. Como señala la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su *Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y Avance 2011*, aunque la competencia se ha visto beneficiada por la importante reducción de la demanda provocada por la crisis, lo que ha generado amplios márgenes de capacidad que dificultan el ejercicio de poder de mercado y, además, ha habido una entrada importante de nuevos operadores, si bien los grandes grupos empresariales establecidos dominan los mercados con cuotas del 70 por 100 en electricidad y mercado secundario de gas, y superior al 80 por 100 en aprovisionamiento de gas. En el mercado de gas esto se agrava por la falta de un mercado organizado con precios transparentes, lo que limita la entrada de nuevas empresas y no permite la comparación de ofertas de los consumidores industriales. En el mercado eléctrico, por su parte, la restricción regulatoria que exige a las empresas eléctricas la adquisición de carbón autóctono está provocando una disminución

significativa de las horas de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, siendo este tipo de tecnología el preferente de los nuevos entrantes (en 2011 registraron una tasa de utilización del 10-20 por 100). Por otro lado, la programación que resulta del mercado diario cada vez se diferencia más de la programación real debido a que aumenta el número de operadores que acuden a los mercados intradiarios para completar su programa, lo que se traduce en un incremento significativo del precio final mayorista. También se han registrado en los últimos años muchos casos de abuso de posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas, con plantas retirando ofertas del mercado diario con objeto de que puedan ser llamadas para resolver restricciones a precios muy por encima de los costes variables.

LOS MERCADOS MINORISTAS DE ELECTRICIDAD Y GAS DE ESPAÑA SON LOS PEOR VALORADOS POR LOS CONSUMIDORES

En segundo lugar, en cuanto a los mercados minoristas de gas y electricidad, el *Consumer Market Scoreboard*, publicado por la Comisión Europea en octubre de 2011, indica la existencia de un grado elevado de insatisfacción y descontento de los consumidores europeos, siendo los mercados de electricidad y gas de España los peor valorados por los consumidores. Asimismo, aunque la tasa de cambio de suministrador ha crecido en ambos sectores, en el sector eléctrico todavía el 73 por 100 de los consumidores siguen acogidos a la tarifa de último recurso, siendo solo del 35 por 100 en gas. De hecho, la Comisión Nacional de Competencia (CNC) ha impuesto multas a las principales empresas eléctricas españolas por haber incurrido en prácticas de abuso de posición dominante. En el caso del mercado de carburantes, la CNC, en su informe de seguimiento de julio de 2012, señala un insuficiente nivel de competencia con unos precios antes de impuestos y unos márgenes entre los más altos de la UE y por encima de economías de tamaño comparable. Además, del citado informe se desprende que la evolución de los márgenes de distribución en el corto plazo viene influida por las rigideces en el ajuste de los precios minoristas nacionales antes de impuestos en respuesta a variaciones en los precios internacionales del carburante.

NUESTRO NIVEL DE DEPENDENCIA ENERGÉTICA ES PRÓXIMO AL 80 POR 100

En tercer lugar, el sector energético español es más vulnerable a los acontecimientos internacionales que el resto de socios europeos debido al nivel de dependencia energética, próxima al 80 por 100. Por esta razón, hay una preocupación por reducir el papel preponderante de los combustibles de origen fósil en el *mix* energético nacional. Para ello se han instrumentado diferentes políticas tanto desde el lado de la demanda (eficiencia y ahorro energéticos) como desde la oferta (promoción intensa de las energías renovables). Pero la desventaja que plantean estas políticas es su impacto en la garantía de suministro, ya que existe una fuerte intermitencia de la producción de origen renovable, y su contribución a agrandar el amplio desfase entre ingresos y gastos del sector eléctrico, dando lugar al conocido «déficit tarifario».

LA REGULACIÓN ENERGÉTICA HA SIDO MUY INESTABLE Y POCO PREDECIBLE

En último lugar, pero si cabe más importante, la regulación energética ha sido muy inestable y poco predecible, lo que ha incrementado el riesgo regulatorio y la inseguridad jurídica. Efectivamente, los diferentes gobiernos han intervenido continuamente en los mercados energéticos, unas veces de forma justificada para establecer condiciones que impidiesen el abuso de posición de dominio por parte de las empresas tradicionales (subastas primarias de energía, por ejemplo), pero muchas veces utilizando al sector energético como instrumento de política económica general (congelación de tarifas, compensaciones extrapeninsulares, etc.). En realidad, estas actuaciones ponen de manifiesto las continuas contradicciones a las que han estado sometidos los gobiernos en su labor de gestión de los temas energéticos en España, obligados, por un lado, a cumplir las normas de la Unión Europea dirigidas a fortalecer los mercados, y presionados, por otro, a satisfacer los intereses nacionales fuera del mercado. En el fondo, los gobiernos han mostrado una falta de confianza en el mercado, lo que ha degenerado en un círculo vicioso: la falta de confianza en el mercado ha ofrecido las justificaciones para una intervención que ha creado barreras a la entrada de nuevos operadores y ha distorsionado las señales de precios (peajes y tarifas reguladas no ligadas a costes), con lo que han surgido problemas reales de falta de competencia, y vuelta a empezar.

Los trabajos incluidos en este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, coordinado y revisado por el profesor **Fidel Castro-Rodríguez** (Universidad de Vigo), con la ayuda editorial de **María José Moral** (UNED), pretenden arrojar un poco de luz para comprender la situación actual del sector energético español abordando los principales problemas que se vislumbran desde una posición predominantemente académica, pero desde una perspectiva diversa. Para la confección de este monográfico se ha contado con la participación de colaboradores que provienen principalmente del mundo académico, pero también se ha incorporado la opinión de actores directos en el sector: empresas energéticas, consultoras especializadas y reguladores. En particular, se analizan cuestiones ligadas con la competencia de los principales mercados energéticos, con la seguridad de suministro, con la eficiencia energética y con las políticas de fomento de las energías renovables. Aunque el problema del cambio climático se revisa de forma transversal en varios de los artículos incluidos, en este número no se aborda un análisis en detalle de esta cuestión por haber sido tratada de forma monográfica en el número 121 de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA.

El número está estructurado con el propósito de ofrecer al lector una visión amplia del sector energético español que le facilite un diagnóstico de situación más adecuado en relación con la reforma que pretende converger hacia el modelo propuesto por la UE. Va desde lo

más general, con una descripción en la primera parte del marco energético internacional y las líneas de actuación en materia energética en la UE, pasando en la segunda parte por un diagnóstico de las grandes cuestiones sobre energía en España, hasta el análisis más particular de las partes tercera y cuarta dirigido a estudiar en detalle y con rigor los problemas de funcionamiento de los principales mercados energéticos (electricidad, gas y carburantes), contemplando el papel del regulador en la tercera parte y planteando políticas concretas de demanda y seguridad de suministro en la cuarta parte.

LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA UE ESTÁN ESPECIALMENTE PREOCUPADOS EN DEFENDER SUS INTERESES NACIONALES

La primera parte incluye un conjunto de colaboraciones que presentan el marco internacional energético en el que se enmarca el sistema energético español. En el primer artículo, **Fatih Birol** (Agencia Internacional de la Energía), revisa las tendencias energéticas incluidas en el *World Energy Outlook*, publicación emblemática de la AIE. El autor destaca que las dinámicas de los mercados energéticos van a venir determinadas cada vez más por las decisiones que se tomen en las economías emergentes (China e India especialmente), y por un papel cada vez más preponderante de las energías renovables, así como de la eficiencia energética. **Fidel Castro-Rodríguez y Eduardo L. Giménez** (Universidad de Vigo) presentan en el segundo artículo los elementos principales de la política energética diseñada por la Unión Europea para alcanzar un modelo energético competitivo, seguro y sostenible, y analizan su pertinencia desde el análisis económico. Muestran que, aunque las políticas son convenientes para el objetivo establecido, existen fuertes resistencias para su aplicación por parte de los países miembros, especialmente preocupados en defender sus intereses nacionales. Además, se destaca la relevante ausencia de una única voz de la UE en las relaciones internacionales con los principales productores de energía.

LOS INTERESES NACIONALES Y EMPRESARIALES HAN CONTRIBUIDO A GRAVES DEFICIENCIAS DE INVERSIÓN EN LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EUROPEA

Los otros dos artículos de esta primera parte se dedican a analizar en detalle sendas cuestiones básicas de política energética de la UE para alcanzar el nuevo modelo energético. Por un lado, **Nicole Ahner** (Instituto Universitario Europeo) estudia las posibilidades de diseñar una verdadera política energética exterior común dentro de la UE. La autora señala que la Comisión Europea tiene plenas competencias en política energética exterior, por lo que podría forzar a los países miembros a delegar sus relaciones exteriores con terceros países a la UE, aunque este proceso puede generar graves riesgos políticos. Por otro lado, **Matti Supponen** (Universidad de Aalto, Finlandia) analiza los factores que dificultan los procesos de inversión en redes de transporte de electricidad que, sin embargo, podrían resultar beneficiosas para Europa. El trabajo destaca que los intereses nacionales y empresariales han contribuido a graves deficiencias de inversión en la red de transporte de electricidad europea desde el punto de vista del bienestar

social general, e identifica un potencial de bienestar social anual de un billón de euros si se ampliara la capacidad de interconexión entre regiones.

EL *MIX* TECNOLÓGICO ESPAÑOL EN EL AÑO 2050 TENDRÁ MAYOR CONTENIDO ELÉCTRICO

La segunda parte está dedicada a analizar diversos asuntos estratégicos para el sector energético español. En primer lugar, **Pedro L. Marín** y **José A. García** (The Brattle Group) centran su artículo en analizar los dos asuntos que consideran cruciales para conseguir un mejor funcionamiento del sector energético español en los próximos años: la creación de un mercado organizado y transparente de gas, que transmita señales de precios adecuadas a todos los agentes, y el diseño de un mecanismo que facilite las decisiones de inversión de capacidad en el mercado eléctrico. Como señalan los autores, una reforma en esta dirección tendría un gran impacto sobre la eficiencia de los mercados energéticos en el medio y largo plazo y garantizaría que los precios para los consumidores industriales y los hogares reflejen la realidad económica nacional e internacional. Por su parte, **Julián Barquín** (Endesa, SA) predice mediante simulaciones la configuración del *mix* tecnológico español en el año 2050, que permitirá cumplir los objetivos de un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. Tanto en la Unión Europea como en España se espera un sistema de energía con mayor contenido eléctrico, basado en energías renovables, energías fósiles con muy bajas emisiones de dióxido de carbono, y numerosas instalaciones de almacenamiento de energía. El artículo siguiente presenta un marco conceptual para evaluar las políticas de promoción de las energías renovables que están llamadas a jugar un papel importante en el proceso de descarbonización de la economía y en la lucha contra el cambio climático. Su autor, **Juan Delgado** (Basque Centre for Climate Change BC3), señala que las políticas de incentivos a las energías renovables deben estar basadas exclusivamente en su contribución al medioambiente, y el mecanismo debe ser diferenciado por tecnología y variable con la evolución de los costes de dicha tecnología.

DÉFICIT TARIFARIO: EL PROBLEMA MÁS IMPORTANTE DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

La tercera parte incluye un conjunto de artículos que analizan el funcionamiento de los principales mercados energéticos en España, y se discute la configuración aconsejable de la regulación. En un primer bloque, compuesto por cuatro artículos, se analiza el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, prestando especial atención al que se considera actualmente como el problema más importante del sector eléctrico español: el déficit tarifario. El artículo de **Óscar Arnedillo** (NERA Economic Consulting) examina las condiciones y resultados del mercado mayorista eléctrico y concluye que su bajo nivel de concentración, la ausencia de barreras a la entrada y el comportamiento de los precios en los mercados *spot* y a plazo, por debajo de la media europea, son indicios suficientes para mostrar que el mercado mayo-

rista de electricidad ha funcionado de forma competitiva. El trabajo también destaca la improcedencia de muchas reformas del diseño del mercado inicialmente pensadas para introducir competencia. Finalmente, el autor analiza el déficit tarifario, cuya responsabilidad atribuye a decisiones políticas por no incrementar las tarifas para reflejar el aumento en los costes imputados a las tarifas eléctricas, principalmente por el crecimiento de determinadas energías renovables. Para su corrección propone el reparto de los costes de las políticas de medioambiente con otras energías, la revisión o supresión de muchos conceptos de la tarifa y, sobre todo, la no utilización del sector eléctrico con fines electorales.

El siguiente artículo, de **Natalia Fabra Portela** (Universidad Carlos III) y **Jorge Fabra Utray** (Economistas Frente a la Crisis), aporta un diagnóstico del déficit tarifario un poco diferente. Para estos autores el origen del déficit tarifario está en una sobrerremuneración del parque histórico de generación, esencialmente centrales nucleares e hidráulicas, que gozan de unas ventajas de costes que no han podido ser disputadas por procedimientos competitivos. Asimismo reconocen como responsables a algunas normas que no aportan nada al suministro eléctrico pero que generan grandes costes, destacando el caso de las subastas de energía de último recurso que culpan de inflar el precio *spot* de electricidad. Aunque también reconocen la responsabilidad de las energías renovables en el incremento del déficit tarifario, atenúan su papel por considerarlas esenciales para combatir el cambio climático y reducir la dependencia energética. Su propuesta para resolver el déficit tarifario es cambiar el modelo retributivo introduciendo contratos por diferencias para las centrales existentes, y subastas o concursos para las nuevas centrales. Además, estiman como muy importante la introducción de un nuevo mecanismo de incentivo para las energías renovables.

Por su parte, **Carlos Sallé** (Grupo Iberdrola) analiza también los orígenes, la evolución y los efectos del déficit tarifario desde la perspectiva de las empresas eléctricas. En este sentido, el autor considera que el déficit tarifario surge por el reconocimiento en la tarifa de costes que no le corresponden (primas a las renovables, planes de eficiencia, apoyo al carbón nacional, compensaciones extrapeninsulares y las propias anualidades del déficit tarifario). Por ello, propone para su solución que los costes no relacionados con el suministro eléctrico sean eliminados de la tarifa, que se revise la remuneración de las energías renovables y que los hidrocarburos contribuyan también a su promoción.

El último artículo dedicado al análisis exhaustivo del déficit tarifario lo realizan **María Paz Espinosa y Cristina Pizarro-Irizar** (Universidad del País Vasco). Estas autoras cuantifican el efecto de las medidas im-

positivas recogidas en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros sobre el precio medio de mercado y, en última instancia, sobre el déficit tarifario. Su conclusión es que el efecto neto de los nuevos impuestos sobre el déficit es muy reducido. De manera que proponen un cambio de la política de fomento de las energías renovables para reducir el déficit tarifario consistente en la introducción de un mercado de certificados verdes para las tecnologías renovables más maduras, complementado con un sistema de primas para aquellas tecnologías renovables que se encuentren en un periodo inicial de desarrollo.

SERÍA DESEABLE UNA TRANSICIÓN A UN MODELO SIN PRECIOS REGULADOS

El siguiente bloque de esta tercera parte está conformado por dos artículos que examinan el funcionamiento de los mercados minoristas de electricidad, gas y carburantes. En primer lugar, el artículo de **Mónica Gandolfi** (Autoridad reguladora de gas y electricidad inglesa, Ofgem) y **Yolanda Sicilia Aladrén** (Comisión Nacional de Energía) analiza el marco regulatorio y la estructura de los mercados minoristas de electricidad y gas en España. Encuentran en ambos sectores una mayor competencia en el segmento de consumidores industriales, y una escasa competencia en el segmento de consumidores domésticos y comerciales que todavía pueden elegir tarifa regulada. No obstante, la única dinámica competitiva se produce entre los grupos empresariales establecidos verticalmente integrados. Por ello, plantean que para facilitar una participación más activa de los consumidores es esencial el papel de los comercializadores y distribuidores, y la existencia de un sistema de intercambio de información entre ambos. Según el trabajo, sería deseable una transición a un modelo sin precios regulados en el que los comercializadores de último recurso sean designados mediante concurso o subasta, y la promoción de procesos colectivos de cambio de suministrador.

LA CREACIÓN DE UN «CAMPEÓN NACIONAL» EN LA INDUSTRIA PETROLÍFERA EXPLICA LOS ELEVADOS PRECIOS ANTES DE IMPUESTOS

Jordi Perdiguero (Universidad Autónoma de Barcelona) revisa en su artículo la liberalización del sector de combustibles en España, y explica el proceso de creación del «campeón nacional» Repsol. Para el autor, este elemento es esencial para evaluar la situación actual del sector, en concreto para entender por qué los precios antes de impuestos fijados en el mercado español se sitúan entre los más elevados de Europa, y por qué tras treinta años de reformas el mercado sigue sin ser competitivo. En palabras del autor, el objetivo de crear y potenciar un gran campeón nacional en la industria petrolífera ha tenido mayor importancia que configurar un mercado competitivo con precios reducidos para los consumidores.

Los siguientes dos artículos discuten propuestas para mejorar el funcionamiento del mercado mayorista de gas. El trabajo de **Miguel**

ES NECESARIO MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Vázquez y **Michelle Hallack** (Instituto Universitario Europeo) plantea varios juegos simples para mostrar las características principales de las diferentes maneras de definir las reglas de uso de la red de suministro de gas. Asimismo, el artículo describe de forma detallada la elección de la UE para definir esas reglas, mediante el diseño de mercados basados en *hubs* virtuales y certificados de entrada/salida, y muestra las dificultades a las que se enfrenta. En particular, se señala la necesidad de implantar un mecanismo de mercado a corto plazo que permita a los usuarios revelar sus preferencias de uso de la red de gas. **María Jesús Martín Martínez** y **Pablo Villaplana Conde** (Comisión Nacional de Energía) examinan las condiciones para el desarrollo de un mercado mayorista de gas natural en España que permita el surgimiento de precios transparentes que sean usados para los intercambios comerciales. Para ello proclaman la necesidad de participación de los agentes en el diseño de un mercado organizado a corto plazo (mercado de balance), la introducción de medidas que fomenten su liquidez y la implantación de mecanismos de supervisión.

LOS ORGANISMOS REGULADORES DEBEN SER IMPERMEABLES A LOS INTERESES DE LAS EMPRESAS Y DE LOS POLÍTICOS

El artículo que cierra la tercera parte, de **Aitor Ciarreta** y **Aitor Zurimendi** (Universidad del País Vasco) y **Carlos Gutiérrez-Hita** (Universidad Miguel Hernández), discute cómo se debe configurar y gestionar el organismo regulador para conseguir mercados energéticos más eficientes y para favorecer la competencia. Estos autores consideran que los organismos reguladores, además de contar con una estructura coordinada, personal preparado, con medios y un ágil funcionamiento, deben ser independientes, puesto que el resultado de su actividad y la regulación que propongan solo será la más adecuada si es impermeable a las influencias de los intereses tanto de las empresas implicadas como de los políticos. En lo que se refiere a la estructura, los autores se decantan por la separación entre el organismo de competencia y el organismo de regulación energético por desarrollar diferentes actividades y necesitar personal especializado en distintos ámbitos.

SE HA INICIADO UN CAMBIO DE TENDENCIA EN LA INTENSIDAD ENERGÉTICA

La cuarta y última parte de este monográfico sobre energía incluye cuatro artículos que discuten cuestiones relacionadas con la intensidad energética, la eficiencia energética y la seguridad de suministro. El primer artículo, de **María Mendiluce Villanueva** (World Business Council for Sustainable Development), analiza las claves que explican la evolución del consumo energético y la intensidad energética de España, aplicando la metodología de descomposición de índices. La conclusión principal sugiere que se ha iniciado un cambio de tendencia en la intensidad energética debido, fundamentalmente, al parón de la actividad de la construcción. A su vez, se encuentra que la generación eléctrica es mucho más eficiente debido a la fuerte penetración

de las energías renovables que necesitan menos combustibles fósiles. Le sigue el artículo de **Ibon Galarraga**, **Josu Lucas** y **Mikel González-Eguino** (Basque Centre for Climate Change, BC3), que evalúa una política de eficiencia energética basada en etiquetas. Para ello, se estima el valor económico que otorgan los consumidores a las etiquetas y su respuesta ante cambios en los precios con una aplicación a las lavadoras. Los autores encuentran que los consumidores otorgan un valor a las etiquetas entre un 8 y un 19 por 100 del precio medio estimado, y que la elasticidad precio del bien etiquetado tiende a ser mayor que la del bien no etiquetado. Completan su análisis con una comparación de los resultados con los obtenidos en trabajos previos sobre la eficiencia en frigoríficos y lavavajillas. Por su parte, **Amparo Nieto** (NERA Economic Consulting) describe los principales instrumentos de gestión de demanda de electricidad, centrándose en las oportunidades y riesgos de la utilización de contadores inteligentes. En particular, la autora señala la potencialidad de estos mecanismos para flexibilizar la operación del sistema, para dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia, así como para integrar en el sistema eléctrico nuevos equipos como, por ejemplo, instalaciones de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos o equipamientos domésticos inteligentes. En este sentido, afirma que la existencia de contadores horarios también facilita la previsión de demandas horarias de consumidores residenciales, y posibilita que los comercializadores puedan ofrecer precios en tiempo real.

El último trabajo de este número trata el tema de la seguridad de suministro de energía. **Laura Rodríguez Fernández** y **Javier García-Verdugo Sales** (UNED) realizan un análisis causal del riesgo energético que permite obtener una clasificación rigurosa de las dimensiones más relevantes de la seguridad energética, donde la dimensión geopolítica y la vulnerabilidad se presentan como los factores clave. Con esta información los autores analizan la eficacia de las medidas tomadas por los gobiernos españoles para incrementar la seguridad energética. Encuentran como medidas más eficaces las que han impulsado la eficiencia energética y la diversificación de orígenes de las importaciones, así como las de apoyo a las energías renovables. Les resulta totalmente incoherente, sin embargo, desde el punto de vista de seguridad de abastecimiento, la política nuclear elegida en los últimos años.

LA POLÍTICA NUCLEAR ELEGIDA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS ES INCOHERENTE DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

La visión global de los trabajos incluidos en este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA presenta un sistema energético español que ha hecho muchos avances en su trayectoria hacia un nuevo modelo basado en el mercado, pero también pone de manifiesto la necesidad, todavía, de una reforma seria y rigurosa que elimine los obstáculos que están distorsionando el proceso de asignación. Para abordar esta reforma el Gobierno no debe perder la perspectiva de largo plazo y la estabilidad

regulatoria que se necesitan en una industria donde las decisiones tienen un impacto de larga duración y donde las inversiones requieren dilatados periodos de maduración. Es cierto que el sector energético español actualmente presenta importantes disfunciones en su funcionamiento, pero estas no pueden condicionar la propuesta de restructuración global que se precisa para conseguir un sector energético seguro, competitivo y sostenible, en línea con los principales objetivos marcados por la UE para el nuevo modelo energético europeo.

UN VISTAZO A NUESTRO FUTURO ENERGÉTICO

Fatih BIROL

Agencia Internacional de la Energía

Resumen

En el análisis de las tendencias energéticas y climáticas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), expuesto en detalle en su emblemática publicación *World Energy Outlook*, se realiza un examen cuantitativo de los riesgos y oportunidades que tiene ante sí la economía mundial de la energía de aquí a 2035. Una de las conclusiones clave es que no existe una única «energía del futuro»: nuestro modo de producir y de usar la energía en las próximas décadas dependerá crucialmente de las acciones que emprendan los gobiernos de todo el mundo, de los marcos normativos que se pongan en marcha y de cómo respondan a los mismos la industria energética y los consumidores de energía.

Palabras clave: tendencias energéticas, demanda energética, cambio climático.

Abstract

IEA's analysis of energy and climate trends, outlined in detail in our flagship publication the *World Energy Outlook*, provides a quantitative look at the risks and opportunities facing the global energy economy up to 2035. One of the key conclusions is that there is no single «energy of the future»: how we produce and use energy in the decades to come depends crucially on actions taken by governments around the world, the policy frameworks they put in place, and how the energy industry and energy consumers respond.

Key words: energy trends, energy demand, climate change.

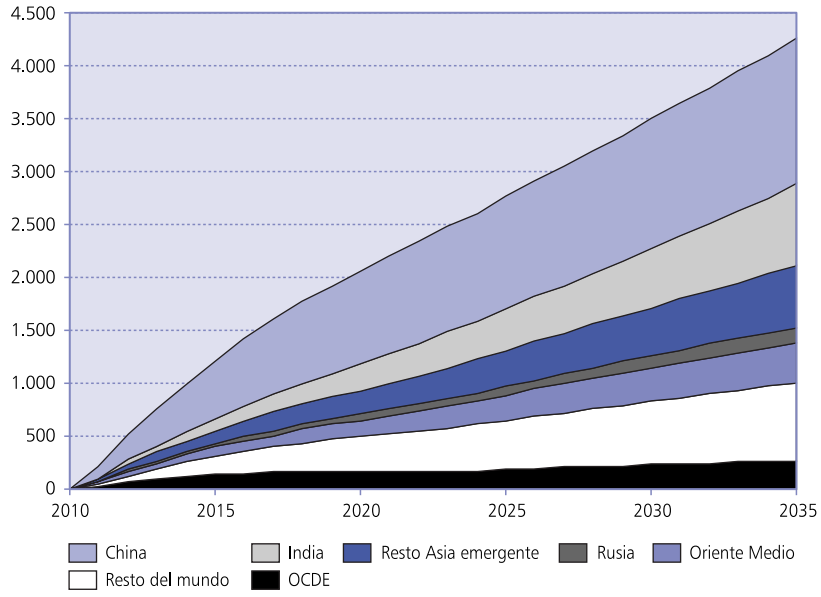
JEL classification: Q41, Q47, Q48, Q54.

EN el análisis de las tendencias energéticas y climáticas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), expuesto en detalle en su emblemática publicación *World Energy Outlook*, se realiza un examen cuantitativo de los riesgos y oportunidades que tiene ante sí la economía mundial de la energía de aquí a 2035. Una de las conclusiones clave es que no existe una única «energía del futuro»: nuestro modo de producir y de usar la energía en las próximas décadas dependerá crucialmente de las acciones que emprendan los gobiernos de todo el mundo, de los marcos normativos que se pongan en marcha y de cómo respondan a los mismos la industria energética y los consumidores de energía.

Ahora bien, examinando las políticas energéticas y medioambientales actualmente en vigor y adoptando una cierta cautela con respecto a las perspectivas de ejecución de las nuevas políticas anunciadas por los gobiernos, podemos avanzar algunas de las consideraciones e interrogantes clave que impulsarán la economía mundial de la energía. En primer lugar, la dinámica de los mercados energéticos vendrá determinada cada vez más por las decisiones que se tomen en las economías emergentes. En el año 2009 asistimos a una histórica reordenación de la energía global, al superar China a Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo. Durante los próximos 25 años (ver gráfico 1), se espera que el 90 por 100 del crecimiento de la demanda de energía proceda de países fuera de la OCDE. China e India representan en torno a la mitad del crecimiento de la demanda mundial (y China sola casi un tercio), aunque hasta 2035 el consumo per cápita de China seguirá siendo un 50 por 100 más bajo que el nivel de Estados Unidos.

Si consideramos Europa en particular, aunque prevemos que su demanda de energía aumentará menos de un 5 por 100 de aquí a 2035, la energía seguirá siendo una de las cuestiones políticas clave durante este periodo. En la actualidad, la Unión Europea solo produce la mitad de la energía que consume y ha de importar la mayoría de su petróleo, gas y carbón. Además de suponer una gran carga económica, esta dependencia de las importaciones hace que la región sea muy vulnerable a riesgos geopolíticos, cortes en el abastecimiento de energía y vaivenes en los precios internacionales, algo puesto de manifiesto recientemente por la Primavera Árabe y la interrupción de los suministros de petróleo y gas de Libia. Y la amenaza a la seguridad energética de Europa no hará sino aumentar: la decreciente producción autóctona incrementará las necesidades de importación, mientras que las aspiraciones legítimas de crecimiento y desarrollo de las economías emergentes presionarán al alza los precios de la energía para todos los países consumidores al competir por unos recursos energéticos fósiles escasos.

GRÁFICO 1
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA POR REGIONES, 2010-2035
(En millones de toneladas)



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2011.*

Volviendo al ámbito mundial, el aumento de la renta disponible en China, India y otros países no pertenecientes a la OCDE supondrá un aumento exponencial de los automóviles en circulación: se prevé que antes de 2035 la flota mundial de vehículos de pasajeros se duplique hasta alcanzar los 1.700 millones. Afortunadamente, la duplicación del parque automovilístico no significa un incremento equivalente de la demanda de petróleo, ya que esta se verá moderada por el mayor ahorro energético y, a medio y largo plazo, por un aumento de los coches que funcionan con carburantes alternativos como gas natural, vehículos híbridos que usan carburantes tanto convencionales como biocombustibles, automóviles eléctricos y vehículos con motor de hidrógeno o pila de combustible.

Si analizamos el lado de la oferta, los avances tecnológicos están poniendo a nuestra disposición nuevos recursos de hidrocarburos, aunque el futuro de la oferta global de petróleo aún depende en gran medida de los eventos en Oriente Medio y Norte de África (OMNA): hacia 2035 se espera que el crecimiento de producción de esta región cubra el 90 por 100 del aumento de la demanda mundial de petróleo. En particular, Irak desempeñará una función crucial en la satisfacción de la creciente demanda de petróleo. Por ello, el 9 de octubre la AIE publicará un informe especial en la serie *World Energy Outlook* centrado en el sector energético de Irak en el que se analizará tanto su papel en la satisfacción de las necesidades domésticas del país como su función crucial para atender la demanda mundial de petróleo. Naturalmente, cualquier deficiencia de inversión en exploración-producción (*upstream*) en la región OMNA podría tener graves consecuencias para los mercados energéticos mundiales. Tales deficiencias podrían venir provocadas por una serie de factores, incluidos unos riesgos de inversión percibidos más altos, políticas gubernamentales que deliberadamente desarrollen más despacio la capacidad de producción o restricciones domésticas a los flujos de capitales hacia estas inversiones al priorizar el gasto en otros programas públicos. De otro lado, se están descubriendo nuevas fuentes de petróleo en aguas profundas de altamar o el que se extrae actualmente de las arenas bituminosas en Estados Unidos gracias a técnicas de perforación avanzadas. Estas tecnologías también comportan nuevos riesgos, especialmente medioambientales, a los que la industria tendrá que hacer frente.

El gas natural está a punto de entrar en una época dorada, aunque solo si se logra explotar de una forma rentable y medioambientalmente aceptable una parte sustancial de los vastos recursos mundiales de gas no convencional (gas de esquisto, gas compacto y metano de los yacimientos de carbón). Los avances en las tecnologías *upstream* (exploración-producción) han traído consigo un auge en la producción de gas no convencional en Norteamérica en los últimos años, augurando un futuro de aumentos adicionales de la producción en esa región y la aparición de una industria de gas no convencional a gran escala en otras partes del mundo, donde se sabe que existen recursos considerables. El impulso que esto dará al suministro de gas reportará grandes beneficios en forma de mayor diversi-

dad energética y un suministro más seguro en los países que dependen de importaciones vía gasoductos o gas natural licuado (GNL) para cubrir sus necesidades de gas, así como beneficios globales por la reducción de los costes energéticos.

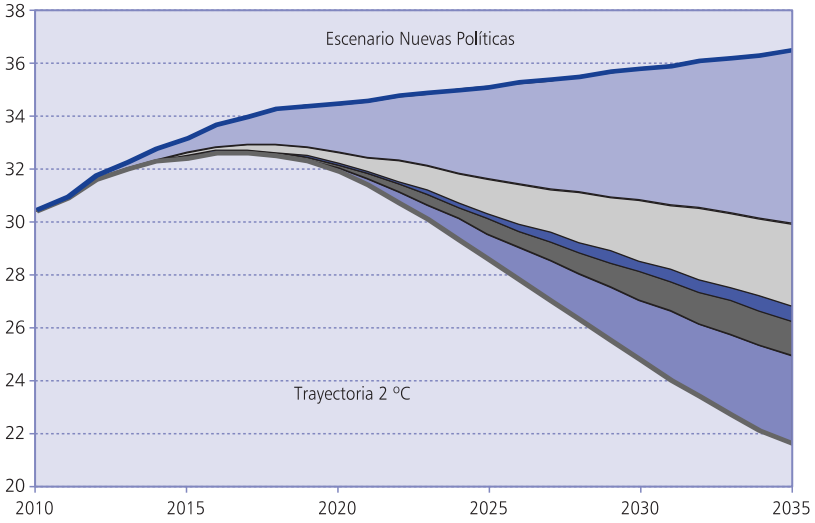
Nuestras proyecciones para petróleo, gas natural y carbón en la economía mundial de la energía indican que el tiempo de los combustibles fósiles dista mucho de haber concluido, aunque sí comienza el declive de su dominio. Aún no figura en la agenda una expansión de la energía nuclear tras el desastre de Fukushima, ya que no ha habido grandes cambios en la política de los países clave que impulsan la industria nuclear, a saber: China, India, Rusia y Corea. Y lo que es más importante, las energías renovables llegarán a su madurez. La participación de las energías renovables (excluidas grandes centrales hidroeléctricas) en la generación mundial de electricidad pasará del actual 3 por 100 al 15 por 100 en 2035, siendo la Unión Europea y China las regiones que liderarán la implantación de las tecnologías verdes. No obstante, en la mayoría de los casos, la energía renovable requerirá el mantenimiento de las subvenciones: se espera que conforme crezca el suministro de fuentes renovables el coste mundial de estas ayudas aumente de 66.000 millones de USD en 2010 a 250.000 millones de USD en 2035. Esto reportará ventajas tales como un *mix* de electricidad más diverso y una reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero.

Para satisfacer la creciente demanda de energía proyectada, será necesario invertir 38 billones de USD de aquí a 2035 en infraestructuras de suministro energético. Esta inversión comprende la sustitución de las reservas que se agoten y de las instalaciones de producción que queden obsoletas, así como la ampliación de la capacidad de producción y de transporte para atender el aumento de la demanda de energía a lo largo del periodo objeto de examen. Si bien la suma total es muy elevada en términos absolutos, no deja de ser modesta si se compara con el tamaño de la economía mundial. Con todo, para que se lleve a cabo puntualmente será importante disponer de financiación así como que la rentabilidad y las condiciones de inversión sigan siendo atractivas.

Si bien, con algo de suerte, la economía mundial volverá a su ser

GRÁFICO 2

EMISIONES DE CO_2 RELACIONADAS CON LA ENERGÍA MUNDIAL EN EL ESCENARIO DE TRAYECTORIA DE 2 ºC REFERENTE AL ESCENARIO DE NUEVAS POLÍTICAS (*)



	Reducción %	
	2020	2035
Eficiencia	72	44
Renovables	17	21
Biocombustibles	2	4
Nuclear	5	9
CCS	3	22
Total (Gt CO_2)	2,5	14,8

Nota: (*) El Escenario de Nuevas Políticas es el escenario central del *World Energy Outlook 2011*. Salvo indicación en contrario, todas las conclusiones de este artículo han sido extraídas de este escenario. El escenario de trayectoria de 2 ºC (denominado Escenario 450 en *World Energy Outlook*) funciona hacia atrás desde el objetivo internacional de limitar el aumento a largo plazo de la temperatura media mundial a 2 ºC sobre los niveles preindustriales a fin de trazar una senda plausible hacia este objetivo.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2011*.

más pronto que tarde, el reto que supone gestionar los enormes riesgos derivados del cambio climático es quizá el mayor desafío jamás afrontado por la humanidad y solo se superará con décadas de acciones sostenidas. Los últimos datos sugieren que la escala del desafío es cada vez mayor: estimaciones preliminares de la AIE han mostrado que las emisiones mundiales de CO_2 derivadas del uso de combustibles fósiles alcanzaron un máximo histórico de 31,2 gigatoneladas (Gt) en 2011. Según nuestro análisis, el mundo corre un riesgo real de perder la oportunidad de lograr su objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial a 2 grados centígrados (ver gráfico 2). Si no se ponen en marcha medidas adicionales estrictas antes de 2017, el *stock* de capital del mundo (centrales eléctricas, edificios, fábricas, etc.) generará todas las emisiones de CO_2 permitidas con arreglo al escenario de 2 °C hasta 2035, eliminando cualquier margen para nuevas centrales eléctricas, fábricas y otras infraestructuras que no tengan emisiones CO_2 cero, algo que resultaría extremadamente costoso.

Para lograr el objetivo climático internacional, la mejora de la eficiencia energética habrá de desempeñar una función crucial en la contención del crecimiento de la demanda de energía. Dado que la eficiencia energética se beneficia del ahorro tanto de energía como de emisiones, en la edición de 2012 de *World Energy Outlook*, con fecha de publicación el 12 de noviembre, se facilitará un análisis detallado de las estrategias para realizar su potencial. Las energías renovables, la energía nuclear y tecnologías tales como la captación y el almacenamiento del dióxido de carbono desempeñarán igualmente papeles importantes. Si se produce un abandono mundial sustancial de la energía nuclear, o bien, si la captación y el almacenamiento del dióxido de carbono no se implanta de forma generalizada ya en los años 2020, resultaría más difícil y caro combatir el cambio climático y añadiría una carga exorbitada a las otras tecnologías de baja emisión de CO_2 para reducir las emisiones. En este contexto, las autoridades y los líderes industriales deben redoblar sus esfuerzos para superar los retos energéticos que comparten. En el diseño de las políticas públicas reside la difícil tarea de hallar un equilibro entre los objetivos contradictorios de seguridad energética, protección del clima, acceso a la energía y competitividad económica, a la vez que facilitar a la industria de la energía el marco estable y duradero que necesita para emprender con confianza las ingentes inversiones que son precisas realizar para transformar nuestro futuro energético.

EL CAMBIO DE MODELO ENERGÉTICO EN LA UNIÓN EUROPEA: UNA VALORACIÓN DESDE EL ANÁLISIS ECONÓMICO (*)

Fidel CASTRO-RODRÍGUEZ
Eduardo L. GIMÉNEZ FERNÁNDEZ
Universidad de Vigo

Resumen

En este trabajo se describen los principales elementos del nuevo modelo energético al que quiere converger la UE y se valora, con la ayuda del análisis económico, la adecuación de las medidas que están siendo adoptadas para alcanzar los objetivos propuestos. Se muestra que las políticas son convenientes para el objetivo marcado, pero se enfrentan con el problema de que los Estados miembros son reticentes a perder el control de la política energética por lo que retrasan la trasposición de las normas comunitarias. Tampoco se está desarrollando una política energética europea común en las relaciones con terceros países. Además, existen fuertes contradicciones por parte de la UE en la implementación de sus políticas apostando por el mercado por un lado, y con una fuerte intervención por otro.

Palabras clave: energía, reforma energética, liberalización, cambio climático.

Abstract

In this paper we describe the main features of the new energy model proposed by the EU, and assess from the economic analysis the adequacy of the measures being adopted to reach the proposed objectives. It shows that the measures proposed fit with the goals but the new energy model faces a problem: the EU members are reluctant to lose their control on energy policy and therefore delay the implementation of the norms established; furthermore, a common European energy policy never seems to materialize into external relationships. It is also shown that there are strong contradictions when configuring national/domestic energy systems that bet on the market but at the same time impose strong intervention.

Key words: energy, energy reform, liberalization, climate change.

JEL classification: L94, L95, Q48, Q56.

I. INTRODUCCIÓN

EN los últimos tiempos y desde diversas instancias se está proclamando la necesidad de un cambio profundo del modelo energético de la Unión Europea (UE) que impulse una reforma en los sistemas energéticos de los países miembros. Al mismo tiempo, recogiendo esta necesidad, la Comisión Europea (CE) ha elaborado varias comunicaciones en las que se establecen las líneas maestras y los objetivos del futuro modelo energético europeo.

En este trabajo analizamos cuál es este nuevo modelo energético al que quiere converger la UE, valoramos la coherencia de esta reforma con la ayuda del análisis económico, y discutimos la adecuación de las medidas que están siendo adoptadas para alcanzar los objetivos planteados en un entorno de liberalización de mercados, por el que ha apostado la Unión Europea en el campo de la energía.

La motivación para el cambio de modelo energético surge de la confluencia de diversos factores que están condicionando un crecimiento y desarrollo económico sostenible para la UE. En primer lugar, el alto nivel de dependencia de las importaciones energéticas que provocan no solo unos gastos energéticos elevados sino también una alta incertidumbre asociada a la alta variabilidad de precios y a los continuos incumplimientos de las condiciones de suministro por parte de los países productores, lo que pone en peligro la seguridad de suministro. En segundo lugar, las restricciones físicas y regulatorias están impidiendo la creación de un verdadero mercado europeo de energía en el que se aprovechen las sinergias técnicas y se refuerce la competencia. En tercer lugar, la dominancia en el *mix* energético europeo de las energías fósiles, principales causantes de los problemas de cambio climático. Finalmente, en general y de forma transversal, por la ausencia de una política energética común que vele por los intereses de los países miembros en temas energéticos con una única voz.

La configuración del nuevo modelo energético de la UE cobra especial impulso con la comunicación de la CE «Energía 2020. Una estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura» (COM, 2010), que establece una nueva estrategia energética para la UE y sienta las bases de futuras comunicaciones y desarrollos normativos. Esta nueva estrategia plantea cinco líneas de actuación prioritarias: 1) alcanzar una Europa energéticamente eficiente; 2) construir un mercado de energía integrado; 3) alcanzar el nivel más alto posible de seguridad energética; 4) extender el liderazgo de Europa en innovación y tecnología energética, y 5) fortalecer la

dimensión exterior del mercado energético europeo. En particular, COM (2010) marca las directrices de lo que se conoce como *Estrategia 20-20-20*, que fija los objetivos de reducción de un 20 por 100 de emisiones de gases de efecto invernadero, de reducción del consumo de energía primaria en un 20 por 100 y de obtención de una participación de las energías renovables en el consumo final de energía del 20 por 100. Esta corriente reformadora queda perfectamente plasmada en las palabras del Comisario europeo de Energía, Günther Oettinger, en la presentación del Plan de trabajo para la energía de la Comisión de cara al año 2020 celebrada en Bruselas en diciembre de 2011: «Solo un nuevo modelo energético hará que nuestro sistema sea seguro, competitivo y sostenible a largo plazo».

En realidad, el tema energético ha sido siempre una preocupación para los principales países europeos. De hecho, los Tratados CECA y Euratom obedecieron a la necesidad de garantizar a los países participantes un abastecimiento regular y equitativo de carbón y de combustibles nucleares. Posteriormente, ha habido muchos intentos de incluir un capítulo de energía en los Tratados de Roma y en el Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, así como en los Tratados de Maastricht y de Ámsterdam, pero sin demasiado éxito. De esta forma, la energía solo se menciona de pasada en el preámbulo del Tratado de Ámsterdam. En general, la problemática energética en Europa se ha abordado bien dentro de las políticas de creación de un mercado interior, o bien desde la perspectiva de la armonización, del medio ambiente o de la fiscalidad, pero nunca desarrollando un debate sobre la construcción de una política energética europea común.

En la actualidad, sin embargo, tanto la aparición de nuevos desafíos relacionados con el sector energético —como, por ejemplo, el problema de cambio climático—, como la necesidad de afianzar un verdadero mercado interior de energía que aproveche las sinergias y competencia entre sistemas, están reclamando el planteamiento de una política energética comunitaria.

En la sección II se revisan los principales hitos del proceso de construcción de una política energética para Europa y se exponen los argumentos que han impulsado el cambio de modelo energético. En la sección III se presentan las características que hacen diferente a la energía de otros bienes y servicios, y dificultan su asignación libre únicamente a través del mecanismo de mercado. Asimismo, se presentan las alternativas de asignación que deben complementar o sustituir al mercado. La sección IV hace una valoración desde la teoría económica de las medidas de reforma de los sistemas energéticos planteadas desde la UE. Finalmente, en la sección V se presentan las principales conclusiones.

II. EL MODELO ENERGÉTICO DE LA UE

1. Desarrollo de una política energética para la UE

Aunque la cuestión energética ha estado presente en la construcción de la Unión Europea desde su origen y existe mucha legislación relativa al área de energía, no se ha planteado la configuración de una política energética común hasta la reunión informal del Consejo Europeo de 27 de octubre de 2005 en Hampton Court (Reino Unido). De hecho, la normativa comunitaria en materia de energía ha surgido del desarrollo de dos políticas transversales. Por un lado, la creación de un mercado europeo único para bienes y servicios; por otro lado, especialmente en los últimos años, la búsqueda de un modelo económico y social sostenible.

Efectivamente, después de muchos intentos fracasados de crear una política energética comunitaria (para una revisión detallada, véase Andoura *et al.*, 2010), el punto de inflexión se produjo cuando se incluye al sector energético en el proceso de creación de un mercado único para Europa impulsado por la Ley de Mercado Único de junio de 1986. Este fue el comienzo para el debate de distintas propuestas dirigidas a alcanzar una liberalización de los mercados energéticos que culminó con la promulgación del *Primer Paquete* de medidas para la electricidad y el gas en 1996 y 1998 respectivamente (1). Ambas directivas instaban a los países miembros a liberalizar progresivamente ciertos segmentos de sus mercados de gas y electricidad, y a abrir la posibilidad de elección de suministrador a un número cada vez mayor de consumidores.

Sin embargo, la aplicación de las directivas y el proceso de liberalización en los Estados miembros se han ido desarrollando a ritmos diferentes, desde la rápida y profunda reforma liberalizadora de Reino Unido, hasta los escasos movimientos reformistas en países como Francia, en los que todavía existen reticencias para deshacerse de sus bastiones empresariales energéticos. Esto forzó el lanzamiento por parte del Consejo Europeo de un *Segundo Paquete* de medidas liberalizadoras requiriendo la completa libertad de elección de suministrador para grandes consumidores en julio de 2004 y para todos los consumi-

dores en julio de 2007 (2). Sin embargo, en 2005 la apertura del mercado solo llegaba al 66 por 100 en electricidad y al 57 por 100 en gas, debido esencialmente al incumplimiento de las directivas por parte de la mayoría de los Estados miembros, lo que queda reflejado en la intensa apertura de expedientes de infracción lanzados por la Comisión a 17 países miembros (entre ellos España) en abril de 2006. Previamente, la Comisión ya había iniciado una investigación (3) sobre los mercados europeos de la energía cuyos resultados fueron publicados en enero de 2007 (4), y en el que se señalaban las grandes ineficiencias en el funcionamiento de los mercados de gas y electricidad, y los altos precios energéticos que estaban perjudicando seriamente a consumidores y empresas.

El lento proceso de apertura de los mercados energéticos europeos, los altos precios de la energía, la creciente dependencia externa, las preocupaciones por el cambio climático junto con algunos episodios de crisis —como la interrupción del suministro de gas a Europa por la disputa entre Rusia y Ucrania en el invierno de 2005/06— forzaron la necesidad de un amplio debate sobre una política energética común en la UE. Este debate se inició bajo la presidencia británica de la UE en la cumbre informal de jefes de Estado que se celebró en Hampton Court (Londres) en 2005, donde comenzó a gestarse la idea de un cambio de modelo energético para Europa.

2. Argumentos para el cambio de modelo energético para la UE

En los últimos años la política energética comunitaria ha centrado su foco de atención en conseguir un nuevo modelo energético que trate de resolver simultáneamente varios problemas latentes en su funcionamiento, en concreto enfrentarse al principal problema: el cambio climático. Con este fin, se están formulando planteamientos que pueden ayudar a configurar un sistema energético más autóctono y competitivo. La cuestión a dilucidar es si estas propuestas serán capaces de conseguir una transformación del sector energético en un modelo bajo en carbono con la rapidez e intensidad precisas para evitar las eventuales consecuencias negativas del cambio climático. Además, como veremos, se observa una cierta contradicción entre el fomento de la interacción entre oferentes y demandantes en el mercado energético europeo por un lado, y la interferencia regulatoria que puede impedir el correcto funcionamiento de dicho mercado energético por otro.

El primer planteamiento serio de cambio de modelo energético para la UE arranca con el Libro Verde elaborado por la Comisión «Una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura» (COM, 2006a), en el que se realiza un diagnóstico sobre la problemática energética en la UE, destacando varios aspectos. En primer lugar, se señala la alta vulnerabilidad del modelo energético actual por el fuerte incremento de la dependencia europea de las importaciones de productos energéticos procedentes, en su mayor parte, de un número muy reducido de países que cuentan con las principales reservas de energía convencional (petróleo y gas), gobernados por regímenes políticos inestables y poco democráticos, y poco fiables en lo que se refiere a intercambios comerciales, lo que amenaza la seguridad de suministro. En segundo lugar, se destaca que todavía no se ha alcanzado el pleno desarrollo de un mercado europeo único de energía, lo cual dificulta tanto el aprovechamiento de las economías de escala y sinergias técnicas entre los diferentes países como el afianzamiento de una verdadera competencia europea que elimine los privilegios de monopolio de los que siguen disfrutando determinados agentes nacionales. Estos dos elementos hacen a la UE todavía más vulnerable ante las fluctuaciones continuas y al incremento constante experimentado por los precios del petróleo y el gas. Finalmente, el informe hace especial mención a las consecuencias de carácter medioambiental provocadas por el uso intensivo de fuentes energéticas de origen fósil ilustradas principalmente con el calentamiento global de la Tierra.

Todos estos elementos, según el informe COM (2006a), provocarán, si no se toma ninguna medida para cambiarlo, que la dependencia energética exterior de la UE aumente desde un 50 por 100 actual al 65 por 100 en el año 2030, que las emisiones de CO_2 en la UE experimenten un crecimiento del 5 por 100 para el año 2030 y que las emisiones globales crezcan un 55 por 100. En este escenario, si el precio del barril de petróleo alcanza los 100 dólares, la factura energética de la UE-27 estará en torno a los 170 billones de euros, un incremento anual de 350 euros para cada ciudadano europeo.

Este diagnóstico impulsó la configuración de una nueva estrategia energética a nivel de la Unión en torno a tres objetivos fundamentales: 1) incrementar la seguridad de suministro; 2) asegurar la competitividad de las economías de la UE y la disponibilidad de energía a precios razonables, y 3) promocionar la

sostenibilidad medioambiental así como combatir el cambio climático. Esta nueva política energética europea (EPE) se inició con un Plan de Actuación en el sector de Energía para el periodo 2007-09 propuesto por el Consejo Europeo en su reunión de marzo de 2007, basado en la comunicación de la Comisión «Una política energética para Europa» (COM, 2007a). Las áreas prioritarias de acción que se propusieron para conformar la futura legislación europea sobre energía fueron: 1) la necesidad de completar los mercados internos de gas y electricidad a través de la mejora de las interconexiones y el fomento de la competencia; 2) mejorar la seguridad de suministro a través de una mayor coordinación y solidaridad entre sistemas, así como una diversificación de fuentes de energía y rutas de transporte; 3) definir una política exterior común sobre energía que permita a Europa jugar un papel más efectivo en las negociaciones con los principales productores energéticos del mundo; 4) diseñar una acción integrada para combatir el cambio climático basada en una mayor eficiencia energética y en la promoción de energías renovables, y 5) formular un plan tecnológico para acelerar el desarrollo de nuevas fuentes de energía más adecuadas para el nuevo modelo energético, esencialmente energías renovables y tecnologías bajas en carbono.

En este nuevo marco político para la energía en la UE destaca especialmente el establecimiento de medidas concretas que han configurado lo que se ha llamado *Estrategia 20-20-20*, que obliga a los países miembros a alcanzar diversos objetivos en el año 2020: 1) una reducción del 20 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las de 1990; 2) un ahorro del consumo energético del 20 por 100; 3) que el 20 por 100 del consumo de energía sea cubierto con fuentes renovables, y 4) una cuota de biocombustibles del 10 por 100 del consumo total de combustibles en transporte.

Adicionalmente, la Comisión, a propuesta del Consejo Europeo, institucionalizó el seguimiento del Plan de Actuación para refinarlo y adaptarlo al entorno cambiante, esencialmente para tener en cuenta la evolución tecnológica y la extensión del problema de cambio climático. De hecho, su *Primera Revisión Estratégica* apareció en la propia comunicación COM (2007a) a partir de la cual se conformó el EPE. Esta revisión se centró especialmente en mostrar las debilidades del proceso de liberalización de los mercados de gas y electricidad, y planteó diferentes propuestas que finalmente se concretaron en la aprobación por parte del Consejo Europeo y el Parlamento Europeo del *Tercer Paquete* de medidas sobre el mercado interno de energía en junio de 2009 (5), dirigidas a establecer una estructura regulatoria que hiciese plenamente efectiva la liberalización de los mercados energéticos. En particular, el *Tercer Paquete* incluye dos Directivas fijando normas de funcionamiento para los mercados de gas y electricidad, y tres regulaciones, dos de ellas fijando las condiciones de acceso a los mercados energéticos y la tercera constituyendo la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER). En general, este conjunto de medidas sienta las bases para una separación efectiva entre las fases competitivas de generación y comercialización respecto de la fase regulada de transporte y distribución que no estaba claramente diferenciada en muchos países de la Unión. Asimismo, diseña un mecanismo de coordinación entre reguladores que puede facilitar el aprovechamiento de sinergias para conseguir un sistema más eficiente y seguro.

En noviembre de 2008 la Comisión lanzó la *Segunda Revisión Estratégica* del sector de la Energía (COM, 2008) en la que se propuso un nuevo Plan de Actuación dirigido a reforzar la seguridad de abastecimiento y potenciar la solidaridad entre los países miembros en cuestiones relacionadas con la energía. Asimismo, esta *Segunda Revisión* avanzaba una renovación de la Política Energética Europea para 2010, que se concretó en la Comunicación de la Comisión (COM, 2010), «Energía 2020: una estrategia para un sector de la energía competitivo, sostenible y seguro», en la que se propone una nueva estrategia energética para el año 2020 centrada en cinco prioridades: 1) alcanzar un sector energético europeo eficiente; 2) crear mercados energéticos más integrados, interconectados y competitivos; 3) fortalecer las posibilidades de elección de los consumidores; 4) reforzar el liderazgo de la UE en la innovación y cambio tecnológico energéticos, y 5) mejorar la dimensión externa del sector europeo de energía. Esta comunicación es la antesala de la *Hoja de Ruta de la Energía para 2050* (*Roadmap 2050*), que ha adoptado la Comisión en su comunicación de diciembre de 2011 (COM, 2011e) en respuesta al mandato del Consejo Europeo Extraordinario celebrado en febrero de 2011. Basándose en el análisis de diferentes escenarios, este documento analiza la factibilidad de un sistema energético con un bajo nivel de emisiones de carbono (entre un 80 y un 95 por 100 inferiores a las de 1990) y el conjunto de decisiones que deben adoptarse para alcanzarlo. Es, por

tanto, el instrumento que guiará el diseño de la política energética de la UE de ahora en adelante para lograr la transición hacia un sistema competitivo, seguro y bajo en carbono.

III. LA MERCANCÍA «ENERGÍA» DESDE LA TEORÍA ECONÓMICA

Como paso previo a la valoración de la transición al nuevo modelo energético de la UE desde la teoría económica, en esta sección estudiaremos las características particulares de la mercancía «energía» que condicionan la asignación de los productos energéticos. Realizaremos un análisis normativo sobre si el mecanismo descentralizado de libre mercado es suficiente para asignar los productos energéticos y, en caso contrario, qué se puede hacer para mejorar las asignaciones de estos bienes y productos.

1. Características de los productos energéticos: por qué la energía es diferente a otros bienes

Los productos energéticos (electricidad, gas, etc.) presentan una serie de características que los hacen diferentes de otros bienes y que condicionan los procedimientos para su asignación de una forma eficiente.

En primer lugar, la energía cubre necesidades para las que no existen alternativas de sustitución rápidas y eficaces. Así, por ejemplo, para el uso de aparatos electrónicos y servicios de iluminación la electricidad es indispensable, y no hay ningún producto alternativo que pueda sustituirla. De la misma forma, la alternativa tecnológica para los procesos industriales con uso intensivo de gas es difícil o imposible. Esto hace que la demanda de productos energéticos presente una baja sensibilidad al precio en el corto plazo, convirtiendo a los consumidores en cautivos durante largos periodos. Un factor que refuerza la baja elasticidad de la demanda es la incapacidad por parte de los consumidores, especialmente los residenciales, de valorar los beneficios reales derivados de las inversiones en aparatos eléctricos poco intensivos en energía.

En segundo lugar, la producción y distribución de productos energéticos están caracterizadas por importantes economías de escala y grandes volúmenes de inversión. Esto conlleva que la construcción de las infraestructuras energéticas sea altamente costosa y con largos periodos de amortización de la inversión realizada. De esta forma, en el medio plazo las instalaciones en funcionamiento cuentan con muy baja disputa, y los consumidores no tienen grandes posibilidades de optar por suministradores alternativos. Además, los productos energéticos deben ser suministrados a través de redes de distribución especializadas (red eléctrica, oleoductos, gaseoductos), las cuales se convierten en activos esenciales para el funcionamiento del mercado.

En tercer lugar, la producción, distribución y consumo de energía llevan asociados la emisión de partículas nocivas para el medioambiente, con graves repercusiones incluso para la conservación del planeta: dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen de la utilización de fuentes de energía fósil (OTA, 1991, cap. 9).

En cuarto lugar, las principales fuentes de energía primaria de carácter fósil (petróleo y gas) se encuentran concentradas en un número reducido de países, la mayoría de ellos sometidos a regímenes de gobierno dictatorial muy poco fiables en las relaciones comerciales. Así, por ejemplo, más del 65 por 100 de las reservas de petróleo se encuentran en Oriente Medio, y las de gas están localizadas en Oriente Medio y en la antigua Unión Soviética ocupando el 40 y el 35 por 100, respectivamente (OPEC, 2012).

En quinto lugar, para algunos sectores energéticos como el eléctrico se precisa un equilibrio instantáneo entre oferta y demanda de electricidad debido al alto coste o a las dificultades técnicas para su almacenamiento.

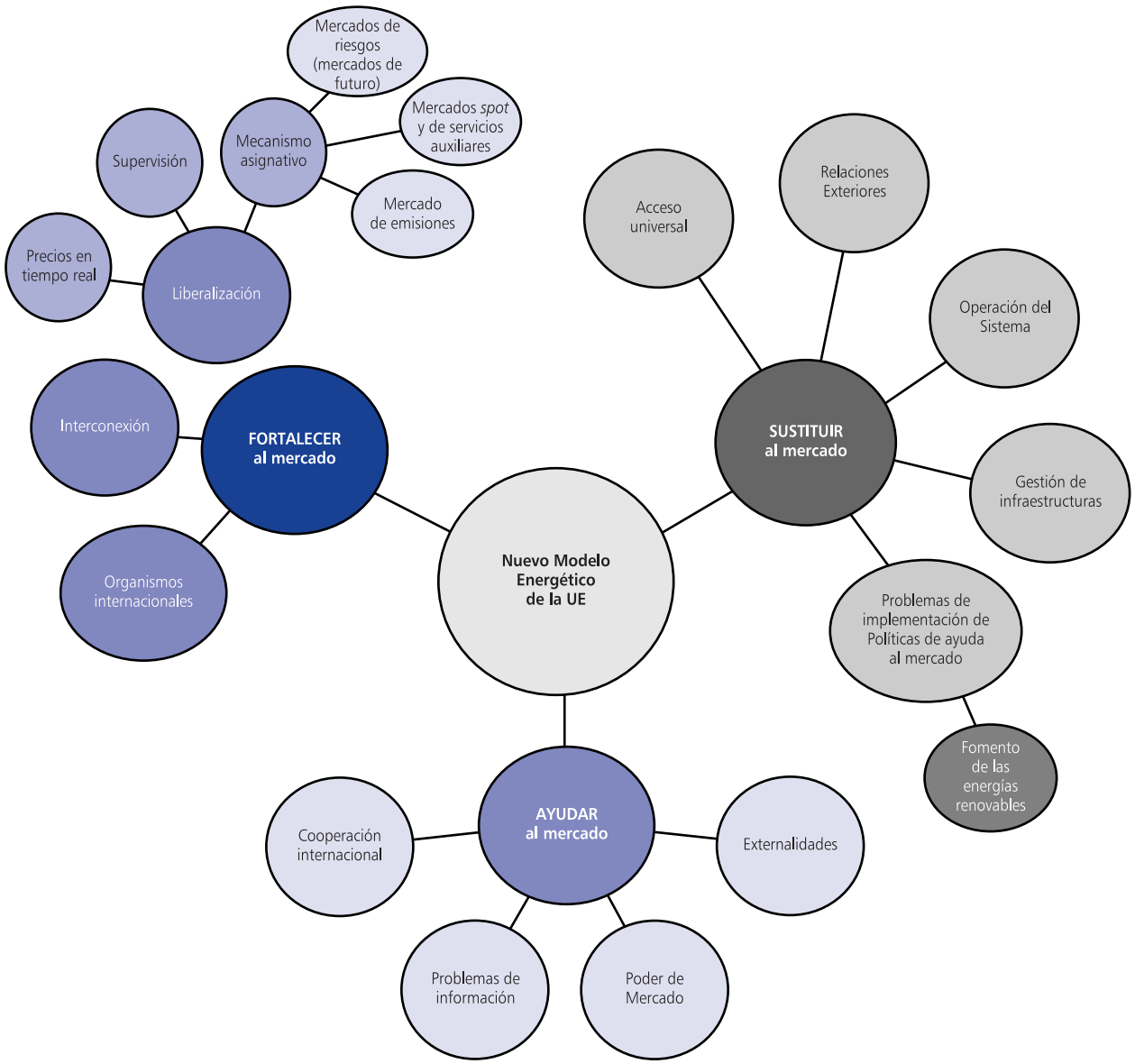
Por último, no debemos olvidar que los productos energéticos son mercancías esenciales para las economías modernas, vulnerables ante perturbaciones en su suministro tanto desde el punto de vista económico como social y político. Esto explica que los reguladores y los gobiernos estén continuamente preocupados por garantizar un suministro energético universal, fiable y seguro (véase COM, 2010, Introducción).

2. Por qué el libre mercado no es suficiente para asignar los productos energéticos

Las características particulares de los productos energéticos enunciadas en el apartado anterior pueden dar lugar a fallos en el funcionamiento del libre mercado.

1) *Baja sustituibilidad de la oferta y de la demanda*. La baja sustituibilidad tanto por el lado de la demanda como por el lado de la oferta ocasiona que

GRÁFICO 1
MÁS MERCADO, PERO NO SOLO MERCADO
LA TEORÍA ECONÓMICA EN EL NUEVO MODELO ENERGÉTICO DE LA UE



el sector energético sea muy vulnerable al ejercicio de poder de mercado, puesto que es rentable cualquier subida de precio del producto final por encima del coste marginal de suministro, ya sea de forma unilateral o a través de prácticas colusorias. Este ejercicio de poder de mercado se refuerza por un problema informacional: debido a las dificultades de los consumidores de valorar adecuadamente la totalidad de beneficios derivados de un uso eficiente de la energía existe un nivel insuficiente de inversión en infraestructura (edificios, electrodomésticos, etcétera) de baja intensidad energética (Allcott y Greenstone, 2012).

2) *Externalidades medioambientales.* Las decisiones descentralizadas de producción y consumo basadas exclusivamente en la in-

formación suministrada por los precios ocasionan externalidades de carácter medioambiental. Debido a que los consumidores energéticos no internalizan dichas externalidades, existe una producción ineficiente de bienes energéticos que lleva asociado un nivel socialmente excesivo de contaminación.

3) *Baja sustituibilidad de suministro.* Se genera una gran asimetría en los procedimientos de negociación y en el cumplimiento de los contratos de suministro a nivel internacional debido al diferente poder de negociación entre el reducido número de agentes proveedores, lo que facilita el establecimiento de acuerdos colusorios tácitos y explícitos (por ejemplo, la OPEP), y los numerosos agentes compradores, generalmente poco coordinados. Esto hace especialmente vulnerables a los países compradores tanto en términos de condiciones económicas como en lo que respecta a las garantías de suministro, sobre todo si tenemos en cuenta la ausencia de sólidos organismos internacionales con capacidad para imponer el cumplimiento de los contratos.

4) *Seguridad de suministro.* La imposibilidad de garantizar el cumplimiento de los contratos de suministro por parte de los principales productores de materia prima energética ocasiona riesgo de interrupción de suministro exterior. Esta imposibilidad se debe a la inexistencia de organismos internacionales que velen por el cumplimiento de esos contratos.

5) *Necesidad de redes de transporte.* La necesidad de utilizar redes tiene unas implicaciones sobre el proceso de asignación de productos energéticos. En primer lugar, si la creación de las redes se tomara a través de decisiones descentralizadas por parte de los operadores, no se estarían aprovechando adecuadamente las economías de escala: o bien existiría una duplicación de redes, o bien serían redes de carácter local que estarían infrautilizadas la mayor parte del tiempo. En segundo lugar, si la red se gestionara privadamente podría ser utilizada de forma estratégica por parte de algún agente que podría imponer restricciones en su uso, dificultando o incluso negando su acceso, lo que impediría la competencia de operadores alternativos. En tercer lugar, en el caso de que los operadores fuesen los responsables de ampliar la red, las inversiones individuales en la red beneficiarían a todos los operadores. Esto ocasionaría que aparecieran comportamientos oportunistas que llevarían a una infraprovisión del servicio de red. Finalmente, en cuarto lugar, el uso de la red por parte de los agentes afecta al uso de la misma por parte de otros agentes. En momentos de congestión de la red los agentes no están internalizando en sus decisiones de consumo los problemas de suministro que están provocando en los demás consumidores.

6) *Equilibrio instantáneo de mercado.* Para algunos bienes energéticos como es el caso de la electricidad no existe ningún mecanismo de mercado que garantice el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Esto se debe a que ningún mecanismo de mercado puede impedir que un consumidor extraiga electricidad de la red cuando no existe suficiente electricidad en la misma para abastecer a todos los consumidores. En estas circunstancias puede producirse una caída del sistema que deje sin suministro a todos los demandantes, lo que implicaría la necesidad de la puesta en marcha de todos y cada uno de sus componentes (arranque de centrales, desbloqueo de transformadores, etcétera). Este se refuerza por el hecho de que los consumidores no tienen información sobre los altos costes asociados al colapso del sistema.

7) *Acceso universal a la energía.* Finalmente, y no menos importante, está la característica de bien básico y servicio esencial de la energía que aconseja la introducción de mecanismos que garanticen el acceso universal a una cantidad mínima del recurso a precios razonables. De hecho, esta es una premisa continuamente presente en la normativa energética de la UE (véase COM, 2010).

3. Más mercado, pero no solo mercado

Para conseguir una asignación eficiente de bienes y servicios energéticos es necesario un buen diseño de las reglas de juego que faciliten un adecuado funcionamiento del mercado en el que los agentes económicos tomen sus decisiones libremente guiándose por los precios, que se convierten en las señales informativas relevantes. En esta línea, cualquier propuesta de cambio de modelo energético debe tratar de identificar las causas que pueden estar distorsionando el libre juego del mercado. Para ello es crucial distinguir entre los problemas de diseño del mercado de los problemas de funcionamiento del mercado. Para afrontar los primeros lo aconsejable es reformar el diseño. Para subsanar los segundos se precisará proponer mecanismos que ayuden al mercado a desarrollar su función. Sin embargo, llegado el caso, puede que sea preciso sustituir al mercado en el desarrollo de aquellas actividades que no sean susceptibles de funcionar en competencia. No obstante, toda reforma debe ponderar beneficios y costes.

1) *Fortalecimiento institucional.* Un adecuado diseño de mercado exigirá un fortalecimiento institucional que consiga que los precios sean la guía para la toma de decisiones de los participantes en el mercado. Existen tres líneas para conseguir este objetivo: una de diseño de mercado, otra tecnológica y otra de política exterior. En primer lugar, con el fin de impulsar la liberalización es necesario diseñar no solo mercados de asignación para los productos energéticos y sus servicios auxiliares (mercados *spot*, de ajuste, de restricciones técnicas, etc.), sino también facilitar la implantación de mercados de futuros que permitan la cobertura de riesgo de los agentes ante la variabilidad de los precios, así como mercados que posibiliten el comercio de subproductos derivados de la producción de energía (mercado de emisiones). Además, se debe conseguir que los precios transmitan a los consumidores la verdadera variabilidad de los costes de suministro para cada uno de los periodos temporales, especialmente en el caso de la electricidad debido a la alta variabilidad horaria de sus precios —lo que requeriría instalar medidores de consumo adecuados—. Para aprovechar las eficiencias derivadas del funcionamiento de los mercados es imprescindible garantizar un comportamiento competitivo en los mismos. Para ello se necesitará una supervisión rigurosa de las decisiones de los agentes por parte de un organismo especializado que impida la aparición de estrategias contrarias a la competencia.

En segundo lugar, es preciso articular un verdadero mercado interior de energía dentro de la UE, para lo que se requiere la completa liberalización de los mercados en todos los países miembros y el desarrollo de interconexiones entre los mismos.

En tercer lugar, en un entorno de relaciones multilaterales, la UE debería garantizar que los contratos comerciales con terceros países queden amparados por un organismo internacional reconocido que resuelva controversias comerciales en el suministro de productos energéticos. Este organismo precisaría no solo de capacidad de penalización, sino también de la ejecución de dichas sentencias.

2) *Ayudar al mercado.* Cuando el diseño de mercado no sea suficiente para garantizar su buen funcionamiento puede ser preciso introducir mecanismos de intervención que ayuden al mismo en el proceso de asignación. Esto sucede en el caso de que existan efectos externos medioambientales, problemas informacionales, ejercicio de poder de mercado o cuando sea problemático el cumplimiento de los contratos de suministro con terceros países.

El problema de las externalidades medioambientales surge porque los consumidores no tienen en cuenta que las emisiones contaminantes (CO_2, CH_4, N_2O y otros) derivadas del uso de la energía tienen un efecto inmediato sobre el medioambiente, y es la principal causa del calentamiento global del planeta, origen del problema del cambio climático. El mercado por sí solo no puede resolver este problema y necesita de mecanismos que le ayuden en esta función. La clave está en internalizar esos costes externos, es decir, en conseguir que los agentes económicos soporten la totalidad de los costes que originan al usar los productos energéticos siguiendo el principio de «quien contamina paga». Para ello es necesario, primero, una contabilización de los costes externos así como una valoración de los mismos; segundo, la repercusión de esos costes a sus responsables. Con este propósito se podrían utilizar impuestos que graven las emisiones, o bien cuotas que sean comercializadas a través de un mercado de derechos de emisión. Alternativamente, cuando estos instrumentos tengan dificultades de ser implementados, podría precisarse un mecanismo que sustituya al mercado (por ejemplo, el impulso de las energías renovables). Esta sustitución del mercado también puede ser necesaria porque la velocidad de cambio del mercado es inferior a la velocidad de cambio del clima, lo que hace imprescindible agilizar la transición hacia un sistema energético bajo en carbono (por ejemplo, a través del establecimiento de objetivos de reducción de emisiones).

En segundo lugar, para resolver los problemas de carácter informacional relacionados con las dificultades de los consumidores de valorar adecuadamente la totalidad de beneficios derivados de un uso eficiente de la energía, es necesario introducir mecanismos que proporcionen información a los agentes que les permitan una adecuada toma de decisiones en la adquisición de infraestructuras. Con este propósito se podrían establecer estándares en edificios, electrodomésticos, automóviles y otros elementos de baja intensidad energética. Adicionalmente, con la finalidad de incidir en el comportamiento de los demandantes, esta información podría ser complementada con campañas informativas sobre los costes que ocasionan las decisiones de los consumidores sobre el sistema (congestión y eventual colapso de la red, seguridad de suministro, etcétera).

En tercer lugar, con respecto al ejercicio de poder de mercado las autoridades deberían ampliar las posibilidades de sustitu-

ción del producto tanto por el lado de la demanda como por el lado de la oferta. La sustituibilidad por el lado de la demanda vendrá fundamentalmente de hacer a los consumidores finales más sensibles al precio de los productos energéticos. Para algunos de estos productos (por ejemplo, la electricidad) es indispensable que dichos consumidores puedan conocer la variabilidad de precios en tiempo real para provocar cambios en las pautas de consumo o incluso una reducción directa de consumo (véase Borenstein *et al*., 2002). Para otros (por ejemplo, los carburantes) se requiere una creciente incorporación de productos sustitutivos que disputen su hegemonía, para lo cual es imprescindible contar con un desarrollo relevante de las infraestructuras básicas (por ejemplo, red de recarga para coche eléctrico). A su vez, la sustituibilidad por el lado de la oferta precisaría de una intervención pública dirigida a: 1) facilitar y agilizar los trámites necesarios tanto para la instalación de nuevas centrales de producción como para la entrada de más agentes productores; 2) abrir los mercados nacionales a la competencia exterior a través del desarrollo y ampliación de las redes de interconexión entre países, y 3) no permitir operaciones de fusión entre grandes compañías energéticas nacionales con el fin de aumentar la competencia dentro de la UE en la oferta de productos energéticos. En definitiva, se debe conseguir que exista una fuerte presión competitiva sobre los agentes participantes en el mercado que traiga mayores incentivos para mejoras tecnológicas, mayor variedad y calidad de los productos ofrecidos.

En cuarto lugar, una política exterior común de la UE permitiría unas mejores condiciones de intercambio con los países productores y aumentaría el cumplimiento de los contratos de suministro. Por una parte, porque se incrementa el poder de negociación de la UE que contrarreste el poder de mercado del número reducido de países productores de materia prima energética; por otra parte, porque una política de cooperación internacional con estos países incrementaría los costes de oportunidad de una interrupción de suministro al poder verse comprometida la labor de cooperación. Es, por tanto, conveniente que la UE desarrolle políticas paralelas de afianzamiento de relaciones internacionales a través de un diseño coordinado de los programas de ayuda al desarrollo y de cooperación internacional.

3) *Sustituir al mercado.* Sin embargo, cuando la introducción de mecanismos de intervención tampoco pueda garantizar el buen funcionamiento de los mercados, puede ser precisa la sustitución del mercado por un mecanismo de asignación centralizado. Este es el caso de la operación de los sistemas energéticos, la gestión y expansión de las redes de transporte y distribución, la consecución del acceso universal a la energía, y la planificación de la cartera de proveedores internacionales. Adicionalmente, cuando alguno de los mecanismos de intervención tenga problemas de implementación se podría justificar una intervención que sustituya al mercado.

En primer lugar, en lo que se refiere a la operación del sistema (seguridad de suministro), la intervención debería garantizar la ejecución de las decisiones de compra y venta de energía de los agentes económicos sin que se ponga en peligro la integridad de los sistemas energéticos. Así, por ejemplo, en el caso del sector eléctrico es imprescindible la figura de un organismo que garantice el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda de forma continua para evitar una interrupción total del sistema. Adicionalmente, será necesario acopiar reservas estratégicas para hacer frente a una interrupción de materia energética que implique graves perjuicios económicos y sociales. Por último, el fomento de la innovación y desarrollo de fuentes de energía alternativa contribuirá a reforzar la seguridad de suministro al tiempo que fomentará la competencia y la sostenibilidad medioambiental.

En segundo lugar, la característica de monopolio natural de la actividad de gestión y expansión de redes requiere de una organización centralizada debidamente regulada. En este caso, lo importante será que la regulación incentive una operación y una inversión eficientes.

En tercer lugar, en la reforma no debe olvidarse que la energía es un bien esencial, por lo que deben diseñarse políticas que permitan el acceso universal a una cantidad mínima de producto energético.

En cuarto lugar, y con objeto de reforzar la garantía de abastecimiento energético, se podría plantear una política energética exterior dirigida a planificar y diversificar la cartera de suministradores, eliminando, si se hace necesario, las importaciones de aquellos países con elevado riesgo geopolítico.

Finalmente, puede ser necesario sustituir el mercado cuando los instrumentos que ayudan al funcionamiento del mismo tienen problemas de implementación. Este es el caso de la utilización de impuestos que graven las emisiones, o la creación de un mercado de derechos de emisión para mitigar los efectos medioambientales. De ser así, la velocidad de cambio

del mercado sería inferior a la velocidad de cambio del clima, por lo que es conveniente agilizar la transición hacia un sistema energético bajo en carbono. Para resolver este problema, la literatura ha sugerido una política *second-best* consistente en impulsar energías de carácter renovable (Borenstein, 2011 y 2012).

IV. VALORACIÓN DE LA TRANSICIÓN DE MODELO ENERGÉTICO DESDE LA TEORÍA ECONÓMICA

En esta sección se evaluará desde la teoría económica la política energética de la UE para la consecución del nuevo modelo energético siguiendo las tres dimensiones analizadas en la sección anterior. Por un lado, se estudiarán las políticas relacionadas con el diseño de mercado dirigidas a facilitar la toma descentralizada de decisiones por parte de los agentes económicos en un marco transparente (*fortalecer al mercado*). Por otro lado, aquellas otras dirigidas a ayudar al mercado en el proceso de asignación de recursos (*ayudar al mercado*). Y, finalmente, las propuestas formuladas para sustituir al mercado en aquellas funciones que este no puede realizar adecuadamente (*sustituir al mercado*).

1. Fortalecer el mercado: diseño y funcionamiento

Como se ha comentado en la sección anterior, el fortalecimiento institucional de los mercados energéticos debe basarse en el desarrollo de mecanismos descentralizados de asignación de recursos, en la supervisión de los mercados, en la convergencia a precios en tiempo real, en la creación de un mercado interior de energía y en que los contratos comerciales con terceros países queden amparados por organismos internacionales.

La implementación de los principales mecanismos descentralizados de intercambio de los diferentes productos energéticos está bastante avanzada en prácticamente todos los países de la UE. Aunque existen algunas diferencias en las reglas (*pool* o mercados de equilibrio, ofertas netas o brutas, periodo de liquidación, etc.), los ejes fundamentales del diseño son compartidos por todos los sistemas energéticos. En este sentido ya están completamente consolidados en todos los países los diferentes mercados —diario, intradiario, restricciones técnicas y ajustes— necesarios para que los agentes puedan gestionar la producción y el consumo en todas las franjas horarias, así como todo el conjunto de mercados de futuros —bilaterales y organizados— que permiten la cobertura de los agentes frente a los riesgos derivados de la variabilidad de los precios en el mercado al contado.

Merece una mención especial la creación en 2005 del mercado de emisiones funcionando bajo un sistema de cuotas (*cap and trade*). Inicialmente la UE ha determinado una cuota de emisiones de algunos gases de efecto invernadero y, a continuación, la ha asignado a los agentes emisores con el fin de que puedan comercializarlos (6). De esta forma se consigue internalizar la externalidad medioambiental a través de este mecanismo de mercado.

Quedan por desarrollar, sin embargo, los mecanismos que permiten una participación más activa de los consumidores en los diferentes mercados de asignación. Para ello será indispensable el desarrollo e implementación de medidores y redes inteligentes que hagan posible no solo el envío de señales sobre el estado del sistema sino también la participación de los consumidores en el mantenimiento del equilibrio entre oferta y demanda (7 y 8). Con este propósito la CE ha establecido una agenda básica para el desarrollo de redes inteligentes y ha aprobado una serie de recomendaciones para el despliegue de sistemas de medición inteligentes que permitan que los consumidores puedan conocer su consumo en tiempo real y tengan mayores oportunidades para gestionar su gasto energético (véase EU, 2011b; COM, 2012b). Asimismo, una vez garantizadas unas condiciones de funcionamiento competitivo del mercado, es necesario que se eliminen las tarifas reguladas que pueden distorsionar las señales enviadas a los consumidores finales y perjudicar la competencia en el mercado minorista.

Por otra parte, siguen existiendo discrepancias a nivel de UE respecto a la suficiencia y eficiencia de los mecanismos de mercado para garantizar un nivel de inversión en capacidad de generación eléctrica que permita la cobertura de demanda a tiempo (*generation adequacy*). Este problema se agudiza con la incorporación masiva de energías renovables, cuya generación discontinua exige una capacidad de respaldo que solo será usada durante las pocas horas en las que las fuentes renovables no estén disponibles, lo que hará más difícil la recuperación de sus costes de inversión. De hecho, en algunos sistemas eléctricos como el español se han implementado mecanismos específicos de incentivo para invertir en nueva capacidad de generación, mientras que en otros como el Nord Pool han considerado que

el mercado es suficiente para garantizar ese nivel de inversión. Para establecer una política común que garantice un nivel adecuado de inversión que permita el suministro a medio y largo plazo, la UE acaba de iniciar un procedimiento de consulta para recabar información para el diseño de una propuesta (EC, 2012).

Con respecto al proceso de creación de un mercado interior de la energía en la UE, el marco de juego no está completamente definido porque el proceso de liberalización de mercados todavía no ha finalizado. Algunos países miembros aún no han realizado la trasposición a su legislación nacional de la normativa básica incluida en el *Tercer Paquete*, el cual exige una separación real entre la gestión de las redes y las actividades de producción o suministro con objeto de que exista un acceso y unas condiciones de uso no discriminatorias de las infraestructuras básicas (por ejemplo, redes de transporte) (véase COM, 2012b).

Por otra parte, no se ha desarrollado de forma plena la interconexión europea entre sistemas nacionales que ofrezca a los consumidores la posibilidad de elegir entre las diferentes empresas de suministro de gas y electricidad que operan en la UE (véase EU, 2011a). En esta línea, la propuesta de impulsar la creación de regiones eléctricas puede ayudar a consolidar un verdadero mercado interior europeo de la energía (9). Además, para cubrir el déficit de infraestructura básica, la Dirección General de Energía (DGE) ha establecido un conjunto de prioridades para el medio y largo plazo con el fin de preparar la infraestructura para el siglo XXI. El Plan de Desarrollo de Redes para 10 años fija estas prioridades para asegurar la oferta de electricidad en la UE. Asimismo, en su informe EU (2011a), la DGE también ha establecido como prioritario el desarrollo de varias interconexiones entre las que destaca la propuesta para el Sur de Europa, en particular la que une Francia con la península Ibérica. Por otra parte, el Parlamento Europeo ha desarrollado un Reglamento (DOUE, 2009e) que establece normas equitativas (*códigos de red*) para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad.

Una vez estén desarrollados los mecanismos básicos para un funcionamiento competitivo de los mercados energéticos es indispensable su supervisión y regulación por parte de organismos especializados, y por la autoridad de defensa de competencia, que impida el abuso de poder de mercado. Si bien a nivel de UE la labor de supervisión se ha desarrollado de forma activa (10), las autoridades reguladoras o de competencia de los países miembros han sido un poco más laxas a la hora de exigir un comportamiento más competitivo. Además, la actual crisis económica está siendo utilizada como excusa para justificar una supervisión menos estricta, e incluso en algunos países, como es el caso de España, se está planteando la desaparición de los órganos de supervisión y control especializados (Comisión Nacional de la Energía, CNE).

En relación al cumplimiento de los contratos de suministro, la UE pertenece a la Organización Mundial del Comercio desde su creación en 1995, organismo internacional que resuelve conflictos comerciales con sus correspondientes procedimientos de resolución y sanción. Así, la UE debería tratar de que sus relaciones con los países productores quedaran amparadas por el arbitraje de esta organización para incrementar la seguridad de suministro energético (11).

2. Ayudar al mercado

En este apartado se valorará la política de la UE en relación con los aspectos relacionados con los mecanismos de intervención que ayuden al mercado en el proceso de asignación. En concreto, revisaremos las propuestas europeas que afectan al control de externalidades medioambientales, a los problemas informacionales, al ejercicio de poder de mercado y al incumplimiento de los contratos de suministro por parte de los países productores.

En lo que se refiere a las externalidades medioambientales, la UE no ha elegido como instrumento de corrección los impuestos debido a que las competencias en política impositiva pertenecen a los Estados miembros. En su lugar, se ha optado por un fortalecimiento institucional mediante la creación de un Mercado de Derechos de Emisiones.

En cuanto a la resolución de los problemas de carácter informacional relacionados con la eficiencia y el ahorro energético, si bien la UE ha adoptado diversas medidas, en particular en el mercado de aparatos eléctricos y en los edificios —«Plan de acción para la eficiencia energética de 2006», COM (2006b) y DOUE (2009a)—, para poder alcanzar su objetivo de ahorrar un 20 por 100 de energía primaria para 2020, la Comisión ha elaborado un nuevo plan global de eficiencia energética (COM, 2011b). Este nuevo plan, que se desarrollará en sintonía con las demás medidas incluidas en la iniciativa «Una Europa que utilice eficazmente los recursos» (véase

COM, 2011a), enmarcada en la *Estrategia Europa 2020* incluida la hoja de ruta hacia una economía baja en carbono en 2050, pretende aprovechar el considerable potencial de incremento del ahorro energético que existe en los edificios, los transportes y los procesos de producción. Para reforzar esta política, en octubre de 2012 la UE ha adoptado la Directiva 2012/27/EU (DOUE, 2012c) sobre eficiencia energética, que sustituye a directivas anteriores, en la que se establecen objetivos concretos de eficiencia energética para 2020 en cada país miembro. Con este mismo propósito de resolver problemas informacionales se han diseñado las diferentes campañas de concienciación dirigidas a afectar a la demanda de productos energéticos (12).

Por lo que ser refiere a la aplicación de políticas dirigidas a evitar el ejercicio de poder de mercado en los mercados energéticos, la labor de la UE se ha desarrollado en dos frentes. Por un lado, vigilando la conducta de los agentes para evitar cualquier ejercicio unilateral de poder de mercado; por otro lado, impidiendo la configuración de estructuras de oferta que otorgasen a las empresas implicadas posiciones de dominio. En esta línea, la actuación de la CE no ha sido demasiado estricta al permitir la formación de grandes grupos empresariales vinculados a los antiguos monopolios energéticos estatales, lo cual será sin duda perjudicial para que exista una competencia real en el futuro mercado energético europeo.

Como señala el informe SWD (2012), en 8 Estados miembros más del 80 por 100 de la capacidad de generación está todavía en manos del antiguo monopolio público. En el mercado europeo de electricidad el nivel de concentración en 2010 seguía siendo muy elevado, donde la cuota de mercado del mayor generador era superior al 50 por 100 en 11 Estados miembros, y más grande que el 80 por 100 en 6 Estados. En el caso del mercado de gas, menos de la mitad de los Estados disponían de más de diez importadores, y la cuota de mercado del importador más grande era superior al 50 por 100 en 14 de los 20 Estados. Por su parte, en ambos mercados la tasa de cambio de suministrador en el mercado minorista continuaba siendo muy baja, especialmente para consumidores domésticos. Además, en 11 Estados todavía no se ha logrado la completa separación entre actividades reguladas y en competencia. Asimismo, los precios finales experimentaron incrementos sin convergencia de precios finales entre los diferentes Estados. Para mejorar este aspecto la UE lleva confiando en una aplicación estricta de las leyes de competencia, que le ha llevado a tramitar varios expedientes. Por otra parte, la CE ha estado vigilante sobre las operaciones de fusión impulsadas en el mercado energético (13). Finalmente, la CE está supervisando de manera rigurosa las ayudas estatales a las empresas energéticas para asegurarse de que son necesarias, proporcionadas y no restringen la competencia.

Con objeto de facilitar el diseño de una política exterior común en el campo de la energía, la CE emitió la comunicación COM (2011d), estableciendo las directrices básicas para la concreción de una política exterior dirigida a ayudar al funcionamiento del mercado interior de energía. Entre otras cosas, la comunicación señala como línea estratégica el desarrollo de actuaciones de cooperación con los países subdesarrollados con recursos energéticos. Asimismo, considera preferente para el diseño de una política exterior común el intercambio de información sobre los acuerdos bilaterales con terceros países. Con este propósito, el Parlamento Europeo acaba de emitir la Decisión 994/2012/EU, que establece un mecanismo de intercambio de información respecto a los acuerdos comerciales entre los Estados miembros y terceros países productores de energía. Esta información será esencial para que la UE pueda realizar una acción coordinada que asegure que los acuerdos comerciales se ajusten a las leyes de la Unión Europea y se garantiza de forma efectiva la seguridad de suministro (DOUE, 2012b).

3. Sustituir al mercado

El nuevo modelo energético debe lograr una buena sustitución del mercado para aquellas actividades que no pueden funcionar en competencia. En esta sección analizamos el papel de la UE en lograr una operación y desarrollo eficiente de las actividades centralizadas: operación coordinada de los sistemas energéticos, gestión y expansión de las infraestructuras de suministro (redes, gasoductos, etcétera), consecución del acceso universal a la energía y planificación de las relaciones comerciales con los países productores.

Por lo que se refiere a la función de operación centralizada de los sistemas energéticos, el *Tercer Paquete* lanzado por la Comisión Europea en el año 2009 enfatiza el papel de la coordinación de los reguladores de energía de los Estados miembros, con objeto de aprovechar las complementariedades de los sistemas y rebajar la probabilidad de interrupción del mismo. Con este objetivo crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) para facilitar los acuerdos entre

países, tanto para el tránsito como para la resolución de desequilibrios de los sistemas energéticos nacionales.

Con respecto a los criterios de operación y expansión de las infraestructuras básicas de suministro (redes de transporte, gasoductos), no existe una política armonizada a nivel de CE. Tal como señala el informe Think (2012), la ausencia de una coordinación en este tema puede que tenga pocos efectos para el caso de infraestructuras de carácter nacional, pero puede tener fuertes implicaciones para un correcto funcionamiento del mercado interior de energía cuando se trate de infraestructuras asociadas a los principales corredores de intercambio entre países miembros. Es recomendable en este sentido la fijación de criterios comunes para los instrumentos que guíen las tarifas y las decisiones de inversión.

En relación con la garantía de un servicio universal a los productos energéticos, la UE, en su Directiva 2003/54/EC (DOUE, 2003a), impone a las empresas eléctricas de los Estados miembros obligaciones de servicio público. Asimismo, establece que son los Estados miembros los que adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y, en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables, incluidas medidas que les ayuden a evitar la interrupción del suministro.

Respecto a la política energética común, la CE ha establecido en su comunicación COM (2011d) diferentes propuestas encaminadas al diseño de *mix* energéticos en sustitución del mercado. Básicamente, postula la necesidad de condicionar las relaciones comerciales con países de alto riesgo geopolítico, diversificando las fuentes de suministro.

Con objeto de complementar a los instrumentos de mercado que internalizan las externalidades medioambientales (impuestos, mercado de emisiones), la UE está interviniendo directamente en el mercado con sus políticas dirigidas a potenciar el desarrollo de las energías renovables, que, además, son consideradas como un elemento clave que debe liderar el cambio de modelo energético. Su confianza en las energías renovables descansa en la creencia de que su potenciación ayudará a resolver simultáneamente los principales retos propuestos para la reforma energética: incrementar la seguridad de suministro, introducir mayor competencia y conseguir un sistema energético medioambientalmente más sostenible. Para el fomento de las energías renovables el Parlamento Europeo y el Consejo promulgaron la Directiva 2009/28/CE (DOUE, 2009b) relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta Directiva asigna a cada Estado miembro la responsabilidad de diseñar un plan de acción en materia de energía renovable que la Comisión evaluará (art. 4 (3)). Este papel protagonista de las energías renovables ha sido enfatizado en la comunicación COM (2012a), en la que ofrece algunas orientaciones para la modificación del mecanismo de apoyo a las energías renovables, y plantea diferentes políticas que ayuden a su desarrollo después del año 2020.

Obsérvese que la estrategia de potenciación del vehículo eléctrico por parte de la CE SEC (2011) va en esta misma dirección, al estar ligada a las estrategias de una economía baja en carbón, a la descarbonización del transporte y, en general, a un uso eficiente de los recursos energéticos.

Existe, por otro lado, una intervención directa de la UE en la configuración del nuevo modelo energético, sustituyendo al mercado, a través del establecimiento de objetivos de obligado cumplimiento para los miembros de la Unión. Esta política está presente en la *Estrategia 20-20-20*, donde se fijan las principales metas en materia de reducción de emisiones, ahorro energético y configuración del *mix* energético, a alcanzar para el año 2020; en la *Hoja de Ruta* (*Roadmap 2050*) que marca los objetivos de reducción de emisiones para el año 2050 (COM, 2011e); y, en general, en el establecimiento de diferentes hitos que conforman la evolución del nuevo modelo energético de la UE.

4. Estrategia común y sin ambigüedades: requisitos básicos para configurar el nuevo modelo energético

A modo de síntesis, como se señala en Andoura *et al*. (2010), los principales problemas que están impidiendo el diseño de una política energética común son las deficiencias estructurales en el proceso de liberalización de los mercados, con muchos países reticentes a realizar la trasposición de las normas comunitarias, y a las dificultades en la implementación de una política energética exterior común. En relación al primero, en febrero de 2012, de acuerdo con lo indicado por el comisario de Energía de la UE, Günter Oettinguer, solamente 13 Estados miembros habían traspuesto completamente a sus legislaciones nacionales las Directivas del *Tercer Paquete*, un proceso que debería haber finalizado en marzo de 2011. Por su parte, 7 Estados miembros las han traspuesto parcialmente y otros 7 no las habían traspuesto ni siquiera parcialmente (véase Stern *et al*., 2012).

En cuanto al segundo, es especialmente destacable la débil representación de la UE en la escena energética internacional, a pesar de ser uno de los mayores importadores de productos energéticos del mundo. Así, en los últimos años los países miembros se han preocupado más por perseguir prioridades nacionales que por defender objetivos y valores europeos. En este sentido, cada país se ha preocupado de definir su propio *mix* energético en función de las presiones económicas y políticas locales, sin tener en cuenta las preferencias europeas, ni su adecuación en un futuro mercado energético europeo.

Por otra parte, existen movimientos contradictorios en la configuración de los sistemas energéticos por parte de los diferentes Estados. Por un lado, se están desarrollando normativas que persiguen la potenciación del mercado como mecanismo de referencia de asignación de energía, pero, por otro lado, se está produciendo una fuerte intervención en el establecimiento de hitos que configuran el modelo energético de la Unión de una forma *ad hoc*. A su vez, en algunos Estados miembros se está promoviendo la consolidación de fuertes empresas nacionales. Al mismo tiempo, se siguen concediendo importantes subsidios a los combustibles fósiles en contra del objetivo de alcanzar un modelo energético más sostenible medioambientalmente (14).

V. CONCLUSIONES

La UE ha apostado por el desarrollo de un nuevo modelo energético seguro, competitivo y sostenible medioambientalmente. Para ello está confiando en el mercado como el mejor mecanismo de asignación de los productos energéticos, pero admitiendo la necesidad de introducir instrumentos que lo complementen con objeto de hacer frente a algunos fallos inherentes a su funcionamiento, e incluso proponiendo mecanismos alternativos de asignación en algunas funciones que el mercado no puede resolver adecuadamente por sí mismo. Esto explica que la normativa comunitaria de los últimos años haya estado centrada fundamentalmente en la liberalización de los principales mercados energéticos y en la consolidación de un verdadero mercado interior de la energía, aunque paralelamente también se hayan impulsado políticas dirigidas a resolver los distintos fallos de mercados, con atención especial a las externalidades medioambientales ocasionadas por las emisiones de gases de efecto invernadero, principal causa del cambio climático.

Sin embargo, la consecución de una política energética común a nivel europeo se está encontrando con importantes dificultades en la trasposición de la normativa comunitaria a la legislación de los países miembros. De hecho, en los últimos años en los países miembros ha habido una mayor preocupación con la defensa de los intereses nacionales que por la consecución de objetivos y valores comunes a nivel europeo. En este sentido, cada país miembro ha establecido su propia política energética basándose en las presiones económicas y políticas internas, más que en las necesidades del mercado interior europeo de energía. Por otra parte, la UE tampoco ha sabido desarrollar una política exterior común en sus relaciones con los principales países suministradores, y los países miembros han actuado individualmente gestionando sus propios intereses. En realidad, la tendencia liberalizadora ha encontrado una fuerte resistencia de los países miembros a perder su soberanía en política energética.

Efectivamente, los Estados miembros confían fuertemente en sus recursos nacionales de energía, sea petróleo (Reino Unido), gas (Holanda), nuclear (Francia) o carbón (Alemania), y desean mantener el control nacional para su política energética. Y lo mismo ocurre con los impuestos sobre la energía, cuya potestad no quiere cederse al ámbito comunitario. Todo esto está contribuyendo a una fragmentación de la política energética europea que puede poner en grave riesgo la transición a una economía baja en carbono.

NOTAS

(*) El primer autor agradece la financiación recibida del Ministerio de Educación y Ciencia a través del proyecto ECO2008-05771 y el segundo autor al Ministerio de Ciencia y Tecnología ECO2010-17943. Las visiones expresadas son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente la propia de las instituciones a las que pertenecen.

(1) DOUE (1997), pp. 20-29; DOUE (1998), pp. 1-12.

(2) DOUE (2003a), pp. 37-56; DOUE (2003b), pp. 57-78.

(3) DOUE (2005), 14 de junio de 2005, p. 13.

(4) COM (2006c).

(5) DOUE (2009c) y DOUE (2009d).

(6) El mercado cubre el 40 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero y casi la mitad de las de CO_2. De momento solo considera las emisiones procedentes de centrales eléctricas, plantas de combustión, refinerías de petróleo, siderometalúrgicas, fábricas de cemento, vidrio, cal, ladrillos, cerámica, pasta de papel, papel y cartón. El mercado se ampliará a las industrias petroquímica, de aluminio, de amoníaco y de aviación, así como a gases adicionales a partir de 2013.

(7) Véase, por ejemplo, el trabajo de la Smart Grids Task Force (SGTF) creada por la CE y la posterior recomendación de la Comisión de 9 de marzo de 2012 sobre los preparativos para el desarrollo de sistemas de medición inteligentes (DOUE, 2012a), y la Comunicación «Redes Inteligentes: de la innovación al desarrollo», COM (2011c).

(8) Los sistemas de medición inteligentes facilitan tanto la microgeneración por parte de los consumidores como el ajuste del consumo de electricidad en tiempo real en respuesta a la fluctuación del precio de mercado. Se ha demostrado que estos aparatos pueden reducir los costes de energía de los hogares en un 13 por 100, pero incluso pueden permitir ahorros si se instalan sistemas automáticos de control (véase STROMBACK *et al.*, 2011).

(9) La iniciativa de creación de mercados regionales europeos fue lanzada por el European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) en la primavera de 2006, y considera la creación de mercados regionales tanto para la electricidad como para el gas. En particular, para la electricidad propone siete mercados regionales: Báltico, Central-Este, Central-Sur, Central-Oeste, Norte, Sur-Oeste y la región Francia-Reino Unido-Irlanda. Para el gas plantea tres mercados regionales: Norte-Oeste, Sur y Sur-Sureste.

(10) En 2005 la CE realizó una investigación sobre el grado de competencia de los mercados de gas y electricidad en la UE, que dio lugar al informe COM (2007b). Este informe fue la base sobre la que se diseñó el Tercer Paquete de medidas de liberalización del sector de energía en la UE.

(11) Por ejemplo, la reciente incorporación de la Federación Rusa a la OMC en el año 2012 y la de Ucrania en 2008 podría ayudar a evitar que se repitan los episodios de interrupción de suministro ocurridos en 2006.

(12) Véanse por ejemplo los videos de la Dirección General de Energía: http://ec.europa.eu/energy/publications/index_en.htm.

(13) Así, por ejemplo, en 2004 prohibió la fusión entre EDP y GDP en Portugal, y en 2006 autorizó con condiciones las operaciones de fusión entre GDF y Suez, y entre E.ON y Mol. Asimismo, la CE ha actuado cuando ha considerado injustificadas las condiciones impuestas por las autoridades nacionales a alguna fusión (E.ON/Endesa y Ene/Acciona/Endesa).

(14) Según el informe de la AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA, *World Energy Outlook 2012*, los subsidios gubernamentales a los combustibles fósiles crecieron en 2012 un 30 por 100, hasta 523.000 millones de dólares (IEA, 2012).

BIBLIOGRAFÍA

ALLCOTT, H., y GREENSTONE, M. (2012), «Is There an Energy Efficiency Gap?», *Working Paper* n.º 228, Energy Institute at Haas.

ANDOURA, S.; HANCHER, L., y VAN DER WOUDE, M. (2010), «Towards a European Energy Community: A Policy Proposal», Notre Europe.

BORENSTEIN, S. (2011), «The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation», *Working Paper* n.º 221R, Energy Institute at Haas.

— (2012), «Making the Wrong Case for Renewable Energy», *Bloomberg*, 13 de febrero.

BORENSTEIN, S.; JAKEL, M., y ROSENFELD, A. (2002), «Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets», *CSEM Working Paper* n.º 105, University of California Energy Institute.

COM (2006a), «Libro Verde: Estrategia europea para enegía sostenible, competitiva y segura», COM(2006) 105 final, Bruselas, 8 de marzo de 2006.

— (2006b), «Comunicación de la Comisión. Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial», COM(2006) 545 final, Bruselas, 19 de octubre de 2006.

— (2006c), «Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)», COM (2006) 851 final, Bruselas, 10 de enero de 2007.

— (2007a), «Una política energética para Europa», COM(2007) 1 final, Bruselas, 10 de enero de 2007.

— (2007b), «Communication from the Commission. Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) n.º 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report), SEC(2006) 1724», COM(2006) 851 final, Bruselas, 10 de enero de 2007.

— (2008), «Segunda revisión estratégica del sector de la energía», COM(2008) 781 final, Bruselas, 13 de noviembre de 2008.

— (2010), «Energía 2020. Una estrategia para un sector de energía competitivo, sostenible y seguro», COM(2010) 639 final, Bruselas 10 de noviembre de 2010.

— (2011a), «Una Europa que utilice eficazmente los recursos. Iniciativa emblemática con arreglo a la Estrategia Europa 2020», COM(2011)21 final, Bruselas, 26 de enero de 2011.

— (2011b), «Plan de Eficiencia Energética, COM(2011) 109 final, Bruselas, 8 de marzo de 2011.

— (2011c), «Redes inteligentes: de la innovación a la implantación», COM(2011) 202 final, Bruselas, 12 de abril de 2011.

— (2011d), «Sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional. La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras», COM(2011) 539 final, Bruselas, 7 de septiembre de 2011.

— (2011e), «Hoja de Ruta de la Energía para el 2050», COM(2011) 885/2, Bruselas, 15 de diciembre de 2011.

— (2012a), «Energías renovables: principales protagonistas en el mercado europeo de la energía», COM(2012) 271 final, Bruselas, 6 de junio de 2012.

— (2012b), «Making the internal energy market work», COM(2012) 663 final, Bruselas, 15 de noviembre de 2012.

DIARIO OFICIAL DE LA UE (DOUE) (1997), «Directiva 96/92/EC del Parlamento y del Consejo de 19 diciembre de 1996 relativa a las normas comunes para el Mercado único de electricidad», L 27, 30 de enero de 1997.

— (1998), «Directiva 98/30/EC del Parlamento y del Consejo de 22 junio relativa a las normas comunes para el Mercado único de gas», L 204, 21 de julio de 1998.

— (2003a), «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 por la que se deroga la Directiva 96/92/CE», L 176/37, 15 de julio de 2003.

— (2003b), «Directiva 2003/55/EC del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 junio de 2003 relativa a las normas comunes para el Mercado único de gas», L 176, 15 de julio de 2003.

— (2005), «Investigación de la Comisión en los sectores del gas y de la electricidad», 2005/C 144/07, p. 13.

— (2009a), «Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial. Resolución del Parlamento Europeo, de 31 de enero de 2008, sobre el Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial (2007/2106(INI))», C 68 E/18, 21 de marzo de 2009.

— (2009b), «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», L 140/16, 05 de junio de 2009.

— (2009c), «Directiva 2009/72/EC del Consejo y el Parlamento europeos de 13 julio de 2009 relativa a las normas comunes para el mercado único de electricidad y que revoca a la Directiva 2003/54/EC», L 211/5, 14 de agosto de 2009.

— (2009d), «Directiva 2009/73/EC del Consejo y el Parlamento europeos de 13 julio de 2009 relativa a las normas comunes para el mercado único de gas natural y que revoca a la Directiva 2003/55/EC», L 211/94, 14 de agosto de 2009.

— (2009e), «Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003», L 211/5, 14 de agosto de 2009.

— (2012a), «Recomendación de la Comisión de 9 de marzo de 2012 relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente (2012/148/ UE)», L 73/9, 13 de marzo de 2012.

— (2012b), «Decisión n.º 994/2012/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía», 299/13, 27 de octubre de 2012.

— (2012c), «Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/ CE y 2006/32/CE», L 315/1, 14 de noviembre de 2012.

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2012), «Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity», 15 de noviembre de 2012.

EUROPEAN UNION (EU) (2011a), «Energy Infrastructure. Priorities for 2020 and beyond, a blueprint for an integrated European Energy Network», EU-Dirección General de Energía, Bruselas.

— (2011b), «Smart Grids: from innovation to deployment», COM(2011) 202, EU-Dirección General de Energía, Bruselas, abril de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2012), *World Energy Outlook 2012. Executive Summary*, París.

OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT (OTA) (1991), *Changing by Degrees: Steps To Reduce Greenhouse Gases,* OTA-O-482, U.S. Government Printing Office, Washington DC, febrero de 1991.

OPEC (2012), «Annual Statatistic Bulletin». Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/en/2342.htm.

SEC (2011), «A European strategy for clean and energy efficient vehicles. State of play 2011», Commission Staff Working Paper, SEC (2011) 1617 final, Bruselas, 14 de diciembre de 2011.

STERN, J.; CAVE, M., y CERVIGNI, G. (2012), «The role of systems operators in network industries», A Centre on Regulation in Europe (CERRE).

STROMBACK, J.; DROMACQUE, C., y MAZIN, H. (2011), «The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison. Empower Demand», VaasaETT, Global Energy Think Tank. Disponible en: http://www.esmig.eu/press/filestor/empower-demand-report.pdf.

SWD (2012), «Accompanying the document, Making the internal energy market work», Commission Staff Working Document, SWD(2012) 368 final, Bruselas, 15 de noviembre de 2012.

THINK (2012), «Think Tank advising the European Commission on mid- and long-term energy policy», European University Institute. Disponible en: http://ec.europa.eu/ energy/publications/doc/2012_thinkbooklet.pdf.

POLÍTICA ENERGÉTICA EXTERIOR DE LA UE: DEL INTERGUBERNAMENTALISMO AL SUPRANACIONALISMO

Nicole AHNER

Instituto Universitario Europeo

Resumen

La creciente dependencia de la Unión Europea de las importaciones de energía de terceros países es un motivo de gran inquietud. Se prevé que hacia 2030, suponiendo que se mantenga la tendencia reciente, la UE tendrá que importar más del 70 por 100 de la energía que consume. Pese a tal previsión, las normas europeas que abordan la dimensión externa de la política energética han sido pocas y dispersas. En la práctica, son los distintos Estados miembros los que han tomado la iniciativa en el ámbito de las relaciones energéticas exteriores en el ejercicio de sus respectivas políticas exteriores. Para hacer frente a estas amenazas a la política energética exterior de la UE, la Comisión Europea emitió su muy esperada Comunicación sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional, donde propone instrumentos concretos sobre cómo deberían enfocarse las relaciones energéticas exteriores en el futuro. Pero ¿tiene poder la UE para reconducir esta política de forma crucial?

Palabras clave: política energética, Unión Europea, seguridad del abastecimiento energético, cooperación internacional.

Abstract

The European Union's increasing reliance on imports from third countries is reason for unsettling concern. It is anticipated that by 2030, assuming a continuation of the recent trend, more than 70 per cent of the EU's energy consumption has to be imported. Notwithstanding such anticipation, European regulation addressing the external dimension of energy policy remained far and few between. In practise it is the individual countries being leading actors on the foreign energy relations stage exercising their own respective foreign policies. To cope with these threats to the EU foreign energy policy, the European Commission issued its long anticipated Communication on security of energy supply and international cooperation proposing concrete instruments on how energy foreign relations should be addressed in the future. But – does the Union have the power to bring about the crucial rebound?

Key words: energy policy, European Union, security of energy supply, international cooperation.

JEL classification: F13, Q41, Q48.

I. INTRODUCCIÓN

La creciente dependencia de la Unión Europea de las importaciones de energía de terceros países es un motivo de gran inquietud. Se prevé que hacia 2030, suponiendo que se mantenga la tendencia reciente, la UE tendrá que importar más del 70 por 100 de la energía que consume (EC, 2011a: 3). Pese a tal previsión, las normas europeas que abordan la dimensión externa de la política energética han sido pocas y dispersas. En la práctica, son los distintos Estados miembros los que han tomado la iniciativa en el ámbito de las relaciones energéticas exteriores en el ejercicio de sus respectivas políticas exteriores. Para hacer frente a estas amenazas a la política energética exterior de la UE, la Comisión Europea emitió su muy esperada Comunicación sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional, donde propone instrumentos concretos sobre cómo deberían enfocarse las relaciones energéticas exteriores en el futuro. Pero ¿tiene poder la UE para reconducir esta política de forma crucial?

En la actualidad, la política energética exterior de la UE se caracteriza por una jerarquía dispar de instrumentos vinculantes y normas indicativas. Si se observa el panorama general, resulta claro que en la práctica son los Estados miembros los que ejecutan sus propias políticas energéticas exteriores. Sus diferentes preferencias nacionales y políticas están incorporadas a los acuerdos bilaterales que firman con terceros países. La situación se ve agravada por una falta de transparencia casi absoluta en esta área. Los Estados miembros, siguiendo una actitud independiente, concluyen acuerdos bilaterales con los principales países suministradores de energía sin coordinarse con la Comisión, ni con otros Estados miembros. En particular, desde la óptica de los terceros países, tales prácticas ponen en cuestión tanto la cohesión como la credibilidad de UE (Schmitt von Sydow, 2009).

Estimaciones conservadoras sugieren que actualmente existen unos 90 acuerdos intergubernamentales entre Estados miembros y terceros países en los sectores del petróleo y del gas (EC, 2011b).

Esta práctica dominante ha deparado desventajas graves para el conjunto de la UE. Hasta la fecha no solo ha impedido a la UE «hablar con una sola voz», sino que sobre todo ha debilitado la posición negociadora de la Unión frente a países productores clave. Piénsese en Rusia, por ejemplo, que ha podido usar la falta de transparencia para reforzar su posición de negociación de precios. Además, tales acuerdos pueden resultar contraproducentes tanto en términos de distorsión de la competencia y desviación de comercio, como para el estable-

cimiento de una política general de la UE de seguridad en el abastecimiento. Con todo, no sorprende en absoluto que la dimensión externa de la política energética de la UE, un ámbito no tocado por las instituciones europeas durante bastante tiempo, tarde o temprano cobrara un impulso significativo. El giro de ciento ochenta grados de Reino Unido en la Cumbre Europea de Hampton Court de octubre de 2005 fue el primer momento histórico a este respecto, ya que hasta entonces los gobiernos se habían resistido a todas las iniciativas encaminadas a coordinar la política energética en el seno de la UE. Posteriormente, han sido necesarias varias crisis graves para que este tema escalara puestos en la agenda Europea. Después del primer conflicto gasista entre Rusia y Ucrania (Riley, 2006), el desencadenante más reciente de este renovado interés ha sido la crisis de gas ruso-ucraniana de 2009, que puso de manifiesto las numerosas fallas existentes en el enfoque nacionalista en vigor. En su Comunicación «Energía 2020: una estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura», de 10 de noviembre de 2010, la Comisión Europea reaccionaba identificando el fortalecimiento de la dimensión exterior de la política energética de la UE como prioridad para los próximos años. Actualmente, la UE se enfrenta además a la fecha límite autoimpuesta de 2014 para culminar el mercado interior de la energía. Otro factor que urge a la UE es el desarrollo y la incorporación de la dimensión externa como medio adicional para asegurar el logro de sus objetivos. En consonancia con estos desafíos, las instituciones europeas abordaron la cuestión directamente: el Consejo Energético de 2011 concluyó, *inter alia*, que «existe necesidad de una mejor coordinación de las actividades de la UE y de los Estados miembros a fin de garantizar la consistencia y coherencia de las relaciones exteriores de la UE con países productores, de tránsito y consumidores clave». Por último, el 7 de septiembre de 2011, la Comisión Europea emitió su muy esperada Comunicación sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional (EC, 2011c), donde se proponían instrumentos concretos sobre cómo abordar las relaciones exteriores en el futuro. Hasta aquí todo bien. Pero ¿dispone la UE de las herramientas necesarias para intervenir y dirigir a los Estados miembros hacia un *modus operandi* unificado en política energética exterior? ¿Están realmente limitados los Estados miembros a la hora de concluir tratados energéticos bilaterales, y si es así, en qué medida y de qué manera? ¿Cómo asegurar mayor transparencia y la posibilidad de que la Comisión revise acuerdos energéticos bilaterales entre Estados miembros y terceros países para comprobar tanto su conformidad con el *acquis* comunitario como su respeto del interés general de la UE y no solo el interés nacional del Estado miembro en cuestión? ¿Qué derecho tiene la UE para prevalecer sobre tratados energéticos bilaterales en nombre de una política común de seguridad del abastecimiento? Todas estas preguntas están estrechamente vinculadas al examen del alcance de la competencia de la UE en esta materia y, por ende, a la clarificación de la asignación multidimensional de competencias en el seno de la UE en el ámbito de las relaciones energéticas exteriores.

II. COMPETENCIA EXTERIOR DE LA UNIÓN

En efecto, es indiscutible que la Unión (antes del Tratado de Lisboa: la Comunidad) goza de una competencia exterior para establecer una «voz única» europea frente a terceros países. En otras palabras, la existencia de esta competencia exterior en materia energética permitiría efectivamente a la UE asegurar la coherencia de su política exterior. Evidentemente, la pregunta es qué alcance tiene dicha competencia y hasta dónde estaría dispuesta a llegar la UE para hacerla valer.

1. La política comercial común

Si examinamos los acuerdos energéticos bilaterales concluidos habitualmente entre Estados miembros y terceros países, se comprobará que al menos algunos de los aspectos cubiertos son competencia exclusiva de la UE. La política correspondiente es la Política Comercial Común (PCC) del Artículo 207 TFEU (antes Artículo 133 del Tratado CE) (1), que prevé una regulación coherente del comercio exterior a escala comunitaria. Esta disposición hace referencia al comercio con productos que están y/o estaban sujetos a los regímenes de la Comunidad Europea del Carbón y el Acero y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, de modo que cubre el comercio de energía con terceros países (Schmitt von Sydow, 2011: 43). La PCC no supone solo la coordinación de las políticas nacionales o una obligación de cooperar con los Estados miembros, sino que entraña una tarea propia de la Unión. Sin embargo, los Estados miembros raramente han dudado en promover una política comercial autónoma. Con anterioridad al Tratado de Lisboa, esta competencia exclusiva de la Unión Europea estaba limitada al comercio de bienes. En otras áreas como inversiones, prestación de servicios o cuando

había de por medio asuntos no comerciales, la competencia era compartida.

Los servicios en el sector energético aparecen en dos categorías: «Servicios tradicionales relacionados con la exploración de petróleo y gas: servicios de perforación, montaje de torres de perforación, servicios de regasificación, servicios de refino, así como de construcción de oleoductos y gaseoductos. Estos servicios se denominan servicios emergentes y derivan de la segregación de sistemas energéticos integrados y de la introducción de la competencia y la privatización en este sector, siendo ejemplos la explotación de sistemas de intercambio de energía, el suministro de información continuada de precios energéticos, la comercialización y negociación de energía, la gestión de energía, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la comercialización de los derechos de emisión. Aparte de la actividad de exploración y producción, en el sector del gas natural existen también los servicios de transporte y distribución por gaseoducto o GNL; salvo en el ámbito de la minería del carbón, que también incluye los servicios, por tratarse básicamente al carbón como una mercancía, al estar la mayoría de los aspectos de su comercio relacionados con el comercio de bienes. En cuanto a la electricidad, se consideran servicios su generación, transporte, distribución y suministro» (Zarilli, 2001).

En la práctica, la mayoría de los tratados sobre energía solían ser mixtos, por lo que tendrían que haber sido negociados y firmados por la CE y el Estado miembro, ya que contenían ciertamente elementos que abarcaban competencias compartidas, incluidos servicios, establecimiento e inversión/capital (como, por ejemplo, el Tratado sobre la Carta de la Energía y el Tratado de la Comunidad de la Energía) (2). La dificultad estaba en distinguir el comercio de bienes (importaciones de petróleo, gas natural y carbón, ya cubiertos) del comercio de servicios (servicios de gas) (3).

Con posterioridad al Tratado de Lisboa ya se indicaba explícitamente que el ámbito de la PCC en su integridad era competencia exclusiva de la UE, a saber: cambios arancelarios, celebración de acuerdos arancelarios y comerciales relativos a intercambios de mercancías y de servicios y aspectos comerciales de la propiedad intelectual e industrial, inversiones extranjeras directas, uniformización de medidas de liberalización, política de exportación, así como las medidas de protección comercial, entre ellas las que deban adoptarse en caso de *dumping* o subvenciones. Se trata de una gran simplificación en comparación con la complejidad de la disposición anterior.

2. Competencias exteriores implícitas

Adicionalmente, dado que la legislación en materia del mercado interior de la energía establece un sistema completo e íntegro de normas de funcionamiento para los mercados de electricidad y de gas, la UE deriva una competencia externa para legislar internamente (4). Esta «competencia externa implícita» de la UE, además de las expresamente previstas en el Tratado derivan de otras disposiciones del Tratado y de las medidas adoptadas por las instituciones de la UE dentro del marco de dichas disposiciones. Es ahora, una vez desarrollada progresivamente por el Tribunal de Justicia Europeo, cuando se ha codificado en el Artículo 3 TFEU (5). En pocas palabras, «competencia externa implícita» significa que «si existe una competencia interna también existe una competencia externa de la Unión». Estas competencias implícitas son exclusivas, de modo que excluyen la actuación de los Estados miembros si la conclusión del acuerdo previsto está contemplado en un acto legislativo de la Unión (art. 3.2 TFUE). En resumen, la UE puede hacer valer sus competencias para acuerdos comerciales si las medidas internas cubren exhaustivamente un campo concreto, con la consecuencia de que los Estados miembros tienen vedado emprender acciones en dicho campo. Si el sector energético no es un campo específico de cooperación entre la UE y, por ejemplo, Rusia, la UE es competente incluso para añadir un apartado sobre cooperación energética según la cobertura de la cuestión correspondiente en el Derecho derivado.

3. Determinación del alcance de las competencias

Así pues, ¿cómo determinar el alcance preciso de la competencia de la Unión? Y ¿cómo afecta esta competencia a los Estados miembros a la hora de concluir acuerdos energéticos bilaterales? Los asuntos sobre «cielos abiertos» son buenos ejemplos para ilustrar que resulta muy difícil trazar los límites de las competencias ya que distan mucho de estar claramente delimitadas (ver recuadro 1).

Los acuerdos bilaterales sobre tráfico aéreo eran tratados bastante complejos, que regulaban un amplio abanico de asuntos que iban desde la seguridad de la navegación aérea a la implantación de un sistema de reservas informatizado, además de la expedición

RECUADRO 1

EXCURSO: DESARROLLO DE UNA POLÍTICA EXTERIOR COMÚN DE LA UE EN EL SECTOR DE LA AVIACIÓN

Las sentencias denominadas de «cielos abiertos» de finales de 2002 del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJEU) marcaron el inicio de la política exterior común de la Unión Europea en el sector de la aviación. Del mismo modo que el ámbito de la energía, los Estados miembros son reacios a renunciar a sus competencias residuales con respecto a tratados bilaterales en materia de transporte, en particular en lo relacionado con las relaciones exteriores. El deterioro del diálogo de la Comisión con Estados Unidos para la creación de un espacio aéreo común y el debilitamiento de la posición negociadora de la UE en su conjunto por la conclusión y aplicación de acuerdos bilaterales acabaron llevando a acciones judiciales. En diciembre de 1998, la Comisión Europea llevó una serie de ocho casos ante el TJEU al amparo del Artículo 169 del TCE (ahora Artículo 258 TFEU) contra Estados miembros que habían concluido tratados bilaterales «cielos abiertos» con Estados Unidos en el ámbito del tráfico aéreo. En esencia, la Comisión Europea alegaba que los Estados miembros habían infringido las obligaciones que les incumbían en virtud del TEC.

En sus fallos, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea seguía en gran medida el razonamiento de la Comisión Europea y confirmaba que la competencia comunitaria está establecida en las relaciones internacionales siempre que se hubieran acordado normas comunitarias internas (de ahí el mercado interior de transporte aéreo) y afecten a empresas de terceros países. El Tribunal declaró que, en particular, siguiendo el tercer paquete legislativo, todas y cada una de las áreas de la aviación están virtualmente cubiertas por el Derecho comunitario con la consecuencia de que ningún Estado miembro podía ya contraer compromisos con otros países en estos asuntos. La conclusión de acuerdos bilaterales conllevan el riesgo de conflictos entre sus compromisos a nivel internacional y las obligaciones que incumben a los Estados miembros en virtud del Derecho comunitario. Conviene destacar que el Tribunal había declarado que se infringe la normativa comunitaria en materia de libertad de establecimiento, pero también el Artículo 10 TEC, el principio de lealtad.

A raíz de estas sentencias, la Comisión Europea diseñó una política exterior comunitaria completa y detallada en el sector de la aviación (6). Su finalidad era eliminar los problemas legales existentes. A propuesta de la Comisión, el Consejo aprobó un completo paquete de medidas entre las que figuraba, *inter alia,* el mandato explícito de iniciar negociaciones con Estados Unidos al igual que con terceros países con vistas a sustituir ciertas disposiciones de los tratados bilaterales existentes por un tratado con la UE (mandato horizontal). Además, abundando en el principio de complementariedad, establece la potestad de los Estados miembros de seguir negociando y concluir tratados bilaterales, pero basados en un texto estandarizado aprobado por la UE —véase la ejecución de tales estándares mediante el Reglamento (CE) n.º 847/2004 (7)—. Una recopilación posterior en 2005 arrojó, *inter alia,* que se habían modificado más de 50 acuerdos bilaterales entre Estados miembros y terceros países (8).

de licencias y regulación de tarifas. Como resultado, durante la saga «cielos abiertos» se invocaron al menos cuatro bases legales para el ejercicio de la competencia exclusiva de la CE, lo que de por sí ya sugiere que la situación distaba mucho de ser clara. Con respecto a los acuerdos energéticos la situación es similar.

A diferencia de los acuerdos bilaterales firmados con Estados Unidos sobre acceso al transporte aéreo, la Comisión Europea no ha emprendido demanda alguna contra los Estados miembros en el ámbito energético. No se ha pedido la intervención del Tribunal de Justicia Europeo. Si seguimos la opinión de la CE y suponemos que los acuerdos energéticos bilaterales podrían ir en contra de los intereses de la UE, al «conducir a la fragmentación del mercado energético interior», además de que infringirían la normativa comunitaria, ¿por qué la Comisión Europea todavía no ha interpuesto ninguna acción?

Es cierto que la nueva PCC es en su integridad competencia exclusiva de la UE y que la misma contiene una referencia a la inversión directa extranjera y al comercio en servicios. No obstante, el alcance preciso de estos conceptos es objeto de debate e indudablemente dará lugar a litigios. El comercio en servicios no es lo mismo que los servicios relacionados con el comercio de bienes. La nueva competencia en Energía del Artículo 194 TFEU es compartida (Artículo 4(2) TFEU). La frontera entre la PCC y otras competencias exteriores derivadas, por ejemplo de los Artículos 171(3) o 194 TFEU (que serían, según la jurisprudencia AETR, competencias compartidas) no es clara, y el Artículo 194(2) TFEU salvaguarda el derecho de los Estados miembros con respecto al *mix* energético nacional. Como se ha mencionado anteriormente, dista mucho de estar claro qué aspectos de la energía están incluidos en esta competencia exclusiva. Así pues, no sorprende que hasta ahora la Comisión no haya dado prioridad a la interposición de acciones contra los Estados miembros en este campo alegando motivos de exclusividad. Tampoco está claro si esto cambiará a la vista de los acontecimientos recientes.

En resumen, cabe afirmar que la Comisión también podría haber echado mano del mismo argumento utilizado en los casos «cielos abiertos» con respecto al transporte aéreo de que algunos de estos aspectos cubiertos en acuerdos energéticos bilaterales concluidos entre Estados miembros y terceros países se habían convertido en competencia exclusiva como resultado de la jurisprudencia

«AETR», pero los propios casos «cielos abiertos» revelaron la dificultad de hacer valer dichos argumentos. Y en cualquier caso habría sido improbable que pudieran cubrirse todos y cada uno de los aspectos de un acuerdo energético.

III. «EL DEBER DE COOPERACIÓN»: ¿LA ESPADA PARA DEFENDER LOS INTERESES DE LA UNIÓN?

No obstante, una comprobación de la cobertura real de la Unión en el caso que nos ocupa podría incluso no ser necesaria, a la luz de las posibilidades que brinda el denominado principio de cooperación sincera para impulsar el supranacionalismo en la política energética exterior. No sería la primera vez que se echa mano de este principio como disposición «comodín» general. La doctrina legal señala con acierto que el recurso a competencias posiblemente exclusivas de la Unión podría ser dispensable cuando exista otro medio, quizá incluso más poderoso. Nos referimos aquí a una herramienta para la defensa de los intereses de la UE en su conjunto mucho más flexible y con un resultado aún más fuerte que estirar los límites de las competencias exclusivas: la cláusula de cooperación sincera (9). Consagrado en el número 3 del Artículo 4 TEU (antes Artículo 10 CE) este principio, incluso en asuntos de competencia compartida o cuando la competencia recae en los Estados miembros, limita las prácticas de los Estados miembros. El párrafo aquí relevante dice:

> «Conforme al principio de cooperación leal, la Unión y los Estados miembros se respetarán y asistirán mutuamente en el cumplimiento de las misiones derivadas de los Tratados. Los Estados miembros adoptarán todas las medidas generales o particulares apropiadas para asegurar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los Tratados o resultantes de los actos de las instituciones de la Unión. Los Estados miembros ayudarán a la Unión en el cumplimiento de su misión y se abstendrán de toda medida que pueda poner en peligro la consecución de los objetivos de la Unión».

Con arreglo a esta obligación de *Gemeinschaftstreue* (lealtad a la comunidad), los Estados miembros están limitados tanto respecto a la sustancia de su acción exterior como en términos procedimentales (Cremona, 2008: 126).

1. Limitaciones sustantivas y obligaciones procedimentales a la hora de concluir acuerdos energéticos bilaterales

¿Cuáles son las limitaciones concretas que impiden a los Estados miembros actuar exclusivamente en interés propio? ¿Qué ha de considerarse respecto al contenido de tratados intergubernamentales?, y ¿qué obligaciones procedimentales precisas tienen los Estados miembros?

Una vez más, la saga «cielos abiertos» nos sirve de orientación a este respecto. El recurso a las sentencias nos permite obtener una imagen bastante clara de las obligaciones que incumben a los Estados miembros como consecuencia de su deber de cooperación sincera:

Sustantivamente (10), los tratados deberán respetar el Derecho comunitario, en particular las libertades basadas en el Tratado. Cierta ilustración del razonamiento del Tribunal: el Tribunal estaba abordando la cuestión de cómo tratar «los beneficios (siendo aquí el acceso al mercado de un tercer país) concedidos por terceros países en virtud de acuerdos bilaterales». Declaró que en este caso «las líneas aéreas de la Comunidad sufrieron una discriminación que les impidió beneficiarse del trato que el Estado miembro anfitrión (parte de ese acuerdo bilateral) […] acordaba a sus propios nacionales». En otras palabras, se ha considerado una violación del derecho de establecimiento cuando un Estado miembro, en virtud de acuerdos bilaterales, podía ofrecer a sus compañías nacionales acceso al mercado del tercer país. Téngase en cuenta, no obstante, que los Estados miembros en estos casos no han perdido la competencia de concluir acuerdos unilateralmente; solo se consideraba limitada su libertad de acción en el sentido de que «habrán de tenerse en cuenta su compatibilidad con las obligaciones del Derecho de la UE, tales como las libertades basadas en el Tratado, y el interés de la Unión».

Como consecuencia de esta jurisprudencia, se imponía una renegociación de los acuerdos.

En cuanto a la *vertiente procedimental* del deber de cooperación, las sentencias «cielos abiertos» llevaron al establecimiento de las siguientes obligaciones procedimentales:

— Un deber de consulta y notificación con respecto al inicio, proceso y conclusión de negociaciones nacionales.

— Los acuerdos bilaterales están sujetos a autorización por parte de la Comisión.

— El establecimiento y uso de «cláusulas estándar».

Estas obligaciones fueron impuestas a los Estados miembros mediante un Reglamento (11).

Los casos «cielos abiertos» llevaron a elaborar una determinación de pasos bastante detallada para poner fin a la infracción del Derecho comunitario y proteger el interés de la UE en acuerdos bilaterales sobre transporte aéreo tanto existentes como futuros. En esencia, la renegociación de acuerdos bilaterales consiste en cómo conciliar obligaciones contradictorias (12), un tema muy debatido que se planteaba principalmente en el contexto de los denominados acuerdos preadhesión, es decir, los tratados concluidos entre los Estados miembros antes de su ingreso en la UE. Es un ámbito legalmente sensible ya que se tendrá que decidir qué obligación prevalece. Siguiendo el razonamiento habitual del Tribunal en casos de tales conflictos, se ha considerado simplemente que prevalece el Derecho comunitario ya que cualquier otra solución podría afectar a la uniformidad del Derecho comunitario (13) y/o el interés de la Unión.

Si se toma en serio el deber de cooperación y se ponen los acuerdos energéticos bilaterales a prueba a este respecto, resulta obvio que nos movemos sobre una capa de hielo más bien fina. Si hubiera, por ejemplo, una política acordada con respecto a un país tercero, como en el caso de Rusia, o se contemplaran negociaciones con vistas a un acuerdo de la Unión con dicho país, la acción unilateral por un Estado miembro podría ser impugnada por este motivo. La Comisión Europea podría invocar el interés de la Unión. En concreto, el caso de Rusia es especialmente relevante y, sobre todo, de máximo interés, al ser Rusia el principal proveedor de energía de la UE. Una vez examinados los pasos siguientes a seguir en el contexto de las relaciones UE-Rusia con arreglo a la reciente Comunicación sobre seguridad del abastecimiento energético y cooperación international, las medidas deberán:

— Reforzar prioritariamente las negociaciones sobre los aspectos energéticos del Nuevo Tratado.

— Agilizar la aplicación de la Asociación UE-Rusia para la Modernización con proyectos conjuntos concretos en los ámbitos de tecnologías energéticas limpias y eficientes, investigación e innovación.

— Colaborar con Rusia en la puesta en marcha de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 de la UE.

— Desarrollar una cooperación tripartita con Rusia y Ucrania para asegurar un abastecimiento estable e ininterrumpido de gas a través del Corredor Oriental.

— Concluir un acuerdo técnico entre la UE, Rusia y Bielorrusia sobre las normas técnicas para la gestión de las redes de electricidad en la región báltica.

Se mantiene un gran signo de interrogación.

Otro ejemplo ilustrativo de la reinvención de aforimos clave como «interés de la Unión» o «deber de cooperación» derivaría de la política RTE-E. Dicha política se ocupaba y ahora se ocupará cada vez más de proyectos de inversión europeos correspondientes a prioridades de red europeas (14). Lo mismo ocurre con otro instrumento de financiación europeo, el Programa Energético Europeo para la Recuperación (EEPR, del inglés *European Energy Programme for Recovery*). También basado en el Artículo 172 TFEU, el Reglamento (15) correspondiente establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos concretos. Cubre varios proyectos de interconectores de gas y electricidad en el ámbito de la energía, así como proyectos de captura y almacenamiento de carbono y de energía eólica marina (16). Asimismo, se dará un enorme paso adelante con el nuevo paquete de infraestructuras aprobado el 19 de octubre de 2011, que por primera vez prevé la cofinanciación de grandes infraestructuras energéticas a cargo del presupuesto ordinario de la UE. Así, suponiendo que el interés de la Unión abarca el interés en estos proyectos energéticos, los Estados miembros tendrán obligación de abstenerse de cualquier actividad que ponga en peligro el logro de estos objetivos. Esto reviste una relevancia particular en el contexto de proyectos competidores, como por ejemplo el proyecto South Stream, puesto en marcha por algunos Estados miembros. Habrá que ver caso por caso, no obstante, en qué medida se verá realmente limitada la acción de los Estados miembros.

De cualquier modo, lo más importante es que corresponderá a la Comisión Europea apreciar la conveniencia de emprender, o no, acciones en tales casos. Con todo, cabe destacar que recientemente ha decidido emprender varias acciones (17).

2. El nuevo instrumento de transparencia: plenamente justificado

En este contexto, si examinamos la nueva «herramienta de transparencia» a través del prisma de los casos «cielos abiertos» estudiados anteriormente, en particular con respecto a las obligaciones procedimentales consagradas en los mismos, así como del concepto de «defensa del interés de la Unión», es fácil ver

que la reciente propuesta de una Decisión sobre transparencia aborda precisamente estos aspectos. En otras palabras, este instrumento contiene el resultado que la CE esperaría lograr de cualquier forma en un posible procedimiento de infracción.

A fin de crear seguridad jurídica para las decisiones de inversión que se sustentan en tales acuerdos y fomentar la coordinación y solidaridad entre Estados miembros, esta Decisión facilitará un mecanismo de intercambio de información sobre tales acuerdos (18). Es el segundo instrumento legal que se basa en el nuevo apartado sobre energía del Artículo 194 del TFUE. Obliga a los Estados miembros a «comunicar los acuerdos existentes en el sector energético, al igual que los que estén todavía en negociación y brindar a la Comisión la oportunidad, caso por caso, de comprobar que los acuerdos se ajustan al Derecho de la UE». De cualquier forma, recordando las obligaciones procedimentales que derivan del deber de cooperación, hallamos algunas similitudes:

— Un procedimiento de notificación: este deber de notificación ya es aplicable cuando los Estados miembros prevén abrir negociaciones, de modo que cubre la totalidad de las negociaciones desde su comienzo, el proceso y, por último, la conclusión de las negociaciones nacionales.

— Un procedimiento de autorización: la UE tendrá el derecho de valorar la compatibilidad del acuerdo negociado con el Derecho de la UE; este derecho ya es aplicable antes de que el acuerdo sea firmado (control *ex ante*).

Por otra parte, si se recuerda que la creación de normas comunes para los acuerdos sobre tráfico aéreo ocupó un lugar central en el proceso de establecimiento de una política europea de transporte aéreo, encontramos aquí el mismo enfoque ya que se prevé «el desarrollo de cláusulas estándar basadas en mejores prácticas cuyo uso garantice el pleno respeto del Derecho de la UE en materia energética por futuros acuerdos intergubernamentales» (véase el Artículo 6(c) de la Decisión). En resumen, la Comisión Europea no pide a los Estados miembros nada que estos no estuvieran obligados a hacer de todas formas en virtud del deber de cooperación sincera. En conclusión, al valorar la función de este nuevo instrumento a los efectos de que faculta a la UE a intervenir en las políticas exteriores en materia de energía de los Estados miembros, puede afirmarse que este nuevo instrumento podría convertirse en un elemento clave para la reformulación de la política exterior en materia de energía de la UE. No solo sentaría las bases para verificar la legitimidad de acuerdos bilaterales en materia de energía, sino su posible renegociación. Dado que hasta la fecha no se conoce el número y alcance exactos de los acuerdos existentes, la obligación jurídicamente vinculante de revelar debe también considerarse una condición *sine qua non* para cualquier posible procedimiento de infracción.

IV. SE ANDA CON MIL CUIDADOS EN LUGAR DE CREAR DE GOLPE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA EXTERIOR COMÚN: ACUERDOS MIXTOS

Habida cuenta de que la dimensión exterior de la política energética europea conlleva asuntos que son competencia tanto de la Unión como de los Estados miembros, una opción adicional podría ser la conclusión de un acuerdo mixto, es decir, un acuerdo celebrado tanto por la UE como por los Estados miembros. Podría crearse una asociación entre la UE y los Estados miembros recabando cooperación en el ejercicio de sus competencias en ciertas áreas de la política energética. El incentivo para un acuerdo de esta naturaleza podría ser, *inter alia*, evitar, desde el punto de vista de la UE, una «verificación del alcance preciso de sus competencias exclusivas y, desde el punto de vista de los Estados miembros, la posible expansión adicional de la competencia de la UE, como ha sucedido al amparo de la doctrina de las competencias externas implícitas del TJE y podría suceder ahora en virtud del Tratado de Lisboa. Si bien hasta ahora las competencias para regular los aspectos no comerciales de la seguridad energética habían permanecido en gran medida en manos de los Estados miembros, la apreciable expansión del poder regulatorio interno de la Comisión podría impulsar gradualmente la involucración de la UE en el ámbito exterior. Otras alternativas más suaves podrían ser los acuerdos sectoriales, como por ejemplo para el gas, inspirándose en el modelo Euratom, que constituye un ejemplo de instrumento donde las competencias han sido claramente identificadas y definidas. Se reconoce de forma explícita la competencia de la UE para entablar relaciones con otros países interesados en fomentar el avance en el uso pacífico de la energía nuclear (19). Sobre esta base, la UE está concluyendo un creciente número de acuerdos internacionales con terceros países y reforzando la cooperación con organizaciones internacionales. Además, el Tratado Euratom prevé que la política común de abastecimiento de uranio debería, cuando proceda,

estar asegurada dentro del marco de acuerdos concluidos entre la Comunidad y terceros países (20). No obstante, tal solución está sujeta a varias incertidumbres. Aun cuando resulte muy prometedor crear un nuevo organismo supranacional, por ejemplo, similar a la Agencia Euratom, no parece políticamente realista, sobre todo teniendo en cuenta la persistente reticencia de los Estados miembros a transferir más competencias en materia de regulación energética a las instituciones de la UE tras la experiencia de la ratificación del Tratado de Lisboa o de la crisis de la zona euro que, más que mover a la unidad de acción, ha contribuido a concitar ideas de diferenciación.

V. POLÍTICA DE COMPETENCIA

Por último, en la búsqueda de progreso por la UE en términos del establecimiento de un enfoque europeo de la política energética exterior, debemos examinar también la función que desempeña la política de competencia. Al ser igualmente una competencia exclusiva de la UE, la política de competencia siempre ha sido y seguirá siendo una herramienta poderosa para la política energética de la UE. Prueba de esta tendencia prevaleciente puede hallarse en las recientes investigaciones antimonopolio. Por ejemplo, los contratos de Gazprom (el monopolio gasista estatal ruso que abastece un cuarto de las necesidades de gas de Europa) con Estados miembros de la UE recientemente fue objeto de atención de las campañas de investigación antimonopolio en Europa Central y Oriental (véase White y Shiyaevskaya, 2011). No debe infravalorarse la importancia de esta tendencia si se tiene en cuenta que esta herramienta interviene en un ámbito donde las partes de los acuerdos son empresas privadas y no los propios Estados (Schmitt von Sydow, 2011: 43). Ofrece igualmente la posibilidad de intervenir en los acuerdos comerciales relacionados con tratados bilaterales entre Estados miembros y terceros países. La propuesta de una Decisión de transparencia excluye explícitamente estos acuerdos de su ámbito de aplicación. Los Estados miembros solo están sujetos a una obligación de notificación «excepto y solo en tanto en cuanto los tratados intergubernamentales se refieran explícitamente a dichos acuerdos comerciales». Por otra parte, la política de competencia estará disponible allí donde la transparencia no sea exigible con arreglo a la Decisión sobre transparencia, ya que los destinatarios de las obligaciones son los Estados miembros. Esta herramienta de la política de competencia representa otro ángulo desde el cual la UE está forjando relaciones UE-terceros países, en este caso UE-Rusia.

VI. ACCIÓN EXTERIOR: FORTALECIMIENTO DE LAS ASOCIACIONES

Aparte de la necesaria coordinación interna, es indispensable una acción exterior llevada a cabo por la UE en lugar de los Estados miembros. Con arreglo a la Comunicación de 2011, reforzar la cooperación mediante acuerdos de asociación con países suministradores es una prioridad de la UE para los próximos años. La UE ya participa en varios foros y acuerdos de cooperación internacional. Hay instrumentos jurídicos multilaterales, tales como el Tratado de la Comunidad de la Energía firmado en 2005, que amplían la aplicación del nucleo central del *acquis communautaire* en materia de mercado interior de petróleo, gas y electricidad a la región de Europa Central y Meridional, que ahora también incluye a Ucrania como uno de los países de tránsito clave. Está asimismo el Tratado sobre la Carta de la Energía, que establece normas jurídicamente vinculantes y un procedimiento de solución de conflictos para el comercio de energía, si bien su vida ha superado sus objetivos pues los países con los que se pretendía colaborar ya son todos miembros de la UE o al menos de la OMC. El golpe de gracia fue la retirada de Rusia en 2009. Como ya se ha mencionado, está igualmente la OMC, de la que también Rusia por fin es miembro desde diciembre de 2011, después de dieciocho años de intentos. Adicionalmente, hay tratados de no proliferación y, no menos importante, la Política de Vecindad Europea (PVE), instrumento concebido para repetir la experiencia del Tratado de la Comunidad de la Energía, es decir, una extensión del *acquis* en materia de energía a países vecinos como los del Mediterráneo Septentrional. Asimismo, existen instrumentos jurídicos bilaterales en vigor, como por ejemplo acuerdos de cooperación en ciencia y tecnología, o los tratados Euratom, al igual que herramientas políticas comunes, varias «hojas de ruta» y diálogos en el sector energético con Rusia, Noruega, UE-OPEP. En la práctica, la mayoría de los tratados relacionados con la energía solían ser mixtos, por lo que tendrían que haber sido concluidos por la CE y el Estado miembro, ya que naturalmente contenían elementos que abarcaban competencias compartidas, incluidos servicios, establecimiento e inversión/capital (como por ejemplo el Tratado sobre la Carta de la Energía y el Tratado de la Comunidad de la Energía).

Hay que destacar que la UE trata de extender cada vez más su *acquis* en materia de energía a los países vecinos. Este enfoque está en línea con la «Comunicación Energía 2020» (21) de la Comisión, que estableció como prioridad (22) el fortalecimiento de la dimensión exterior del mercado de energía de la UE y enumeró las principales acciones necesarias para lograr ese objetivo. La primera acción indicada por la Comisión en la «Comunicación Energía 2020» es promover la extensión y profundización del Tratado de la Comunidad de la Energía a los países cubiertos por la PVE y el Proceso de Ampliación.

En su Comunicación de 2011, la Comisión presenta un nuevo sistema de asociación con socios energéticos. Este sistema varía en función de la naturaleza de la contraparte. La Comisión subdivide los socios clave en cuatro categorías y enumera una serie de instrumentos legales para usar preferentemente en sus relaciones con ellos (ver cuadro n.º 1):

CUADRO N.º 1

SOCIOS Y RELACIONES INTERNACIONALES

Vecinos de la UE/Socios de Integración de Mercado	Países clave en el suministro y tránsito de energía	Operadores clave en el sector energético	Países en desarrollo
Tratados sobre la Carta de la Energía	Diálogo energético estratégico	Cooperación energética *ad hoc*	Cooperación energética *ad hoc*
Instrumentos PVE Instrumentos de respuesta a la crisis y/o Acuerdos de Asociación y Cooperación específicos que cubren, *inter alia,* el sector energético Tratado sobre la Carta de la Energía		Otros	Política de desarrollo de la UE Respuesta a la crisis
Acuerdos comerciales			

VII. CONCLUSIÓN

Varios factores interconectados exigen una reformulación de la política energética exterior de la UE como política «colectiva» en lugar de «en solitario». La conclusión que cabe extraer de los últimos desarrollos es que se está produciendo una convergencia entre UE y Estados miembros que llevará a una política energética exterior común. Si bien la CE habría contado todo este tiempo con las herramientas idóneas para lograr el objetivo deseado de hablar con «una sola voz», solo ha conseguido un avance modesto. En otras palabras, su puesta en marcha se ha visto obstaculizada. La convergencia existente en esta área se ha caracterizado por un cierto descuido de las competencias de la UE; en todo caso, tal negligencia en el cumplimiento del deber no pone en peligro el interés de la UE en su conjunto y consiste en una maraña de políticas exteriores nacionales, sobre todo acuerdos bilaterales en el sector de la energía entre Estados miembros y terceros países. La respuesta pragmática a esta disparidad de normas y prácticas puede ser ofensiva, o bien, y este es el enfoque actual de la UE, centrada en evitar riesgos innecesarios, ya sean de naturaleza política o legal. A la vista del enfoque de la UE tal y como se ha expuesto en este breve artículo, podemos decir que se dan los requisitos y se dispone de las herramientas necesarias (que se usan sensatamente) para avanzar en el establecimiento de una política energética exterior europea. El actual enfoque permite superar los límites entre el respeto a la soberanía de los Estados miembros en el ejercicio de sus políticas de relaciones exteriores y la necesidad de asegurar el respeto por los mismos del orden jurídico de la UE. Hasta ahora este diálogo ha brillado por su ausencia. Desde una perspectiva puramente legal, podría sostenerse que la práctica corriente de los Estados miembros debería dar lugar a un procedimiento de infracción basado en la invasión de la competencia exterior exclusiva de la UE en el ámbito de la PCC, una competencia exterior implícita resultante de la vasta legislación interna, o incluso por negligencia en el cumplimiento del deber de cooperación que incumbe a los Estados miembros. No obstante, como hemos visto en nuestro repaso, este enfoque tiene sus límites, entraña incertidumbre legal y sobre todo está plagado de riesgos políticos.

NOTAS

(1) Estas disposiciones hacen referencia al comercio con productos que están y/o estaban sujetos a los regímenes de la Comunidad Europea del Carbón y el Acero y a la Comunidad Europea de la Energía Atómica.

(2) Aunque la versión posterior al Tratado de Niza del Artículo 133 del Tratado CE hacía referencia a estos servicios, esta competencia no era exclusiva.

(3) En el Dictamen 1/94, el Tribunal de Justicia de la CE había indicado que la competencia de la Comunidad para concluir acuerdos referentes al comercio de servicios solo entraba en el ámbito de aplicación de la PCC en la medida en la que se vieran afecta-

das las prestaciones de servicios transfronterizos sin movimiento de personas físicas o jurídicas, ya que este era similar al comercio transfronterizo de bienes y, por consiguiente, la competencia externa de la PCC solo abarcaba lo que se conoce como el «Modo 1» con arreglo a los acuerdos de la OMC: prestaciones de servicios. Modo 2: consumo en el exterior de servicios por un consumidor de otro país. Modo 3: presencia comercial de proveedores de servicios extranjeros en un país. Modo 4: movimiento de personas físicas que prestan servicios no cubiertos. El Tratado de Niza amplió el ámbito de aplicación de la PCC a la negociación y conclusión, *inter alia*, de acuerdos sobre el comercio de servicios, antiguo Artículo 133(5) del Tratado CE. Véase WOUTERS *et al.* (2008: 170).

(4) SCHMITT VON SYDOW (2011: 43, nota 7).

(5) La reforma del Tratado codifica la «competencia externa implícita» desarrollada previa y progresivamente por el TJE. Véase Artículo 3(2) TFEU (bien exclusiva o compartida) que es: 1) Resultado de la jurisprudencia «AETR», en casos donde ya se habían adoptado normas internas en un campo concreto (lo que hace necesario comparar la normativa comunitaria ya existente con las del acuerdo energético en cuestión para determinar el alcance de su ámbito de aplicación); 2) Cuando la Comunidad ha incluido en sus actos legislativos internos cláusulas relativas al trato que ha de otorgarse a los nacionales de países no miembros o expresamente incluidos en las competencias de sus instituciones para negociar con países no miembros, adquiere una competencia externa exclusiva en la medida de cubierta por dichos actos; 3) Si es necesario concluir un acuerdo con al menos un tercer país para lograr el objetivo relacionado con las medidas internas.

(6) COM (2002) 649 final (de 19 de noviembre de 2002) y COM (2003) 94 final (de 26 de febrero de 2003).

(7) De modificación del Reglamento (CE) núm. 847/2004 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 29 de abril de 2004, sobre la negociación y aplicación de acuerdos de servicios de transporte aéreo entre Estados miembros y países terceros. Disponible en: http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:195:0003:0006:ES:PDF.

(8) Comunicación de la Comisión «Desarrollo de la política exterior comunitaria en el sector de la aviación», de 11 de marzo de 2005, COM (2005) 79 final. Disponible en: http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:195:0003:0006:ES:PDF.

(9) «Competencia compartida ejercida en el marco de la obligación de lealtad definida en el Artículo 10 CE y Artículo 11(2) TEU, y de conformidad con el principio de primacía del Derecho comunitario» (CREMONA, 2008: 126).

(10) Siguiendo la distinción en M. CREMONA (Fn. 19) entre la «dimensión sustantiva de la obligación de lealtad basada en el principio de primacía, y la dimensión procedimental derivada del deber de cooperación».

(11) Reglamento 847/2004/CE, de 29 de abril de 2004, sobre la negociación y aplicación de acuerdos de servicios de transporte aéreo entre Estados miembros y países terceros, DOCE 195/3, de 2 de junio de 2004.

(12) No es objetivo de este artículo abordar esto en mayor profundidad. Puede hallarse un estudio más completo en la obra de KLABBERS (2009).

(13) KLABBERS (2009: 11) criticando la falta de consideraciones de Derecho internacional.

(14) Proyectos 1995-2009: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/tent_e/doc/2009_ten_e_financed_projects_1995_2009.pdf.

(15) Reglamento (CE) 663/2009 del Parlamento Europeo y el Consejo por el que se establece un programa de ayudas a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía, de 13 de julio de 2009, DOUE L 200, de 31 de julio de 2009.

(16) European Energy Programme for Recovery. Disponible en: http://ec.europa.eu/public_opinion/index_en.htm.

(17) Véase C-266/03 Comisión contra Luxemburgo [2005] ECR I-4805; C-433/03 Comisión contra Alemania [2005] ECR I-6985 (Acuerdos sobre vías de navegación interiores); C-246/07 Comisión contra Suecia, pendiente (dictamen del Abogado General Poiares Maduro, de 1 octubre de 2009); C-13/07 Comisión contra Consejo (OMC-Adhesión de Vietnam), dictamen de la Abogado General Juliane Kokott, de 26 marzo de 2009. Demuestra la complejidad de interpretar el alcance del Artículo 133 del tratado anterior al Tratado de Lisboa. Todos los siguientes casos están basados en el Artículo 307 CE. El Abogado General Poiares Maduro también invocó el Artículo 10, pero el TJCE no estuvo de acuerdo: C-205/06 Comisión contra Austria (BITS), de 3 marzo de 2009; véase también C-249/06 Comisión contra Suecia (BITS), 3 de marzo de 2009; C-118/07 Comisión contra Finlandia (BITS), 19 de noviembre de 2009.

(18) Propuesta para una Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía.

(19) Véanse los Artículos 2(h) y 101 del Tratado Euratom.

(20) Véanse los Artículos 52 y 64 del Tratado Euratom.

(21) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, «Energía 2020: estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura», de 10 de noviembre de 2010.

(22) Ibíd., Prioridad 5.

BIBLIOGRAFÍA

CREMONA, M. (2008), «Defending the Community Interest: the Duties of Cooperation and Compliance», en CREMONA, M., y DE WITTE, B., *The EU and its Member States*, Columns design Ltd., julio.

EUROPEAN COMMISSION (2011a), «Key facts and figures on the external dimension of the EU energy policy», Staff Working Paper, Brussels, 7.9.2011, SEC (2011) 1022 final.

— (2011b), «Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council setting up an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements between Member States and third countries in the field of energy», Explanatory Memorandum, COM/2011/0540 final.

— (2011c), «On security of energy supply and international cooperation. The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders», Brussels, 7.9.2011, COM (2011) 539 final.

KLABBERS, J. (2009), «Treaty Conflict and the European Union», Cambridge.

RILEY, A. (2006), «The Coming of the Russian Gas deficit: Consequences and Solutions», *CEPS Policy Brief*, 116, octubre. Disponible en: www.ceps.be.

SCHMITT VON SYDOW, H. (2009), Wilton Park Conference on «A Smart EU Energy Policy», diciembre.

— (2011), «The Dancing Procession of Lisbon: Legal Bases for European Energy Policy», *European Energy Journal*, 1(1).

WHITE, A., y SHIYAEVSKAYA, A. (2011), «Gazprom Gas Supply Contracts are Focus of EU's Antitrust Probe», Bloomberg, 29 de septiembre. Disponible en: http://www.bloomberg.com/news/2011-09-28/gazprom-gas-supply-contracts-are-focus-of-eu-antitrust-probe.html.

WOUTERS, J.; COOPENS, D., y DE MEESTER, B. (2008), «The European Union's External Relations after the Lisbon Treaty», en GRILLER, S., y ZILLER, J., *The Lisbon Treaty: EU Constitutionalism without a Constitutional Treaty?*

ZARILLI, S. (2001), «Energy Services in International Trade: development Implications», *Dundee University Online Journal*, art. 15.

¿IMPIDEN LOS INTERESES NACIONALES Y EMPRESARIALES LAS INVERSIONES EN TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD?

Matti SUPPONEN

Universidad de Aalto (Finlandia)

Resumen

En este artículo se analiza en qué grado los intereses nacionales y empresariales obstaculizan una inversión en redes de transporte de electricidad que resultaría beneficiosa para Europa. Se aportan pruebas contundentes de que los intereses nacionales y empresariales influyen en las inversiones en redes de transporte transfronterizas. Se apunta que los intereses nacionales y empresariales han contribuido a graves deficiencias de inversión en la red de transporte europea desde el punto de vista del bienestar general. Los operadores del sistema de transporte (TSO) integrados verticalmente dan prioridad a las inversiones que aumentan las exportaciones a fin de reportar más ingresos para su propietario, a menudo sin desarrollar en absoluto interconectores rentables en la dirección de importación. La pauta de comportamiento es menos clara con respecto a la mayoría de los TSO de propiedad pública, que pueden considerarse semiindependientes. En este artículo se muestra que hay una importante dimensión de redistribución de bienestar no solo entre los países conectados, sino también dentro de cada país debido al cambio en el resultado de mercado cuando se construye un interconector.

Palabras clave: redes de transporte de electricidad, bienestar, operadores del sistema de transporte, interconectores.

Abstract

This article analyses to what extent national and company interests prevent electricity transmission investments which would be beneficial for Europe. The article provides strong evidence that national and company interests have influence on cross-border transmission investments. It indicates that national and company interests have contributed to serious underinvestment in the European transmission network from the overall welfare point of view. Vertically integrated TSOs prioritise investments for increasing exports which increase income for their owner, while profitable interconnectors in import direction are often not developed at all. The behavioral pattern is less clear with the majority of the TSOs which are publicly owned and can be considered as semi-independent. This article demonstrates that there is an important dimension of welfare distribution between the countries connected but also within the countries due to the change in the market outcome when an interconnector is built.

Key words: transmission network of electricity, welfare, TSO, interconnectors.

JEL classification: D61, Q41, Q48.

I. INTRODUCCIÓN

La península Ibérica es una región con una capacidad de interconexión muy baja con el resto de Europa. Dicha baja capacidad tiene razones geográficas evidentes, pero no necesariamente explican todo. En principio, la principal compañía eléctrica de Francia debería haber mostrado interés en construir una mayor capacidad de exportación a España y Portugal para vender más energía. En la actualidad, los determinantes económicos de estas inversiones han cambiado con el aumento de la volatilidad de los precios de la península Ibérica debido a la creciente participación de la energía eólica, que ha dado lugar a un potencial de exportación hacia Francia mucho más alto que en el pasado.

En este artículo se analiza en qué grado los intereses nacionales y empresariales obstaculizan una inversión en redes de transporte de electricidad que resultaría beneficiosa para Europa. Se aportan pruebas contundentes de que los intereses nacionales y empresariales influyen en las inversiones en redes de transporte transfronterizas. Se apunta que los intereses nacionales y empresariales han contribuido a graves deficiencias de inversión en la red de transporte europea desde el punto de vista del bienestar general. Los operadores del sistema de transporte (en adelante TSO: Transmision System Operator) integrados verticalmente dan prioridad a las inversiones que aumentan las exportaciones a fin de reportar más ingresos para su propietario, a menudo sin desarrollar en absoluto interconectores rentables en la dirección de importación. La pauta de comportamiento es menos clara con respecto a la mayoría de los TSO de propiedad pública, que pueden considerarse semiindependientes. En este artículo se muestra que hay una importante dimensión de redistribución de bienestar no solo entre los países conectados, sino también dentro de cada país debido al cambio en el resultado de mercado cuando se construye un interconector.

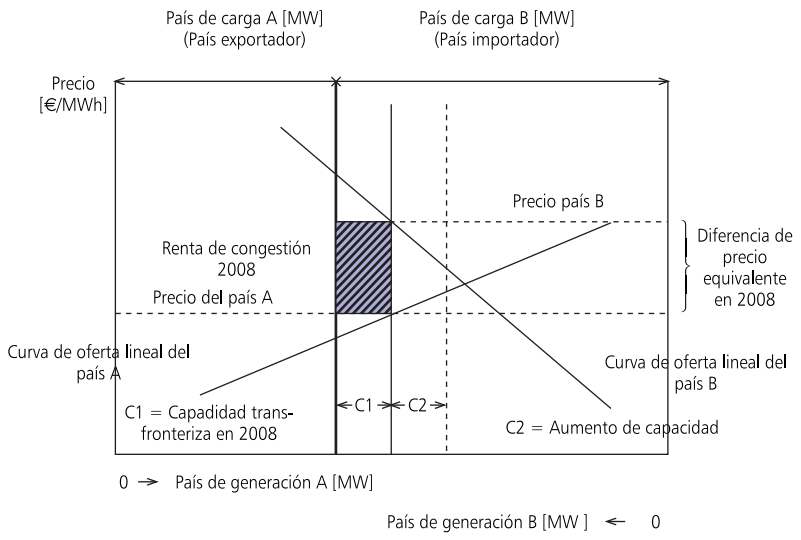
Son varios los factores que pueden influir en la motivación de un TSO para invertir en incrementar la capacidad transfronteriza. Es preciso corregir fallos en el diseño del mercado, en el cálculo de capacidad y en la asignación de capacidad para proporcionar señales más eficientes para las inversiones en interconectores. Entre otras cosas, se debería establecer zonas de precios (haciéndose aquí una propuesta a este respecto) y trabajar en el problema de flujos circulares, ya grave en algunos países europeos, aunque no tanto para la península Ibérica al estar conectada al resto de Europa solo a través de Francia, donde los flujos circulares no suponen un problema importante.

II. ¿FALTAN INVERSIONES EN INTERCONECTORES EN EUROPA DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL BIENESTAR SOCIAL?

La inversión en redes de transporte de electricidad transfronterizas pretende incrementar el bienestar, al permitir el flujo de energía eléctrica de zonas baratas a zonas más caras. Se ha desarrollado un método para identificar qué proyectos de interconectores serían más rentables desde el punto de vista del bienestar social general en Europa (véase ENTSO-E, 2010). Dicho método se basa en un modelo que usa curvas de suministro estimadas a partir del precio al contado y de la carga para cada zona de precios, capacidad transfronteriza y comercio entre países en 2008 y los ingresos derivados de la congestión recaudados en cada frontera, usando datos de 2008 (2009). A continuación se halla una diferencia de precios equivalente entre dos países dividiendo los ingresos derivados de la congestión recaudados en 2008 por el correspondiente flujo transfronterizo. Seguidamente se calculan los cambios debidos a la ampliación de la capacidad de interconexión, suponiendo que la capacidad adicional se utiliza plenamente y que el flujo en la interconexión reduce la diferencia de precios en función del nuevo equilibrio de oferta en cada zona, conforme se ilustra en el gráfico 1.

El cálculo de la capacidad de interconexión óptima entre regiones se realiza usando este método y suponiendo que hay una total convergencia de precios dentro de cada región. Si bien este es un supuesto heroico, según el análisis, el arbitraje de precios entre dos regiones reportaría un mayor potencial de bienestar (véase Supponen, 2011). A los efectos de este cálculo, se ha considerado que Europa Central constituye un único bloque, mientras que los países nórdicos, Reino Unido e Irlanda, la península Ibérica, Italia y Europa Central y Oriental serían otros tantos bloques separados. Se supone que la ampliación de capacidad se realiza mediante enlaces DC, excepto para la conexión entre Europa Central y Europa Central y Oriental. Los resultados se muestran en la figura 1.

GRÁFICO 1
ILUSTRACIÓN DEL MÉTODO UTILIZADO PARA ESTIMAR LOS BENEFICIOS PARA EL BIENESTAR SOCIAL DE LAS INVERSIONES EN INTERCONECTORES



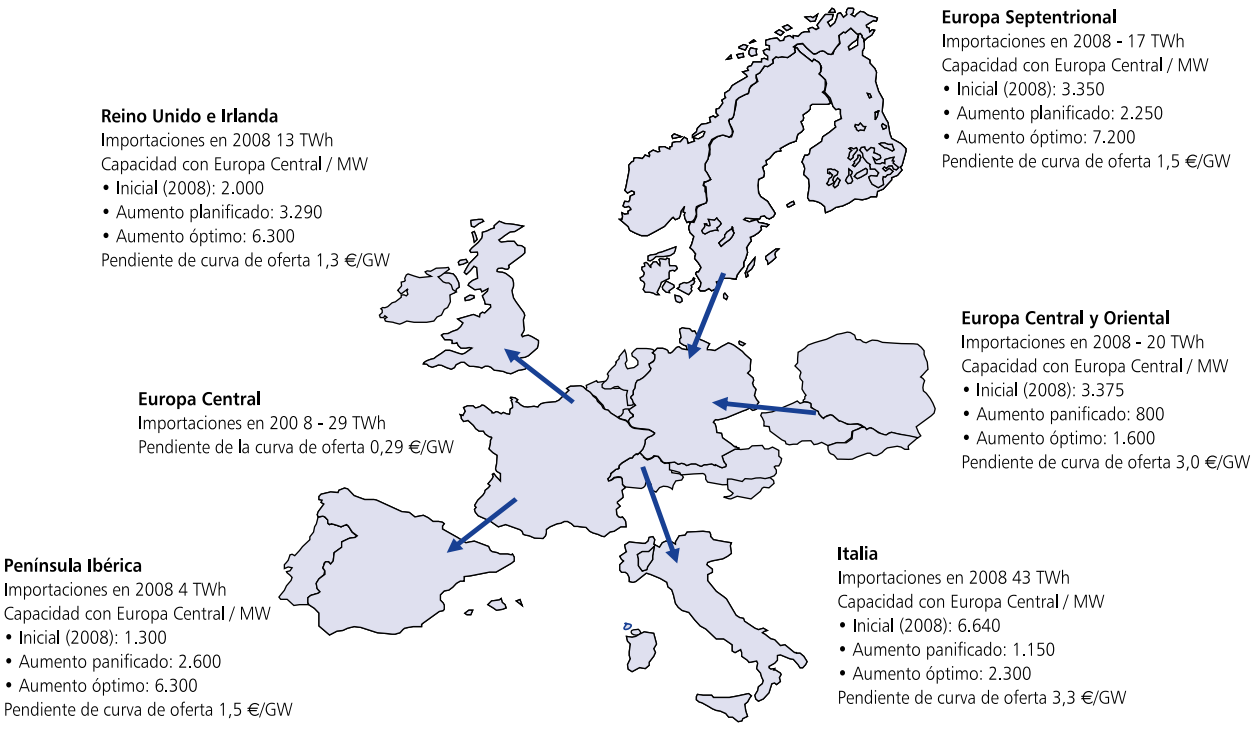
Fuente: Supponen (2011).

Los resultados de la optimización de interconexiones paneuropea son altamente sorprendentes. Las capacidades óptimas calculadas son notablemente más altas que las capacidades actuales, lo que indicaría que al menos los primeros proyectos de ampliación de capacidad serán muy rentables. Los resultados sugieren que cada año podrían lograrse incrementos de bienestar superiores a los 1.000 millones de euros.

Los interconectores incluidos en el plan de desarrollo de red ENTSO-E a diez años (véanse ENTSO-E, 2010; KEMA, 2010) arrojan un aumento del bienestar social general de unos 700 millones de euros al año. A este nivel de capacidad de interconexión la mayor parte del incremento del bienestar social iría a parar a los TSO en forma de ingresos derivados de congestión y solo una pequeña parte se plasmaría en aumento absoluto del excedente de productores y consumidores. En el nivel óptimo de capacidad de interconexión una parte muy importante del incremento del bienestar social se da a través del excedente de productores y consumidores.

Los cálculos confirman la importancia de los efectos redistributivos de optimizar los interconectores europeos. Tanto en el caso de planificación de interco-

FIGURA 1
CÁLCULO DEL BIENESTAR RESULTANTE DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN ENTRE REGIONES EN EUROPA USANDO 2008 COMO AÑO DE REFERENCIA



Región	*Importaciones adicionales con la capacidad planificada [TWh/a]*	*Importaciones adicionales con la capacidad óptima [TWh/a]*	*Diferencia de precio inicial con Europa Central en 2008 [€/MWh]*	*Variación de precios con la capacidad planificada [€/MWh]*	*Variación de precios con la capacidad óptima [€/MWh]*	*Aumento del bienestar social con la capacidad planificada [M€/a]*	*Aumento del bienestar social con la capacidad óptima [M€/a]*
Europa Central	–35	–53	N/D	1,2	1,8	348	86
Europa Septentrional	–20	–63	–148	5,2	126	93	358
Europa Central y Oriental	–7	–14	–4,1	3,8	6,6	17	45
Italia.....	10	20	152	–3,0	–5,8	22	41
Península Ibérica	23	55	169	–3,5	–7,7	116	255
Reino Unido e Irlanda	29	55	16,9	–4,1	–6,4	128	225
Total						724	1.009

nectores como de optimización del bienestar existe una enorme redistribución de bienestar social a favor de los productores del Norte y de los consumidores del Sur y de Reino Unido, la cual ascendería a varios miles de millones de euros.

En conclusión, la respuesta a la pregunta de si faltan interconectores en Europa desde el punto de vista del bienestar social es claramente «sí». Por ejemplo, basándonos en un cálculo simplificado, la capacidad óptima entre Francia y España podría ser hasta cinco veces la capacidad de interconexión actual.

III. ¿INFLUYEN LOS INTERESES NACIONALES Y EMPRESARIALES EN QUE SE PROMUEVAN UNOS INTERCONECTORES Y OTROS NO?

Todos los gobiernos están interesados en cuánto pagan sus consumidores por la electricidad. Sobre todo porque los costes eléctricos de las industrias intensivas en energía son importantes para su competitividad. En algunos países existe la política de mantener precios de electricidad bajos para los hogares, al menos para los consumidores de rentas bajas. Puesto que el comercio internacional incide en los precios de la electricidad, es preciso evaluar las inversiones en interconectores en función de cómo afectan a los precios. Esto significa que, en principio, los gobiernos normalmente favorecerán las conexiones con zonas de bajos precios, pero serán reacios a los interconectores con zonas de precios altos ya que ello incrementará los precios en su propio país.

Aun cuando un precio razonable para la electricidad pueda considerarse un objetivo general de la mayoría de los gobiernos, hay muchos otros objetivos, a veces opuestos, que influyen en las decisiones sobre interconectores. Por ejemplo, las compañías de generación a menudo ejercen una gran influencia en las decisiones de los gobiernos ya que, en muchos casos, son empresas públicas. Dado que los bajos precios desincentivan las inversiones en generación, en zonas de bajos precios las compañías de generación son las principales promotoras de los interconectores. Para ellas, permanecer en un nicho con excedente de generación reduce sus beneficios y la viabilidad de inversiones futuras en generación. Algunos gobiernos podrían considerar incluso que los precios bajos son perjudiciales desde el punto de vista del ahorro energético.

Así pues, hay un amplio abanico de cuestiones de interés nacional que los gobiernos y los reguladores han de sopesar a la hora de tomar decisiones sobre interconectores. Será preciso hacer concesiones importantes entre la mejora general del bienestar y la distribución de bienestar entre consumidores y productores, tanto en el seno de cada Estado como entre los distintos Estados miembros de la UE. Con todo, es muy difícil evitar que haya efectos negativos para algunas partes.

Los países que necesitan exportar sus excedentes para mantener un nivel de precios razonable a fin de atraer nuevas inversiones tendrán interés en construir interconectores. Tal es el caso, en particular, de los excedentes de energía eólica. Otras razones para promover la construcción de interconectores podría ser la dependencia respecto a la energía hidroeléctrica, que obliga a adoptar medidas especiales para asegurar el suministro en épocas de sequía. Los países pequeños podrían querer mitigar el efecto de los elevadísimos costes de invertir en generación con la posibilidad de exportar los excedentes de capacidad transitorios de una nueva central eléctrica. La estabilidad de los precios también puede ser un objetivo importante. Las interconexiones pueden reducir la volatilidad de precios ocasionada por las fluctuaciones de los precios de los carburantes, los déficits de capacidad, las puntas de generación eólica, etc. En los Estados Bálticos, por ejemplo, una motivación importante para construir interconectores sería reducir la dependencia de la red eléctrica rusa.

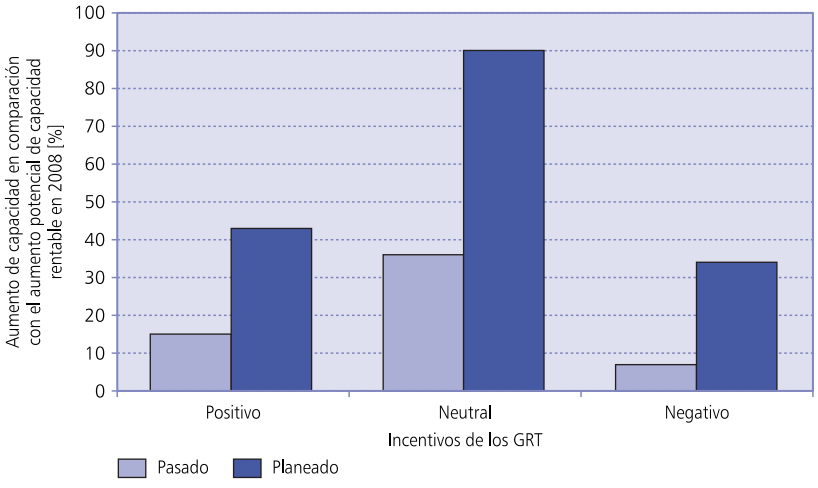
En el caso de la integración vertical, la propiedad del TSO está en manos de una compañía de generación, lo cual, en principio, significaría que se promoverán las inversiones que incrementen los precios de mercado y se descartarán las que los reduzcan. Tal ha sido el caso, por ejemplo, del comportamiento de los TSO alemanes en el pasado. La separación patrimonial trata de romper este incentivo perverso vinculado a la propiedad. No obstante, está claro que es difícil romper totalmente este vínculo, incluso con medidas de separación funcional extremas. La Comisión Europea intentó conseguir una separación completa de la propiedad de los TSO europeos con el tercer paquete de medidas de liberalización del sector eléctrico. Pero algunos Estados miembros se opusieron a tal separación y, por ello, sigue existiendo la opción de mantener la integración vertical, aunque acompañada de muchos controles adicionales para dotar al TSO de la mayor independencia posible de la propiedad.

Menos clara es la pauta de comportamiento de la mayoría de TSO en manos del sector público o con una estructura de la propiedad mixta público/privada, que les permite ser considerados semiindependientes al también poseer el Estado activos de generación. El comportamiento de estos TSO varía considerablemente, desde los orientados al bienestar de las compañías de generación, como sucede en la República Checa y Noruega, hasta los orientados al bienestar de los consumidores como sucede en Bélgica, Suecia, Polonia y Eslovaquia. Los TSO independientes, sin intereses en el negocio de generación, a menudo situados

en países importadores como Italia, Holanda y Portugal, alinean su comportamiento a los intereses nacionales para rebajar los precios de la electricidad y aumentar la competencia ampliando la capacidad de importación. Una excepción a este comportamiento es el TSO de Reino Unido, que no ha mostrado ningún interés por la construcción de interconectores pese al alto potencial de ganancias de bienestar, probablemente por las restricciones legales a la financiación de los interconectores vía tarifas.

Las evidencias del pasado y de las inversiones planificadas confirman que ha habido menos inversiones en interconectores con incentivos negativos que en interconectores con incentivos positivos o neutrales, tal y como se aprecia en el gráfico 2. En el periodo 2000-2010, en el caso de las interconexiones con incentivos positivos, la ampliación de capacidad fue del 15 por 100 del potencial de ampliación de capacidad rentable existente en 2008, estimado usando el método descrito anteriormente. En el caso de interconexiones con incentivos neutrales, la ampliación de capacidad fue del 36 por 100 en comparación con el potencial. En el caso de interconexiones con incentivos negativos, la ampliación de capacidad fue del 7 por 100 en comparación con el potencial. En cuanto a la capacidad futura, el plan de desarrollo de red ENTSO-E incluye un aumento de capacidad del 43 por 100 en la categoría de incentivos positivos, del 90 por 100 en la categoría de incentivos neutrales y del 34 por 100 en la categoría de incentivos negativos, en comparación con el potencial en 2008.

GRÁFICO 2
INFLUENCIA DE LA PROPIEDAD DE LOS TSO EN LAS INVERSIONES PASADAS Y PLANIFICADAS EN INTERCONECTORES (*)



Nota: La hipótesis de partida es que los TSO construyen interconectores solo en «direcciones significativas». Por «dirección significativa» se entiende la dirección predominante de los flujos comerciales en 2008. El incentivo de construir capacidad de interconexión que tiene un TSO es: 1) positivo desde un TSO poco independiente hacia un TSO más independiente; 2) neutral entre dos TSO semiindependientes, desde un TSO independiente hacia un TSO semiindependiente, y 3) negativo en dirección de un TSO integrado verticalmente. El aumento pasado y futuro previsto se compara con el potencial de ampliación de capacidad rentable en 2008, que se calcula empleando el método antes descrito (Supponen, 2011).

De este modo, la respuesta a la pregunta de si los intereses nacionales y empresariales influyen en que se promuevan unos interconectores y otros no es «muy probablemente sí». No obstante, a la hora de analizar casos concretos, es evidente que son muchos los factores que influyen en el resultado de bienestar social, lo cual complica bastante el panorama. En el siguiente apartado se analizan los distintos factores que influyen en el resultado de bienestar social.

IV. ¿CUÁLES SON LOS FACTORES QUE MÁS INFLUYEN EN LA DISTRIBUCIÓN DE BIENESTAR SOCIAL DE LAS INVERSIONES EN INTERCONECTORES?

A continuación, se analizan los distintos factores que influyen en el resultado de bienestar social. Estos no incluyen los factores básicos tales como el aumento del bienestar social para los productores en países exportadores, para los consumidores en los países importadores y para los TSO en concepto de ingresos derivados de la congestión, ya que han sido explicados en el primer apartado.

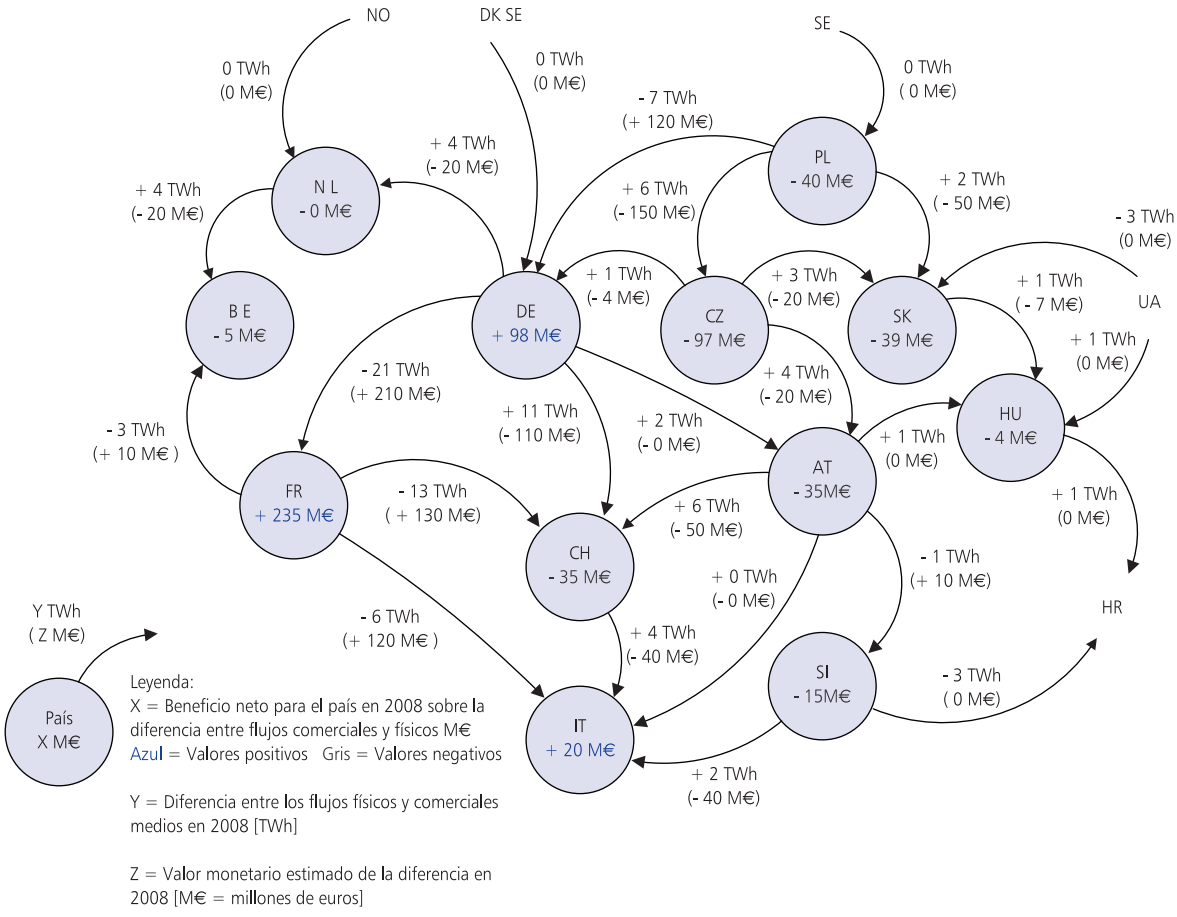
1. Diferencia entre flujos comerciales y físicos

En un mercado de electricidad que usa un sistema de tarificación por zonas son inevitables las diferencias entre la planificación comercial y los flujos físicos, a menudo denominados flujos circulares. Algunas de las diferencias obedecen a la topología de la red, otras a una elección deliberada de los TSO sobre el valor comercial de la capacidad en cada frontera. La libertad de elec-

ción de los TSO es particularmente alta si los límites a la capacidad transfronteriza se deben a congestión dentro de la red nacional. Este suele ser el caso de países grandes como Francia, Alemania, Suecia y Polonia, pero también resulta aplicable a muchos países más pequeños como Holanda y Austria.

En Europa existen bastantes lugares donde la diferencia entre flujos comerciales y físicos influye enormemente en las decisiones de inversión en transporte, sobre todo cuando se transporta electricidad a largas distancias. El eje de transporte más importante de Europa es de norte a sur y se utiliza aquí como ejemplo para ilustrar este fenómeno (ver figura 2). Desde el norte de Alemania, el excedente de electricidad recorre más de 1.000 kilómetros hasta el sur de Alemania y norte de Italia usando la red mallada CA centroeuropea. El flujo de electricidad usa todas las rutas de transporte posibles, en particular la ruta directa a través de Alemania y Suiza, pero también las rutas laterales. Por el oeste, las rutas laterales atraviesan Holanda, Bélgica y Francia y, por el este, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Austria y Eslovenia. Todas estas rutas de transporte paralelas presentan problemas por fuertes vientos. También parece evidente que los flujos norte-sur atraviesan sobreproporcionalmente Europa

FIGURA 2
FLUJOS FÍSICOS Y COMERCIALES EN EUROPA CENTRAL, 2008 (*)



Nota: La diferencia entre los flujos físicos y comerciales medios anuales y el valor monetario estimado de dicha diferencia en 2008 en Europa Central. Un valor positivo de la diferencia, expresado en TWh, significa que ha habido más flujos físicos que comerciales. Las flechas indican la dirección predominante de los flujos comerciales. El valor dado en la imagen indica la diferencia neta media anual entre flujos físicos y comerciales (nominados) en 2008 y el valor comercial estimado de la diferencia neta (ingresos potenciales derivados de la congestión no recibidos o recibidos en exceso) basado en los ingresos derivados de la congestión recaudados en la misma interconexión en 2008.

Occidental-Central e infraproporcionalmente Europa Oriental-Central.

El método aplicado por los TSO europeos para gestionar la congestión sigue sin tener suficientemente en cuenta los flujos comerciales y físicos interregionales. Los TSO europeos continúan aplicando los valores bilaterales de Capacidad de Transferencia Neta (CTN) que permiten nominaciones de capacidad comercial en una cadena susceptible de apartarse considerablemente de la vía de acceso física usada por este flujo comercial. Para mejorar la situación, se ha desarrollado un sistema de asignación de capacidad basado en flujos pero que todavía no se aplica en Europa.

La cuestión del reparto del bienestar y de la carga de inversión entre los países de este eje norte-sur es ya acuciante y está cobrando más y más importancia debido a las inversiones que es preciso realizar para integrar la creciente energía eólica en la red de transporte europea. A este respecto, se recomienda a todas las personas interesadas en este tema que lean la reacción de ČEPS (véase ČEPS, 2010), el TSO checo, al estudio EWIS (véase EWIS, 2010), ya que ilustra en términos concretos qué tipo de intereses nacionales están en juego, tanto con respecto al reparto de costes entre países como a la influencia de los flujos transfronterizos en la necesidad de limitar el acceso a la red a compañías de generación y consumidores domésticos.

2. Influencia del método elegido para gestionar la congestión

Dado que las decisiones de división en zonas de precios tienen consecuencias radicales en el mercado, los TSO parecen servirse de la limitación de la capacidad transfronteriza para evitar establecer zonas de precios, aunque tal limitación de la capacidad transfronteriza para gestionar cuellos de botella internos sea contraria a la normativa europea. Esta limitación puede reducir sustancialmente el bienestar social general y, en cualquier caso, tiene efectos importantes en la distribución del bienestar entre los dos países implicados. La demanda de Dinamarca contra el TSO sueco, Svenska Kraftnät, se basaba principalmente en la importante pérdida de bienestar para los consumidores finales daneses debido a la limitada capacidad transfronteriza asignada por el TSO sueco hacia Dinamarca (Copenhagen Economics, 2006).

3. Influencia de la definición de zonas de precios

El establecimiento de zonas de precios grandes choca con la naturaleza escasa de la capacidad de transporte. Esto es particularmente cierto si existe un excedente o carga sustancial de generación en algunos lugares dentro de una zona de precios grande debido, por ejemplo, a recursos de carburante o a la concentración de población o industria. Dentro de una misma zona de precios ni las compañías de generación ni los consumidores finales disponen de una señal económica eficiente para comportarse en congruencia con las limitaciones de transporte, ya que todos ellos responden al mismo precio de mercado.

En general, se considera que las zonas de precios grandes son más beneficiosas para la competencia minorista que las zonas pequeñas, al haber más operadores en el mercado. Las zonas pequeñas suelen tener un menor número de operadores y suelen requerir un mayor esfuerzo de vigilancia de mercado. Sin embargo, se ha demostrado que el poder de mercado está vinculado a propiedades físicas de la red y no al tamaño de la zona de precios (Bye y Hope, 2005). Si una compañía de generación es necesaria para la seguridad de la distribución debido a limitaciones de red, tal compañía estará en la misma situación de abusar de su posición de mercado aunque existan otras muchas compañías de generación en la misma zona de precios.

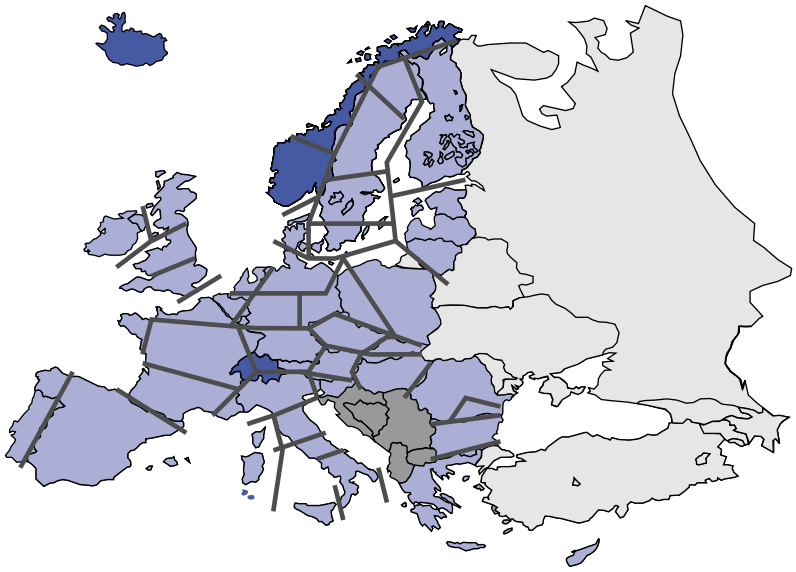
Por ello, una sola zona de precios es la solución preferida de muchos países, incluidos países grandes como Reino Unido, Francia y Alemania. En estos países se ha considerado como un derecho básico de los ciudadanos que todas las compañías de generación y todos los consumidores finales reciban el mismo tratamiento con independencia de su ubicación geográfica en el país. En Alemania se ha prestado una especial atención al problema de la falta de señales de ubicación en las grandes zonas de precios. Sin embargo, el regulador alemán ya ha manifestado su firme oposición a dividir Alemania en varias zonas de precios (Bundesnetzagentur, 2011).

A la hora de diseñar zonas de precios, deberían usarse al menos cinco criterios (ver figura 3):

1) Las fronteras de las diferentes zonas han de alinearse a los puntos de congestión físicos de la red.

2) Se ha de tener en cuenta las diferentes zonas existentes y los cambios ya introducidos en ellas, como la división de Suecia en cuatro zonas. Esto podría no ser ideal en todos los casos, pero definir zonas de precios en fun-

FIGURA 3
PROPUESTA PARA UNA FUTURA DIVISIÓN EN ZONAS DE EUROPA



Fuente: Supponen (2010 y 2011).

ción solo de parámetros técnicos no es muy realista debido a las consideraciones políticas.

3) La división en zonas ha de tomar en consideración las áreas de déficit extremo de generación, como es el caso de Bretaña en Francia o de Bucarest en Rumanía, donde el establecimiento de una zona separada sería más eficiente a la hora de atraer la inversión en centrales eléctricas nuevas.

4) En los países con un fuerte desarrollo de energía eólica, como Alemania y Reino Unido, las zonas deben establecerse perpendicularmente a la dirección del flujo de la energía eólica para permitir un aumento de precio gradual y progresivo desde la zona con excedente eólico a las principales áreas de consumo.

5) Las zonas que lleguen a una convergencia plena de precios deberían fusionarse en una sola zona de precios, aunque se encuentren en distintos países.

La división de Europa en zonas de precios más pequeñas no significa que cada una de ellas deba tener un precio de electricidad muy diferente. Los consumidores finales suelen tener contratos que están vinculados con una electricidad negociada a través de productos financieros a largo plazo. Estos productos financieros no siguen directamente los precios por hora del mercado al contado sino una media de los mismos a más largo plazo. Esto significa que aun cuando en periodos cortos podría haber diferencias de precio sustanciales entre diferentes zonas de una región, los precios medios a largo plazo de estas distintas zonas pueden estar muy próximos unos de otros. De este modo, a los efectos de los productos financieros, Europa tendría un número limitado de índices de precios como referencia para la negociación de la electricidad.

4. Influencia de la oposición a las redes de transporte de electricidad

Las poblaciones que viven a lo largo de la ruta de transporte prevista a menudo se oponen a las inversiones en transporte. Quizá este sea el mayor obstáculo a la construcción de nuevas líneas y podrían ser, de lejos, más importantes que todos los demás factores tomados conjuntamente. El desfase entre el nivel de capacidad de transporte actual y el óptimo podría explicarse perfectamente por la dificultad para superar la oposición local. Si bien esta cuestión es de máxima importancia, siendo el interconector entre Francia y España el ejemplo más relevante de lo difícil que resulta solventarlo, no es una finalidad de este artículo abordar este asunto en profundidad.

V. INTERÉS EN INVERTIR EN TRANSPORTE EN LA PENÍNSULA IBÉRICA

Francia

Según el análisis desarrollado en Supponen (2011), en el pasado el TSO francés (RTE) ha buscado el bienestar de productores y consumidores de una manera equilibrada. Además de ampliar sustancialmente la capacidad de exportación a Bélgica, también se ha incrementado algo la capacidad hacia Suiza e Italia. RTE ha podido incrementar la capacidad de importación de Alemania. Quizá este aumento de capacidad se deba al recálculo de la capacidad de transferencia neta (CTN), ya que solo se ha ejecuta-

do un proyecto de inversión sustancial entre Alemania y Francia en el periodo examinado (2000-2010). El hecho de que Alemania haya pasado de país importador a país exportador podría ser igualmente resultado de la ampliación de la capacidad transfronteriza con Francia.

En cuanto a las inversiones planificadas, RTE da claramente prioridad al bienestar de los productores. Existen importantes proyectos de interconexión en todas las direcciones principales de exportación en el plan de desarrollo de red ENTSO-EDF a diez años, sobre todo hacia Reino Unido, España e Italia. El desarrollo del interconector español se basa en un compromiso adquirido a raíz de una fusión (véase Comisión Europea, 2002).

El saldo de electricidad de Francia, aun siendo el mayor exportador de Europa, tiene un futuro incierto (véase Billout *et al*., 2007). Si Francia mantiene e incrementa adicionalmente su excedente de capacidad nuclear, podría exportar más electricidad que en la actualidad. Si la capacidad nuclear de Francia solo aumenta al ritmo del crecimiento de la demanda interior, Francia se convertirá en un país con una pauta de importación y exportación cambiante. En efecto, en los periodos de consumo punta importaría electricidad y en los periodos de baja demanda interna exportaría toda la energía que le permitan los interconectores.

Francia ha apoyado con firmeza el mantenimiento de la integración vertical. Hasta la fecha, el país galo ha mantenido un monopolio en la energía nuclear, sin intentar siquiera diluir la posición dominante de la única compañía de generación actual con medidas estructurales. EDF se ha beneficiado de la liberalización, al haber podido hacer inversiones importantes fuera de Francia. Así, EDF está presente en casi todas las partes de Europa a través de adquisiciones y de participaciones accionariales en varias compañías.

El dilema de Francia es que posiblemente el precio de la electricidad en Francia podría seguir siendo más bajo que los países vecinos debido a la elevada participación de la energía nuclear. Sin embargo, EDF no está obligada a ofrecer electricidad al mercado al coste variable de la planta marginal, pese a tener una posición dominante en Francia (véase Comisión Europea, 2002). Los precios del mercado francés están alineados a los precios alemanes aun cuando su demanda interna es menor y existe una enorme capacidad nuclear ociosa. La capacidad nuclear gala es muchísimo mayor que el nivel de consumo mínimo y, por ello, EDF reduce la generación de electricidad de las centrales nucleares cuando el consumo es bajo. El coste variable marginal en esos casos podría ser incluso negativo.

La solución del Gobierno francés a este dilema ha sido regular los precios de los usuarios finales. Al ser esto contrario a la normativa europea, una nueva ley, Nouvelle organisation du marché d'électricité, NOME (Nueva organización del mercado de electricidad), obliga a EDF a vender una cantidad de electricidad considerable a las distribuidoras francesas a un precio vinculado al coste de producción con el objetivo de que el precio de los consumidores finales franceses no aumente a pesar de suprimirse la regulación de precios para usuarios finales. De este modo, en la práctica, la ley NOME introduce un sistema de dos precios, un precio más bajo para los consumidores franceses y otro más alto vinculado al precio alemán para las exportaciones y las importaciones.

Este sistema de dos precios es una forma radical de redistribuir los beneficios de bienestar social. El sistema permitirá a la única compañía actual captar los beneficios de las exportaciones, aunque estos son transferidos en su mayoría a los consumidores franceses a través de la regulación del precio de la electricidad. De esta manera, el bienestar social general del país se ve incrementado sin una pérdida de bienestar para los consumidores finales franceses. Es de perogrullo decir que este método no encaja bien en la idea de un mercado interior de electricidad europeo.

El TSO francés, RTE, ha promovido activamente métodos eficientes de asignación de capacidad, además de fomentar la construcción de interconectores. Es el TSO europeo con mayores recursos y presenta un buen historial de innovación y participación en la cooperación europea. El buen funcionamiento de los mercados y la eficiencia del comercio transfronterizo probablemente redundarán también en interés de la propietaria.

Portugal

Según el análisis desarrollado en Supponen (2011), Portugal ha incrementado con éxito el bienestar de los consumidores mediante la construcción de capacidad de interconexión con España, habiendo planes de ampliar aún más esta capacidad en el futuro. El TSO portugués, Rede Eléctrica Nacional (REN), en conjunción con el TSO español, Red Eléctrica de España (REE), han actuado con un fuerte respaldo político en

la creación de un mercado ibérico. Este mercado ibérico se ha visto retrasado en varias ocasiones pero ya está operativo. Una posible razón de los retrasos fue la protección de los intereses de las compañías de generación de Portugal. Portugal ha mantenido los precios regulados para todos los grupos de consumidores.

REN, el TSO portugués, tiene separación patrimonial pero la única compañía de generación actual posee una participación minoritaria en el mismo. Portugal es otro ejemplo de cómo un país pequeño con un nivel de precios altos puede lograr importantes beneficios de bienestar social para los consumidores mejorando la conexión con un país vecino más grande.

España

Según el análisis desarrollado en Supponen (2011), en el pasado España ha sido neutral con respecto al bienestar social de consumidores y productores. La capacidad se ha incrementado sustancialmente con la exportación hacia Portugal. El comienzo del mercado ibérico tras la construcción de líneas entre España y Portugal se vio más bien retrasado por los gobiernos, quizá por razones de protección de los mercados nacionales. La integración del mercado ha llevado a un alto nivel de convergencia de precios entre Portugal y España. La capacidad desde Francia se ha incrementado solo modestamente. Los planes futuros indican una clara preferencia por el bienestar de los consumidores al ampliar sustancialmente la capacidad de interconexión a través de los Pirineos.

El TSO español, REE, es uno de los pocos TSO en manos privadas sin interés en la generación de los propietarios directos, por lo que tiene motivos para ampliar la capacidad transfronteriza, aunque el éxito de este empeño depende en una mayor medida de Francia. La preparación del proyecto del interconector con Francia ha llevado mucho tiempo y la fase de construcción apenas acaba de arrancar. Puesto que este interconector redundará desde el principio en interés de ambos TSO, la principal razón de los retrasos sería la dificultad de cruzar las montañas y no a causa de intereses empresariales o nacionales. La solución finalmente adoptada es muy cara y reducirá de forma considerable los beneficios de bienestar social resultantes del interconector, aunque probablemente todavía será rentable. Si en el futuro la energía solar se desarrolla en Europa Meridional y África Septentrional en la medida que sugieren algunos escenarios, España podría convertirse en una gran plataforma de suministro de electricidad desde el sur hacia Europa Central.

VI. CONCLUSIONES

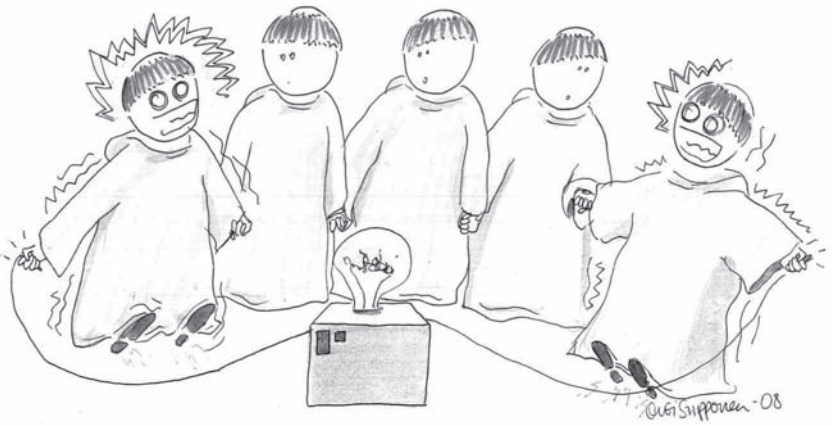
Según los hallazgos que se presentan en este artículo existen pruebas concluyentes de que los intereses nacionales y empresariales influyen en las decisiones de invertir en la construcción de redes transfronterizas de transporte de electricidad. Las conclusiones indican que los intereses nacionales y empresariales han contribuido a graves deficiencias de inversión en la red de transporte de electricidad europea desde el punto de vista del bienestar social general. Se ha identificado un potencial de bienestar social general anual de un billón de euros si se amplía la capacidad de interconexión entre regiones. El primer plan de desarrollo de red ENTSO-E a diez años solo aborda dos tercios de dicho potencial.

En este artículo se analiza el carácter de concurso de las inversiones en interconectores. En los países con varias fronteras, en particular, probablemente será necesaria una cierta priorización en el desarrollo de interconectores por razones tales como los recursos limitados de los TSO y la capacidad limitada de los países para absorber más importaciones o exportaciones. A efectos de dicha priorización, un criterio importante parece ser la maximización de los beneficios nacionales o del TSO.

En este artículo se aborda cómo se comportan los TSO verticalmente integrados con respecto a los intereses de sus propietarios. Los TSO verticalmente integrados, a menudo situados en países exportadores, dan prioridad a las inversiones que incrementan los ingresos de sus propietarios a través de precios de mercado más altos en su país de origen y mejores posibilidades de exportación.

Los hallazgos considerados en este artículo indican que varios factores influyen potencialmente en las motivaciones de inversión de los TSO. Las diferencias entre flujos físicos y comerciales inherentes a las redes eléctricas provocan una grave distorsión de las señales de inversión. Este problema se ve agravado por el hecho de que los países grandes pueden tomar decisiones discrecionales sobre las capacidades transfronterizas y pueden influir en los flujos con esas decisiones, mientras que los países pequeños tienen menos posibilidades de hacerlo. Sin un acuerdo global sobre esta cuestión, a la que normalmente se alude como flujos circulares, existe el riesgo de que la red de transporte europea se desarrolle

FIGURA 4
EL EXPERIMENTO DE LA RED EN PARÍS EN 1746 (*)



Nota: En 1746, Nollet hizo un experimento en París conectando a 200 monjes a una cadena de 1,5 kilómetros con cables metálicos. Seguidamente hizo descargas eléctricas en ambos extremos de la cadena, arrancando gritos a los monjes. Sin embargo, no todos los monjes sintieron el estremecimiento, algo que se explicó por las sandalias mojadas de algunos de estos, que provocaron un fallo por derivación a tierra.
Fuente: Lindell (1994).

usando una optimización parcial que redundará en importantes pérdidas de bienestar. Un ejemplo preocupante de las consecuencias de este fenómeno es la inversión descoordinada en transformadores multifásicos y la gestión descoordinada de los mismos. Todos los participantes en la construcción de la futura red eléctrica europea deberían sentir el mismo estremecimiento, aunque ello no fuera el caso de los monjes que experimentaron con su red en París en 1746 (ver figura 4).

BIBLIOGRAFÍA

BILLOUT, M.; DENEUX, M., y PASTOR, J.-M. (2007), «Sécurité d'approvisionnement électricité de la France et les moyens de la préserver», Sénat, Francia, Informe de datos 357, 27 de junio.

BUNDESNETZAGENTUR (2011), «Bundesnetzagentur veröffentlicht Gutachten zur Bedeutung von Preiszonen für den Strommarkt», Comunicado de prensa, 24 de octubre.

BYE, T., y HOPE, E. (2005), «Deregulation of Electricity Markets The Norwegian Experience», *Semanario económico y político*, 10 de diciembre.

ČEPS (2010), «Transmission Network in the Czech Republic and Central Europe in 2013/2015 in the context of EWIS results, planned investments in power grid and market environment».

COMISIÓN EUROPEA (2002), Caso núm. COMP/M.2684-EnBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTABRICO.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2009), «Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007», Informe de seguimiento, 8 de enero.

COPENHAGEN ECONOMICS (2006), «The economic consequences of capacity limitations on the Oeresund connection», *Copenhagen Economics for Energinet.dk*, 16 de noviembre.

ENTSO-E (2010), «Ten-year Network Development Plan 2010-2020», ENTSO-E, 1 de marzo.

EWIS (2010), *European Wind Integration Study*, Informe final, 31 de marzo.

KEMA (2010), «Electricity grid modelling 2020, Impact assessment study for the revision of TEN-E policy», Presentación de 20 de septiembre.

LINDELL, I. (1994), *History of Electricity* (en finés, «Sähkötekniikan historia»), Otatieto Oy, ISBN 951-672-188-5.

SUPPONEN, M. (2010), EC, Presentación en la conferencia DACH 2010, VDE, abril.

— (2011), «Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments», tesis doctoral, Universidad de Aalto. Disponible en http://lib.tkk.fi/Diss/2011/isbn9789526042701/.

HECHOS Y RETOS DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA:

ALGUNOS ELEMENTOS CLAVE DE UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA

Pedro L. MARÍN
José A. GARCÍA
The Brattle Group

Resumen

Durante la última década se ha realizado un importante esfuerzo inversor en infraestructuras que mejoran la seguridad y la sostenibilidad del sistema energético. Es momento para centrarse en la mejora de la competitividad aportando señales de largo plazo para que las empresas eléctricas tomen decisiones eficientes y ajusten sus inversiones a la evolución de la oferta y la demanda. Además, la creación de un mercado de gas en España proporcionaría una señal transparente de precios que ayudaría a promover la competencia efectiva en los mercados de gas y electricidad.

Palabras clave: energía, mercados, competencia, largo plazo.

Abstract

During the last decade there has been significant investment in infrastructures that has improved the safety and sustainability of the energy system. It is time to focus on improving the competitiveness, providing long-term signals that utilities can use to take efficient decisions and to adjust their investments to changes in supply and demand. In addition, the creation of a gas hub in Spain would provide a transparent gas price that would help to foster effective competition in gas and electricity markets.

Key words: energy, markets, competition, long term.

JEL classification: L11, L51, L94, L95, L98.

I. OBJETIVOS Y PRIORIDADES

A lo largo de la última década la política energética de los principales países desarrollados se ha articulado en torno a tres ejes bien conocidos: la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad. Los instrumentos para afrontar estos tres objetivos son muchos y a veces contrapuestos. En ocasiones las medidas destinadas a aumentar la seguridad de suministro o la sostenibilidad suponen fuertes inversiones iniciales que, al menos en el corto plazo, pueden dar lugar a elevaciones en los precios. Esto es lo que sucede con nuevas infraestructuras de interconexión y aprovisionamiento de energía, prospección y extracción de recursos energéticos fósiles, investigación y desarrollo en fuentes energéticas limpias o mejoras en la eficiencia energética.

En este contexto, durante los últimos diez años, España ha apostado por una política de inversión destinada a mejorar la seguridad de suministro y la sostenibilidad de los mercados energéticos. Prueba de ello, tal como muestra el cuadro n.º 1, es el enorme incremento en las interconexiones eléctricas y gasistas internacionales, la construcción masiva de plantas de regasificación y centrales de ciclo combinado de gas, la puesta en marcha de almacenamientos de gas o el avance en la instalación de energías renovables, en particular, eólica y solar. Sin duda muchas de estas inversiones ya están dando sus frutos y mejorando la competitividad de la economía. Además, el apoyo sostenido al sector privado a través de los Planes de Eficiencia Energética ha facilitado la reducción de la intensidad energética, tal y como recoge el cuadro n.º 1, al multiplicar la inversión privada destinada a aumentar la eficiencia energética.

Así pues, la energía que consumimos hoy es más limpia y está mucho más diversificada en sus aprovisionamientos tecnológicos y geográficos que hace diez años. Además, muchas de estas inversiones ya resultan en precios más cercanos a los de los mercados más competitivos, bien por el incremento y la diversificación de la oferta, bien por la reducción en la demanda que suponen. Sin embargo, conseguir el máximo impacto en este ámbito requiere una participación activa de las instituciones públicas, creando las estructuras jurídicas y económicas que faciliten el correcto funcionamiento de los mercados.

Ante la escasez de inversión que afronta el sector público en estos momentos y las dificultades del sistema energético para absorber nuevas inversiones sin poner en peligro su sostenibilidad económica, y después de un

CUADRO N.º 1

INVERSIONES EN LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD EN ESPAÑA (2000-2011)

		2000 [A]	*2004 [B]*	*2008 [C]*	*2011 [D]*
Capacidad de Interconexión Eléctrica (MW)	[1]	[2.650-3.050]	[2.400-3.200]	[2.700-3.800]	[4.000-4.700]
Francia	[2]	[1.000-1.100]	[800-1.400]	[500-1.400]	[1.100-1.400]
Portugal	[3]	[1.300-1.500]	[1.250-1.400]	[1.600-1.700]	[2.300-2.400]
Marruecos	[4]	[350-400]	[350-400]	[600-700]	[600-900]
Capacidad instalada de Energía Renovables (MW)	[5]	3.912	10.731	22.348	29.077
Solar	[6]	2	23	3.459	5.245
Eólica	[7]	2.296	8.532	16.323	21.045
Hidráulica	[8]	1.466	1.706	1.979	2.032
Biomasa	[9]	148	470	587	755
Capacidad Instalada de Ciclos Combinados (MW)*	[10]	320	3.891	23.066	27.123
Capacidad de Interconexión Gasista (bcm/año)	[11]	6,5	8,9	17,8	28,8
Capacidad Plantas de Regasificación (m^3 (n)/h)	[12]	1.918.000	3.050.000	6.312.800	6.862.800
Capacidad de Almacenamiento de Gas (GWh/)**	[13]	23.776	30.677	42.144	47.983
Subterráneo	[14]	21.128	24.671	27.513	27.513
GNL	[15]	2.648	5.401	13.887	19.666
Gasoducto	[16]	0	605	744	804
Intensidad Energética (kep/1.000 €)	[17]	160	161	144	137***

Notas:
(*) Incluye el ciclo combinado de gas natural de Elcogás.
(**) La capacidad indicada en esta figura para los almacenamientos subterráneos incluye el tercio de la capacidad de gas colchón que es extraíble por medios mecánicos; para los tanques de GNL no se ha descontado el nivel mínimo de llenado o talón.
(***) Dato del año 2010.
Fuentes:
[1]-[4], [10]: Informes Anuales de Red Eléctrica de España, 2001, 2005, 2009 y 2012.
[5]-[9]: Comisión Nacional de la Energía, «Informe Mensual de Ventas de Energía del Régimen Especial», septiembre 2012.
[11]-[16]: Comisión Nacional de la Energía, «Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura». Años 2001, 2004, 2008 y 2011.
[17] Consumo de energía primaria/PIB; el PIB en índices de volumen encadenados referidos al año 2005, y con los tipos de cambio del propio año 2005 (información disponible en: http://www.minetur.gob.es/es-ES/IndicadoresyEstadisticas/DatosEstadisticos/IV.%20Energ%c3%ada%20y%20emisiones/IV_1.pdf).

periodo extenso de actuaciones destinadas a mejorar la seguridad y la sostenibilidad, parece ser este el momento más adecuado para priorizar la competitividad entre todos los objetivos energéticos, apostando por mercados más transparentes, eficientes y líquidos.

Por ello, en este artículo centramos el análisis en los dos asuntos que consideramos más cruciales para conseguir un mejor funcionamiento del sector energético en los próximos años. En concreto, la creación de mercados organizados y transparentes allá donde no existan con el fin de transmitir señales de precios adecuadas a todos los agentes, y el diseño de mecanismos o mercados que faciliten la toma de decisiones de inversión en el largo plazo.

Nos referiremos en particular a los mercados eléctricos y de gas en España. Dado que en el primero existe un mercado organizado de energía que recoge las señales de costes y las tensiones entre la oferta y la demanda (1), el análisis se centrará en los mercados y señales de capacidad, dejando para el mercado de gas la discusión sobre la necesidad de crear un mercado organizado.

II. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

La toma de decisiones de inversión en los mercados energéticos siempre ha resultado compleja e imperfecta por muchos motivos. Las fuertes inversiones iniciales que acompañan a muchas tecnologías exigen amplios periodos de gestación y maduración para ser recuperadas. La incertidumbre sobre la evolución de la oferta y la demanda durante esos extensos periodos es elevadísima y lo es, por lo tanto, sobre los precios de mercado y los retornos derivados de las inver-

siones. La evolución de la oferta va unida a factores tan complejos como el avance tecnológico de la propia y otras tecnologías, los cambios o exigencias regulatorias basados en criterios de seguridad y protección de los ciudadanos o de sostenibilidad ambiental, o incluso las preferencias de los consumidores y el propio Gobierno por uno u otro tipo de tecnología. La incertidumbre asociada a la demanda va mucho más allá de los aspectos energéticos al estar fuertemente vinculada a la demografía o a la capacidad de crecimiento del país, así como al énfasis de los gobiernos en fomentar las políticas de eficiencia energética.

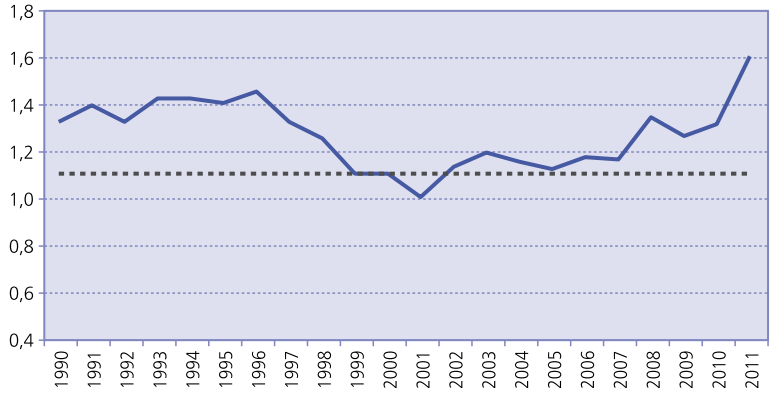
Esta característica general de los mercados energéticos no es ajena al sector eléctrico español, independientemente de la regulación que enmarque las decisiones de corto plazo. Basta con observar la asincronía crónica del sistema eléctrico español entre las inversiones realizadas en términos de capacidad instalada de generación y las necesidades reales de nueva capacidad en cada momento. Hace aproximadamente veinte años, en un escenario de mercado profundamente regulado en torno al conocido como Marco Legal Estable, el Gobierno aprobaba una moratoria nuclear en un momento de exceso de capacidad y dificultad para absorber nuevas inversiones. Como muestra el gráfico 1, tan solo siete años después, en 2000, con un mercado mayorista en su etapa transitoria hacia la plena liberalización, la capacidad instalada abastecía con dificultad las puntas de demanda (2).

Como hemos podido ver en el cuadro n.º 1, esta situación de relativa escasez de capacidad acompañada por una demanda creciente y sostenida animó las inversiones, en particular, en ciclos combinados de gas a partir del año 2002. Estas inversiones crecieron por encima de todas las expectativas. Se puede comprobar este hecho revisando los documentos de Planificación Energética emitidos por los distintos gobiernos en España entre 2000 y 2008 (3), que recogían los avances en el sector y el anuncio o la intención de las empresas de acometer nuevas inversiones. El deseo de mantener sus cuotas de mercado, la incredulidad ante los diversos objetivos y Planes de Energías Renovables y de Eficiencia Energética y, sobre todo, la incapacidad de todos para prever la correcta evolución de la demanda, nos llevan de nuevo a cerrar el ciclo veinte años después con un amplio exceso de capacidad eléctrica, como muestra el gráfico 1, y una nueva moratoria, en este caso renovable, diseñada para paralizar las inversiones en el sector (4).

Diversos factores nos permiten concluir que no es previsible que se produzcan nuevas inversiones en plantas de generación convencionales en los próximos años: el exceso de capacidad actual, el escaso crecimiento esperado de la demanda, las necesarias mejoras en los niveles de eficiencia energética y la inevitable expansión de las energías renovables para cumplir con los objetivos europeos en materia de emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, aunque resulte paradójico, tampoco podemos descartar una potencial situación de escasez de capacidad de generación al final de la década, como la que afrontó el sistema español en los primeros años 2000. Cuatro razones apoyan esta afirmación. Primero, es previsible que las plantas de fuel/gas actualmente en servicio y entre el 5 y 10 por 100 de las plantas de carbón actuales dejen de producir a finales de 2015, al no cumplir con los requisitos medioambientales señalados en la Directiva Europea de Grandes Instalaciones de Combustión (LCPD) (5) de 2001.

GRÁFICO 1
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA PENINSULAR



Nota: El índice de cobertura en un año es igual a la potencia disponible en el sistema en la hora punta de ese año dividida por la punta demandada al sistema.
Fuente: Red Eléctrica de España (2012: 11).

Segundo, las plantas de carbón (e incluso los ciclos combinados más antiguos) que hayan cumplido con la LCPD deberán acometer nuevas e importantes inversiones en el futuro próximo si quieren cumplir con los estándares medioambientales más rigurosos de la Directiva Europea de Emisiones Industriales (IED) (6) de 2010 y seguir produciendo más allá de 2023. Por los motivos ya mencionados, es probable que sus propietarios decidan no acometerlas en el actual marco regulatorio.

Tercero, en los próximos diez años prácticamente todas las plantas nucleares situadas en España habrán alcanzado una vida útil de al menos cuarenta años (7). La creciente incertidumbre acerca del futuro nuclear y los cada vez mayores costes de seguridad asociados a esta tecnología pueden precipitar el cierre prematuro de centrales nucleares. Juntando estos tres factores estaríamos diciendo que aproximadamente un 40 por 100 de la capacidad actualmente instalada de generación eléctrica en Régimen Ordinario podría no estar operativa dentro de diez años.

Finalmente, el exceso de capacidad actual está en parte motivado por la caída abrupta de la demanda de electricidad desde el inicio de la crisis económica y financiera en 2008. En la medida que la demanda eléctrica se recupere en los próximos años, el exceso de generación actual disminuirá. Esto podría suceder incluso con una evolución económica poco favorable. No debemos olvidar que durante las últimas décadas la economía ha seguido una tendencia creciente hacia la electrificación, que España sigue estando menos electrificada que buena parte de sus vecinos europeos y que desarrollos como el vehículo eléctrico provocarían un incremento sin precedentes en el consumo eléctrico.

En definitiva, no sería sorprendente que en diez años nos enfrentemos a una situación de escasez de oferta. Así lo reconoce la Comisión Nacional de Energía (CNE) en un informe reciente en el que afirma que, a pesar del exceso de capacidad existente en la actualidad, puede ser necesaria nueva capacidad de generación a partir del año 2017/18 (8) para mantener el margen de reserva de capacidad por encima del mínimo del 10 por 100 (índice de cobertura de 1,1), nivel que el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, considera necesario para garantizar la seguridad del sistema. Pero lo importante no es cuándo sucederá esto sino que, si no somos capaces de diseñar un mecanismo regulatorio que lo impida, esto sucederá con seguridad.

La preocupación por lanzar señales de mercado que atraigan la inversión en capacidad en el momento y el volumen adecuados no es nueva. La mayoría de los mercados liberalizados que funcionan hoy en Europa o en Estados Unidos contienen algún sistema de «garantía de potencia» originalmente destinado a conseguir este objetivo. Sin embargo, hasta la fecha ninguno parece haber funcionado de forma satisfactoria. En el caso español, está claro que un mecanismo que a lo largo de los últimos años ha ajustado en diversas ocasiones la retribución por este concepto a plantas ya construidas no puede transmitir ninguna señal eficiente de inversión a largo plazo. Recientemente, la Comisión Europea ha alertado sobre la escasa credibilidad y el efecto distorsionador sobre la inversión a largo plazo de este tipo de mecanismos, especialmente en aquellos casos que los pagos por capacidad se han utilizado como excusa para garantizar la viabilidad económica de plantas de generación convencional existentes que en la actualidad pueden no ser necesarias y no como una señal de precio transparente (9).

En una situación muy distinta a la española, las autoridades regulatorias de Reino Unido, uno de nuestros mercados de referencia, se encuentran en estos momentos en una fase de profunda reflexión y reforma de su sistema de garantía de potencia, precisamente porque se enfrentan a un potencial problema de escasez de oferta en los próximos años si no consiguen atraer rápidamente inversiones suficientes que lo impidan (10). No cabe duda que una situación de escasez es más acuciante para los gobiernos que otra de exceso de oferta, pero eso no debe impedir la búsqueda de soluciones eficientes también en España.

III. MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

El desarrollo de la competencia efectiva en el mercado de electricidad está estrechamente relacionado con la existencia de mercados de electricidad y también de gas suficientemente líquidos que permitan a los nuevos entrantes contratar energía a plazo en condiciones simétricas con respecto a las empresas establecidas (11). Una competencia efectiva en el mercado de gas es especialmente importante en el mercado eléctrico porque en España en un porcentaje significativo de horas, los ciclos combinados de gas determinan el precio del mercado de electricidad (12).

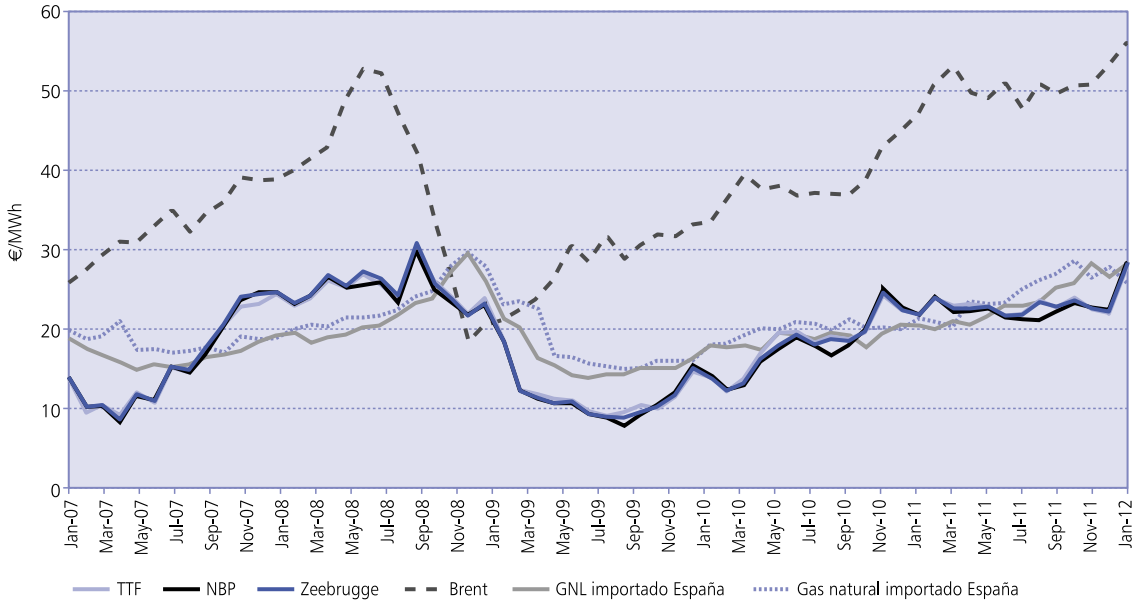
A diferencia del sector eléctrico, en el que la concentración se ha reducido notablemente, en

gran parte debido a la expansión de las energías renovables, y donde se ha logrado una gran estabilidad y liquidez por el desarrollo de los mercados a plazo y de contratación bilateral, el mercado mayorista de gas en España sigue destacando por su gran rigidez. La concentración, la elevada dependencia de la contratación a largo plazo —generalmente con cláusulas *take-or-pay* (13)— y la ausencia de un mercado con precios transparentes lastran el desarrollo de la competencia efectiva tanto en los mercados de gas como en los mercados de electricidad.

Habitualmente en Europa el precio de los contratos a largo plazo de gas está indexado al precio del petróleo. Esto hace que oscilaciones en los precios del Brent se trasladen de manera casi directa a los precios de los contratos de gas. La razón detrás de esta práctica es la ausencia de referencias de precios propias en los mercados de gas natural. Sin embargo, en la última década las políticas europeas encaminadas a la creación en un futuro próximo de un mercado único de energía han alentado el intercambio de gas entre los diferentes agentes económicos europeos y con ello la creación de mercados organizados de gas (*hubs*) cada vez más líquidos y transparentes. La aparición de estos *hubs*, tanto de gas natural como de gas licuado (GNL) en Europa y en Estados Unidos, está provocando la renegociación de estos contratos y, cada vez con mayor frecuencia, sus precios se están indexando al precio en estos mercados (14). Este hecho, junto con el exceso de oferta de gas que sufren los mercados internacionales como consecuencia del estancamiento de la demanda desde el inicio de la crisis económica y financiera en 2008 y el incremento significativo de la oferta de gas (15) a nivel mundial han provocado que, en los últimos años, se haya observado un desacoplamiento entre los precios *spot* de gas en los principales *hubs* internacionales y el precio del petróleo. Los precios de importación de gas en España no han sido una excepción.

El gráfico 2 presenta la evolución de los precios de gas en los tres principales *hubs* de gas europeos: el mercado británico (NBP), el mercado a corto plazo de Bélgica (Zeebrugge) y el mercado *spot* holandés (TTF), y los precios de importación de gas en España (gas natural y GNL) frente a la evolución del precio del petróleo en los últimos cinco años.

GRÁFICO 2
PRECIOS DE GAS EN EUROPA Y PRECIO DEL BRENT



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Nacional de Energía y Platts.

La ausencia de un mercado organizado líquido de gas en España contrasta con la experiencia europea (Reino Unido, Holanda, Bélgica, Francia y Alemania). Esta ausencia resulta especialmente sorprendente dado que el mercado español supera sobradamente las condiciones necesarias para su desarrollo según la Asociación de Reguladores Europeos de Gas (16): 1) adecuadas infraestructuras de transporte y regasificación; 2) disponibilidad de almacenamiento suficiente para aportar flexibilidad a las importaciones de GNL (17); 3) una regulación procompetitiva del acceso a las infraestructuras (que incluyen sistemas de contratación *entry-exit*); 4) excedente de gas que promueve el intercambio entre comercializadores; 5) suficientes grupos empresariales activos en el mercado de comercialización (más de quince operadores); 6) gran diversificación de fuentes de aprovisionamiento (más de doce países distintos), y 7) un mercado con una demanda próxima a 37 billones de metros cúbicos (bcm). Si bien el sistema español presenta un déficit de conexiones internacionales que faciliten el intercambio de gas con los países limítrofes, esta barrera al desarrollo de liquidez en el mercado se resolverá parcialmente en 2015 con el incremento de la capacidad de interconexión con Francia, desde los actuales 2,5 bcm/año hasta 7,5 bcm/año, lo que representa alrededor del 20 por 100 de la demanda en España en 2011.

Por otra parte, esta ausencia ha provocado que, a pesar de que el volumen de gas intercambiado en los mercados secundarios de gas en España ha crecido en los últimos años de manera significativa, el nivel de liquidez del mercado español sea muy inferior al de los principales *hubs* europeos (18). En 2011, en España la ratio entre el volumen de gas intercambiado y la demanda (o *churn rate*), que habitualmente se usa para medir el grado de liquidez, fue del 1,4 frente al 4,5 en Zeebrugge, el 6 en TTF o el 15 en el NBP en ese mismo año (19).

IV. CONCLUSIONES

Después de una década de fuertes inversiones en infraestructuras energéticas que han diversificado el suministro, mejorado la sostenibilidad ambiental y aumentado la competencia tanto entre distintos aprovisionamientos como entre tecnologías, es el momento de centrar los esfuerzos en la mejora de la competitividad del sistema y del conjunto de la economía. La creación de mercados líquidos eficientes aporta transparencia y garantiza la formación de precios competitivos. En España existe experiencia en la creación y puesta en funcionamiento de estos mercados y los resultados pueden considerarse satisfactorios. Sin embargo, todavía quedan segmentos del mercado insuficientemente cubiertos.

En particular destacan dos importantes mercados que aún no se han desarrollado y que están dando lugar a desequilibrios de corto y largo plazo. Primero, un mercado o mecanismo de capacidad de largo plazo que facilite la toma de decisiones de inversión a las empresas eléctricas y que suavice en la medida de lo posible los desequilibrios cíclicos entre oferta y demanda que se observan en todos los mercados eléctricos, incluido el español, que distorsionan gravemente la formación de precios. Los mecanismos puestos en marcha hasta el momento han resultado inadecuados por responder más a los vaivenes coyunturales del sector que a una verdadera visión de largo plazo.

Segundo, un mercado organizado de gas, similar al que se ha desarrollado en la mayor parte de las regiones europeas, que ha permitido obtener información transparente sobre la evolución real de los precios del sector, desacoplar los precios del gas de los del petróleo, renegociar los contratos de largo plazo a partir de información publica creíble y conseguir reducciones significativas en los precios de gas en un momento de elevada oferta internacional y contención de la demanda.

Una reforma en esta dirección tendría un gran impacto sobre la eficiencia de los mercados energéticos en el medio y largo plazo y garantizaría que los precios para los consumidores industriales y los hogares reflejen la realidad económica nacional e internacional.

NOTAS

(1) Véase Marín (2012).

(2) Marín (2002) analiza en detalle este problema en ese periodo.

(3) Ministerio de Economía (2002), tabla 4.3, p. 14; Ministerio de Economía (2003), p. 7; y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2006), tabla 4.4, p. 41.

(4) Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero.

(5) Directiva 2001/80/CE, 23 de octubre de 2001.

(6) Directiva 2010/75/UE, 24 de noviembre de 2010.

(7) Todas las plantas excepto Trillo tendrán más de 40 años en 2022. Trillo cumplirá 40 años en 2024.

(8) Comisión Nacional de Energía (2012), transparencia número 11.

(9) European Commission (2012), «European Commission warns on capacity mechanisms», *Argus Media*.

(10) Un estudio reciente del regulador británico Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), ha estimado que alrededor de 12 GW de plantas de carbón (y fueloil) deberán cerrar a finales de 2015 al no cumplir con las exigencias medioambientales de la LCPD

(véase OFGEM, 2012: 20). El mismo informe concluye que el margen de reserva actual del 14 por 100 puede deteriorarse significativamente hasta niveles inferiores al 5 por 100 en el periodo 2016/2017 como consecuencia del cierre de plantas motivado por el incumplimiento de la LCPD (véase OFGEM, 2012: 6).

(11) La existencia de mercados de gas y electricidad suficientemente líquidos es especialmente relevante para el desarrollo pleno de la competencia en el segmento de mercado de comercialización de electricidad de alta tensión. En el segmento de mercado de baja tensión, el desarrollo pleno de la competencia está sujeto a obstáculos de carácter regulatorio y estructural más complejos que hacen que el desarrollo de mercados de energía líquidos no sea (en términos relativos) un elemento dinamizador de la competencia tan relevante.

(12) En 2011, las plantas de generación eléctrica con gas determinaron el precio mayorista en aproximadamente un 25 por 100 de las horas.

(13) De acuerdo con las cláusulas *take-or-pay*, el comprador de gas se compromete a pagar una determinada cantidad de dinero y retirar una cantidad de gas predeterminada en el contrato. Si el comprador de gas decide retirar finalmente una cantidad inferior a la cantidad de gas predeterminada, este deberá abonar igualmente la mayor parte (o en ciertos casos la totalidad) de la cantidad comprometida.

(14) En Estados Unidos y Gran Bretaña, donde ya existen mercados *spot* de gas relativamente líquidos, prácticamente todo el gas se comercia en base a precios *spot*.

(15) El incremento de oferta de gas ha venido motivado principalmente por el incremento significativo de reservas de gas no convencional, principalmente en Estados Unidos, y al incremento de capacidad de producción de gas a nivel mundial, principalmente GNL.

(16) La Asociación de Reguladores Europeos de Gas (Council of European Energy Regulators, CEER) establece una serie de parámetros orientativos para el desarrollo de un *hub* gasista. Estos parámetros incluyen, entre otros, un tamaño de mercado superior a 20 bcm/año, un *churn rate* superior o igual a 8; más de 10 agentes activos en el mercado y la disponibilidad de abastecimiento de gas mediante al menos tres fuentes de suministro alternativos (para más detalles, véase Council of European Energy Regulators, 2011: 8-9).

(17) Si bien la capacidad de almacenamiento subterráneo se ha considerado tradicionalmente escasa en España en relación con otros países europeos (como es el caso de Alemania, Francia o Italia), en los últimos años se ha incrementado de manera significativa desde 28 TWh a finales de 2007 hasta aproximadamente 37 TWh en 2012. De manera similar, la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL se ha incrementado significativamente desde 14 TWh en 2007 hasta 23 TWh en 2012. La capacidad total de almacenamiento en España representa casi el 16 por 100 de la demanda anual. La puesta en funcionamiento a pleno rendimiento del almacenamiento subterráneo de Yela en los próximos años implicará la convergencia con la media europea del 18 por 100.

(18) Las operaciones de compraventa de gas en España se realizan mediante contratos bilaterales (*over-the-counter*, OTC) entre comercializadores, que les permiten intercambiar gas (*swaps* de gas) en las plantas de GNL. Si bien el número de operaciones y sus volúmenes son públicos, su precio no lo es.

(19) Council of European Energy Regulators (2011: 7).

BIBLIOGRAFÍA

Comisión Nacional de Energía (2012), «Capacity Market Design with a Growing RES Penetration», presentación realizada por Tomás Gómez, consejero de la Comisión Nacional de Energía, en el *1st OMIE International Workshop*. Madrid, 3 de julio de 2012.

Council of European Energy Regulators (2011), «CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper», ref: C11-GWG-82-03, Bruselas.

Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, Bruselas.

Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación), Bruselas.

European Commission (2012), «European Commission warns on capacity mechanisms», *Argus Media*. Nota de prensa del 17 de septiembre de 2012 (disponible en: http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=814358&menu=yes).

Marín, P.L. (2002), «El problema de la garantía de suministro en los mercados liberalizados de electricidad», *Economistas*, 91: 345-348.

— (2012), «El dilema energético», *Papeles de Economía Española*, 133: 66-75.

Ministerio de Economía (2002), *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011*, Madrid.

— (2003), *La Energía en España 2002*, Madrid.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2006), *Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011*, Madrid.

Office of Gas and Electricity Markets (2012), *Electricity Capacity Assessment – OFGEM Report to the Government,* ref. 126/12 (5 de octubre de 2012), Londres.

Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Red Eléctrica de España (2012), *El Sistema Eléctrico Español 2011,* Madrid.

HACIA UN NUEVO *MIX* TECNOLÓGICO: ANÁLISIS DE NECESIDADES DE POTENCIA Y TIPOS DE TECNOLOGÍA (*)

Julián BARQUÍN GIL

Endesa

Resumen

Se analizan las necesidades de inversión en generación en el sistema español, desde el punto de vista del cumplimiento de los compromisos de largo plazo asumidos en el seno de la Unión Europea. Se concluye que la mayor parte de los costes serán de capital y no de combustible; a menudo más ligados a asegurar la seguridad de suministro que a producir energía, que la flexibilidad en generación y consumo será extremadamente valiosa; y que es crítico el reforzamiento del sistema de transporte.

Palabras clave: sector eléctrico, energía, plantas eléctricas, fuentes de energía.

Abstract

Generation investment needs in the Spanish System are analyzed. European Union long-term commitments are taken into account. I conclude that most of the cost will be in capital, that often it will be linked to security of supply and not to energy production, that flexibility will be extremely valuable and that it is critical to reinforce the transportation system.

Key words: electricity sector, energy, power plants, energy sources.

JEL classification: L94, Q42, Q47.

I. INTRODUCCIÓN

HOY en día estamos sumidos en una crisis que hace impensable embarcarse en procesos de inversión ambiciosos. Dicho esto, la crisis pasará (aunque no sepamos todavía ni cuándo ni cómo) y la demanda volverá con seguridad a crecer. Se volverán a plantear nuevas inversiones. Pero todavía faltan seguramente unos años para esto.

El título del artículo habla de necesidades de potencia. La respuesta a corto plazo es simple: ninguna, simplemente mantengamos lo que hay, que ya es desafío suficiente (1). A más largo plazo la respuesta no es sencilla ni clara, aunque empezar por considerar la meta a la que se aspira puede ser un buen punto de partida.

II. ESPAÑA EN SU ENTORNO EUROPEO

España, como Estado miembro de la Unión Europea (UE), comparte los objetivos comunes de la Unión en lo relativo a eficiencia económica, seguridad del suministro y sostenibilidad ambiental del sistema de energía eléctrica. En el largo plazo (hacia el año 2050) se pretende un sistema eléctrico europeo con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero y poco dependiente de la importación de energía de Estados no miembros de la UE. En España, como en el resto de la UE, este desarrollo se ha de apoyar en varios pilares:

— Una mayor penetración de fuentes renovables, en gran medida intermitentes.

— Generación nuclear o térmica fósil con captura y almacenamiento de carbono (fósil CAC). Ambas posibilidades técnicas son comparables desde los puntos de vista de costes de inversión y de operación del sistema eléctrico.

— Una mayor capacidad de almacenamiento, junto con una capacidad suficientemente grande de generación intermitente pueden jugar un papel funcional similar a la nuclear o la fósil CAC, probablemente incluso con mayor flexibilidad. Sin embargo, el coste puede ser un problema.

— Una mucha mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

Es de señalar que la elección de estas vías, y no de otras, está en gran medida condicionada por los objetivos finales y las posibilidades tecnológicas. También es importante señalar que estos objetivos derivan de objetivos para el sector energético y no solo para el eléctrico, y que los objetivos más generales implican una creciente electrificación del sistema energético así como una creciente convergencia entre los diversos subsectores (electricidad, gas e incluso hidrocarburos líquidos). En efecto, la mayor parte de

las fuentes de energía renovable son más específicamente fuentes de electricidad renovable. Excepciones son la biomasa y el calor de baja temperatura de origen solar o geológico (no existe apenas potencial geotérmico de alta temperatura en la Península ibérica). Las dos últimas fuentes tienen no obstante usos limitados. En cuanto a la biomasa pudiera ser que el curso más razonable fuera dedicarla preferentemente al sector del transporte o directamente para usos térmicos.

En cualquier caso, y en la medida que pequeños sistemas de captura y almacenamiento de dióxido de carbono no son económicamente factibles, la descarbonización de los usos de la energía en los sectores doméstico e industrial implican su electrificación (por ejemplo, la sustitución de calderas de gas natural por sistemas eléctricos, preferiblemente de elevada eficiencia como las bombas de calor). También hay claras ventajas ambientales en la electrificación del transporte, sea directa o indirectamente mediante el uso de hidrógeno como combustible (véase el Apéndice).

La medida en que se recurrirá a cada uno de los estos pilares (renovables, eficiencia de uso final, nuclear o fósil con CAC, y almacenamiento) dependerá tanto de desarrollos técnicos futuros como de las preferencias sociales y políticas que en su momento se expresen. En cualquier caso conducen a un sistema con una textura muy diferente del actual. El mismo concepto de *mix* se verá modificado, en particular en la medida en que la demanda, tradicionalmente pasiva, participe de forma activa en la generación y el control de energía.

III. ESPAÑA EN EL AÑO 2050

Para dar una cierta concreción a estas ideas, permítaseme describir una «visión» de la posible estructura del sector eléctrico peninsular español en 2050. El objeto de esta visión no es argumentar a favor de su probabilidad o mera deseabilidad, sino solamente ilustrar algunas de las características que previsiblemente se darán en cualquier sistema que cumpla los objetivos generales reseñados en la sección anterior.

La simulación presentada en el cuadro n.º 1 supone que la demanda crecerá a un ritmo medio del 1,25 por 100 hasta el año 2050. Esto requiere mejoras muy importantes de eficiencia en el uso de la electricidad o un crecimiento económico muy débil. En el año 2050 no es de esperar que ninguna de las plantas de generación actuales, con excepción de las hidroeléctricas, sigan en operación, lo que permite diseñar el sistema desde cero. Se suponen así, de forma algo arbitraria (aunque con segundas intenciones), las capacidades indicadas en el cuadro. La potencia eólica instalada es inferior, aunque no muy

CUADRO N.º 1

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA SIMULACIÓN 2050

	Energía (TWh)	*Capacidad instalada (MW)*	*Costes de inversión (€/kW)*	*Coste inversión anualizado (M€)*	*Coste operación total (M€)*	*Coste total (M€)*	*Ingresos mercado (M€)*	*Emisiones totales (Mton)*	*Emisiones capturadas (Mton)*
Nuclear	74,57	11.200	2.900	2.276,91	492,58	2.769,49	2.850,88		
Carbón (CAC)	26,91	10.800	1.850	1.400,64	1.497,17	2.897,81	2.227,71	1,61	14,53
Gas natural (CAC)	8,50	18.150	1.000	1.272,35	916,62	2.188,97	916,62	0,27	2,45
Hidráulica trad.	25,61			263,45		263,45	1.159,60		
Eólica	132,97	75.000	1.050	5.520,53		5.520,53	2.862,50		
Fotovoltaica	168,78	90.000	1.000	6.309,18		6.309,18	442,34		
Solar térmica	8,26	4.000	2.400	672,98		672,98	69,18		
Otra renovable	1,34				74,29	74,29	44,35		
Cogeneración	40,32	12.000			2.228,97	2.228,97	1.026,60		
Minihidráulica	10,31	3.000	1.700	357,52		357,52	262,56		
Bombeo (neto)	−4,56	10.000	2.000	715,04		715,04	309,90		
Total generación	**493,02**					**23.283,19**	**12.172,23**	**1,89**	**16,98**
Demanda	**421,21**								
Vertido	71,81								
Coste energía (€/MWh)	**55,28**								

Fuente: Elaboración propia.

lejana, al potencial estimado en 2010 por la Comision de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados (2). Se supone además instalada una capacidad fotovoltaica algo mayor, y una capacidad solar térmica muy inferior, dado su mayor coste. En conjunto, la capacidad renovable es en cualquier caso muy elevada. La energía procedente de la cogeneración se supone haber crecido en un 90 por 100 desde el valor actual, hasta los 10.000 MW de capacidad (3). La capacidad de la hidráulica tradicional se supone que no ha variado, aunque se han instalado 5.100 MW adicionales de capacidad de bombeo (4) y más de 1.500 MW de minihidráulica, hasta llegar a 3.000 MW de capacidad. La capacidad restante es térmica, y se ha dimensionado a fin de cubrir toda la demanda evitando situaciones de pérdida de carga. Todas las plantas que queman combustibles fósiles incorporan dispositivos de captura y almacenamiento de carbono. Como estos dispositivos no tienen una eficiencia del 100 por 100 existen, no obstante, emisiones de dióxido de carbono, aunque la mayor parte es capturado.

Los costes de inversión que se citan son los que se suponen para el 2050 en el estudio Roadmap 2050 (5). Estos costes son inferiores, y en algunos casos muy inferiores a los actuales. Presuponen una visión optimista del futuro desarrollo técnico (6). En cuanto a los costes de combustible se suponen superiores a los actuales, siendo 20 €/MWh-térmicos para el carbón y 55 €/MWh-térmicos para el gas natural. El precio de los derechos de emisión es de 50 €/ton.

Las simulaciones se han realizado considerando que no se intercambia energía con los países vecinos. Claramente esta suposición es poco realista y será criticada más adelante (7). No obstante existen una serie de puntos que este sistema estilizado ya permite apreciar:

— La mayor parte de los costes del sistema son de capital, y solamente una fracción bastante reducida de combustible. Por tanto, el factor de riesgo económico más significativo son los tipos de interés. Por el contrario, la sensibilidad del sistema a los precios de los combustibles es baja, y por lo tanto también relativamente pequeños los beneficios de la diversificación de combustibles.

— Existen vertidos significativos, producidos en las horas en que la generación intermitente es superior a la demanda, y el coste marginal (que debiera ser el precio en un mercado competitivo) es por lo tanto nulo. El gráfico 1 muestra la monótona de precios simulada. Como se puede observar, el precio es nulo durante la mitad de las horas.

GRÁFICO 1
COSTE MARGINAL (O PRECIO)

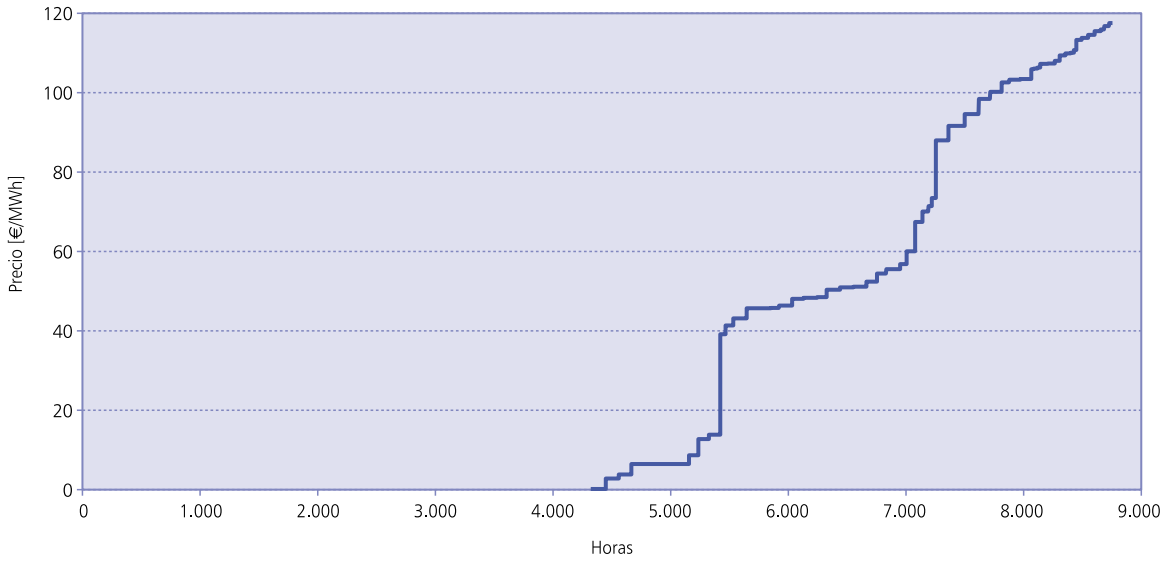
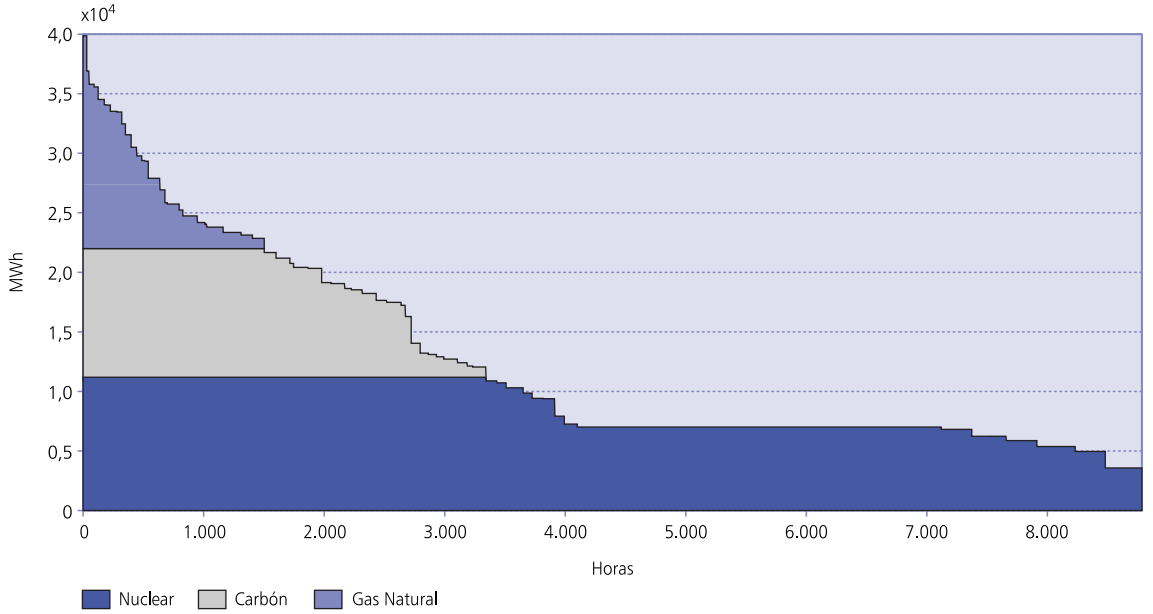


GRÁFICO 2
PRODUCCIÓN TÉRMICA



— No solamente el precio es a menudo bajo, sino que puede llegar a ser muy alto también. Esto se debe no solamente al alto precio del combustible, sino también a la necesidad de internalizar los costes de los frecuentes arranques y paradas. Se pueden apreciar en la monótona de producción térmica (gráfico 2). Incluso las centrales nucleares se ven obligadas a modular entre su mínimo técnico (1.000 MW) y su potencia máxima (1.600 MW), y algunas de ellas a parar durante parte del año.

— Los ingresos de mercado no pueden cubrir todos los costes. En principio esto no es sorprendente, ya que el *mix* propuesto no es el resultado de una optimización económica, que llevaría a un sistema donde los costes marginales a corto y largo plazo fueran iguales. En el caso propuesto, los costes de largo plazo son mucho mayores que los de corto, siendo el principal responsable la gran capacidad instalada de fotovoltaica. Aun así, el 25 por 100 de la demanda total es suministrada por tecnologías térmicas.

— La mayor parte de los costes de generación lo son de las energías renovables.

— Las emisiones de dióxido de carbono son mucho menores que en la actualidad (unos 75 millones de toneladas). Sin embargo se hace necesario almacenar grandes cantidades de dióxido de carbono (unos 17 millones de toneladas). El coste de la infraestructura requerida y de su operación, que no está incluido, sería significativo.

Muchas de las conclusiones que se acaban de apuntar son robustas. Por ejemplo, con el nivel de penetración de renovables supuesto es necesaria la capacidad térmica propuesta o un aumento comparable de la capacidad de almacenamiento. Si, por ejemplo, no se quiere instalar nuclear puede instalarse más carbón, lo que aumentará algo los precios de energía e implicará almacenar cantidades mayores de dióxido de carbono (8). Pero los precios de mercado seguirían siendo insuficientes para cubrir los costes. Sustituir fotovoltaica por eólica marina podría mejorar algo las cifras, pero no de forma dramática y, en cualquier caso, el potencial en España es relativamente reducido. Comentarios similares se pueden hacer para otras tecnologías marinas.

Mención aparte merecen las tecnologías de almacenamiento y las centrales de biomasa. En lo relativo al almacenamiento, hay que recordar que los costes de capital (€/kW) de estas tecnologías están y seguirán previsiblemente estando por encima de las tecnologías térmicas. Siendo estos costes la parte principal de

los costes de operación, en especial para las centrales que operan en la punta térmica, el incremento de esta capacidad en la simulación realizada no disminuye los costes del sistema. Adicionalmente podría haber limitaciones de recursos naturales para las tecnologías de almacenamiento más maduras (embalses para el bombeo y quizá cavernas para el CAES adiabático). No obstante, si el avance técnico en estas tecnologías fuera sustancialmente más rápido que el generalmente supuesto, podrían suponer un cambio real y abrir el camino a un sistema sin tecnologías fósiles. La síntesis de hidrógeno por electrolisis del agua a partir de energía renovable se puede mencionar como una tecnología más de almacenamiento. El hidrógeno podría ser ulteriormente utilizado para el transporte, generación eléctrica u otros fines.

También merece mención la sustitución de centrales térmicas fósiles por centrales de biomasa. El potencial de generación eléctrico a partir de biomasa es incierto. No obstante, si se excluye la posibilidad de cosechas energéticas (9), el potencial de residuos agrícolas y forestales así como de residuos urbanos se ha estimado para España en unos 40 TWh por año (10). Si se aprovechara completamente esto permitiría la sustitución de algo menos del 40 por 100 de la capacidad térmica propuesta (11).

1. No solamente energía

Reiterando uno de los puntos anteriores: la mayor parte de los costes son de capital, y el precio de la energía está lejos de remunerar los costes totales. Aunque esto es debido, en la simulación presentada, a que no se ha calculado la inversión óptima, es no obstante una característica que probablemente se convierta en estructural en España y en otros países europeos.

Una de las principales razones es que el desarrollo renovable europeo se ha debido y se seguirá debiendo en el futuro previsible más a requerimientos regulativos que a un caso estrictamente económico (12). Los costes adicionales sobre los ingresos de mercado (unos 2.600 millones anuales para la eólica y 5.900 para la fotovoltaica en la simulación presentada) han de proveerse mediante mecanismos adicionales. En España el mecanismo escogido ha sido el establecimiento de un régimen de primas a la producción con valores diferentes para las diferentes tecnologías, su inclusión como coste regulado y su cargo prorrata a los consumidores (13). No es en absoluto evidente que esta sea la solución más eficiente, y es claro que la eficiencia es importante cuando estos costes pasan a ser el principal coste de suministro de energía (14). En cualquier caso, si las autoridades regulativas valoran el MW «verde» más que el «térmico sin carbono», existen al menos dos productos y por tanto debieran existir al menos dos precios.

En lo referente a las tecnologías térmicas se observa también un déficit significativo entre sus costes y sus ingresos de energía. Esto es natural: la capacidad térmica se calculó de forma que no hubiera problemas de suministro. Es decir, que cubriera la demanda cuando no hubiera generación renovable (capacidad) y que se fuera capaz de compensar las fluctuaciones de la renovable y la demanda (flexibilidad). He aquí al menos otros dos productos adicionales (15) que para algunas tecnologías térmicas (como previsiblemente el gas natural) debieran suponer la mayor parte de sus ingresos. Es importante tener en cuenta a este respecto que la flexibilidad no viene gratis: plantas fósiles más flexibles requieren sistemas CAC más caros o menos eficientes. Asimismo, aumentar la flexibilidad de las plantas nucleares conlleva costes.

2. Demanda y transporte

Una característica que se puede observar en la simulación hecha, y que es característica general de los sistemas con elevada penetración de fuentes intermitentes, es lo «picuda» que resulta ser la curva monótona de producción térmica. Por ejemplo, en el gráfico 2 el pico que va de 35.000 a 40.000 MW tiene una anchura (un número de horas) muy reducido. Si fuera posible que la demanda bajara en 5.000 MW durante esas pocas horas críticas, sería posible ahorrar el coste de capital de 5.000 MW de centrales de gas (16), es decir, unos 210 millones de euros por año con las hipótesis de la simulación. El incentivo resultante (unos 42.000 € por cada MW de bajada) debiera ser interesante para un sector relevante.

Un problema para la demanda interesada es que el momento de estas bajadas es bastante impredecible, ya que depende, más que de la energía demandada en sí, de la falta de generación intermitente. Por ejemplo, no parece realista que se puedan realizar predicciones precisas de generación eólica con más de dos días de antelación. Por tanto, lo que se busca es una velocidad de respuesta elevada en la demanda.

Este grado de respuesta requiere que la demanda, o al menos una parte significativa de ella, pueda ver continuamente la

señal que le incentive a modificar su comportamiento e informar de sus decisiones al operador del sistema a fin de no poner en riesgo la seguridad del mismo. El híbrido de redes de energía y datos que son precisos para esto es, en gran medida, lo que se ha venido en denominar «redes inteligentes» (*smart grids*). Adicionalmente, una parte relevante de esta demanda flexible será de consumidores que tengan generación propia (17). Por tanto es preciso que estas «redes inteligentes», al contrario que las redes de distribución actuales, estén diseñadas para facilitar el flujo bidireccional de energía.

Otra forma de reducir la punta de generación térmica es mediante importaciones de energía. Este tema plantea dos cuestiones: la seguridad de suministro y el intercambio económico. En lo relativo a la seguridad de suministro habría que contar, además de con una capacidad de interconexión adecuada, con que nuestros vecinos puedan (tengan capacidad física de generación) y quieran o incluso deban (exista el marco institucional y los instrumentos jurídicos y regulatorios adecuados) ayudarnos. En este último sentido, hoy en día se considera que la seguridad del suministro es un tema dejado a la «subsidiaridad», en el que cada Estado miembro de la Unión Europea toma sus decisiones sin, en principio, tener que acordar nada con los demás.

En lo relativo al intercambio económico, debiera favorecer la exportación de excedentes baratos (por ejemplo, los vertidos de renovable en los periodos de precio nulo) y la importación de los excedentes de los vecinos en horas de precios altos. Esto supone que la generación intermitente está solamente correlacionada de forma parcial en los diversos países europeos, lo que de hecho es el caso. El despliegue económico de energía intermitente se beneficia grandemente, y puede incluso requerir una expansión muy significativa de la red de transporte. Por ejemplo, diversos estudios consideran como óptimas capacidades de intercambio España-Francia de 15 hasta 50 GW, siendo las cifras superiores las indicadas en el caso de gran penetración de energías renovables. Es claro que con estas capacidades de interconexión no tiene sentido la planificación del sistema español ignorando la planificación de los sistemas europeos.

Si se persiste en las actuales políticas nacionales relativas a la seguridad del suministro, las capacidades instaladas no serían muy distintas de las indicadas en la simulación, ya que la capacidad se fija sin contar con los sistemas vecinos. La operación no obstante podría cambiar dramáticamente, pero sin realizar suposiciones específicas sobre el parque exterior poco puede decirse más allá de que se producirá un aplanamiento de las curvas de precios y, probablemente, de producción. Quizá sea necesario recordar que en un sistema casi cerrado como Europa no todo el mundo puede ser exportador neto, con lo que no está claro si las exportaciones de energía barata de España serán menores o mayores que las importaciones al incrementar la capacidad de interconexión. Lo que claramente crecerá será el beneficio para la sociedad europea en su conjunto, aunque de nuevo podría haber ganadores y perdedores. Dicho todo lo cual, Europa no puede permitirse no desarrollar el transporte si desea un *mix* con una elevada penetración renovable.

Gran parte de todo esto es también válido para la red interior española, que habrá de fortalecerse. La causa no es solamente la necesidad de acomodar las importaciones y exportaciones, sino también los grandes y variables flujos internos que se podrán dar. Por ejemplo, si se instalan 75 GW de eólica, cabe esperar producciones del orden de 30 GW en el oeste del país al entrar un frente del Atlántico, para ser seguidas unas horas después por una producción similar en el este al salir de la Península. Obviamente esto genera flujos comparables de energía en la red de transporte.

IV. EL PERIODO DE TRANSICIÓN

1. Flexibilidad, flexibilidad y flexibilidad

El caso de la simulación pretendía, de forma quizá algo artera, mostrar de forma dramática algunas de las características que ya están presentes en el sistema español. Obviamente no es el caso que la mitad de las horas tengan precios nulos, pero tampoco es una contingencia desconocida. Las centrales nucleares no modulan, pero el resto de las térmicas y en especial las centrales de gas de ciclo combinado se ven obligadas a una operación complicada, con numerosos arranques y paradas, para las que en general no han sido diseñadas. Aún más, los precios de mercado y las producciones relativamente bajas hacen que la mayor parte de las centrales estén perdiendo dinero, al no poder cubrir sus costes de capital con sus ingresos de mercado (18). Los costes de las energías intermitentes son ya comparables a los costes del resto del sistema de generación. Y así sucesivamente.

Todas estas características, como se ha estado viendo, no

son problemas circunstanciales que desaparecerán una vez se supere la crisis económica, sino que son características estructurales del sistema español y que es de prever que se acentúen con los años.

Desde el punto de vista tecnológico, la flexibilidad de la operación es cada vez más valiosa. Las centrales futuras deberán estar diseñadas para modular su carga e incluso arrancar y parar a costes y en tiempos razonables. Como es natural existirá un equilibrio entre plantas relativamente inflexibles pero de operación barata, como las nucleares (que no obstante posiblemente deberán ser capaces de modular entre su mínimo técnico y su potencia máxima), y de combustible más caro pero más flexibles, como las de gas natural, pero en todos los casos la flexibilidad tendrá mayor valor que el pasado.

Siendo más específicos, hoy en día las energías intermitentes se equilibran principalmente mediante la producción de las centrales de ciclo combinado. Estas centrales reciben su combustible de la red de gas de alta presión, que se diseñó pensando principalmente en consumos industriales y domésticos de mucha menor variabilidad. Por tanto el sistema de gas natural, que ya es parte integrante con el sistema eléctrico del mismo sistema de energía, también está siendo requerido a comportarse de forma cada vez más flexible.

También es necesario buscar flexibilidad en las fuentes de energía renovable. Hasta hace poco apenas tenían obligaciones en este sentido, y todavía hoy disfrutan de prioridad en el despacho. Este régimen no es eficiente en escenarios de penetración masiva. Por ejemplo, en la simulación mostrada hay casi 72 TWh de energía vertida. Parte de estos vertidos podrían haberse evitado forzando la parada de centrales nucleares, pero los costes de arranque y parada no hacen que sea la decisión económica óptima.

Los generadores intermitentes deben por tanto funcionar en un régimen que incentive que viertan cuando esté económicamente indicado. Pueden también proporcionar banda o energía de regulación, siempre a bajar y, si operan por debajo de su potencia máxima, también a subir. La energía no producida no debiera ser contemplada como energía perdida, sino como parte del coste de provisión de un servicio auxiliar valioso.

Y finalmente pero no menos importante: explotar la flexibilidad de la demanda requiere que esta reciba las señales económicas apropiadas. En otras palabras, requiere precios que reflejen los costes, al menos los costes variables en el tiempo, y posiblemente también en el espacio.

2. La importancia de la diversificación

Otra tendencia del sistema, ya comentada, es que el papel de las centrales térmicas es cada vez menos la generación de energía «al por mayor» con la máxima eficiencia, y cada vez más la provisión de servicios de regulación para compensar las fluctuaciones de las fuentes intermitentes. Siendo por tanto el combustible consumido cada vez menor, las inquietudes relativas a la seguridad de los aprovisionamientos tenderán a disminuir en el largo plazo, aunque seguirán siendo muy importantes durante los próximos lustros debido a la elevada dependencia del país respecto a las importaciones de energía. Esto no significa que la necesidad de diversificar las fuentes de generación vaya a desaparecer, ni siquiera en el largo plazo.

La razón básica es que una cartera amplia de fuentes de energía intermitente en diversas localizaciones presenta una volatilidad menor que la de cada una de sus componentes. Existe por tanto una racionalidad en instalar generadores eólicos en Andalucía y en Galicia, y en complementarlos con generadores fotovoltaicos y de otra naturaleza. El diseño de la cartera óptima no es sin embargo trivial, y existe muy escaso trabajo tanto en su planificación como, aún más, en el diseño de incentivos o mecanismos territorial y tecnológicamente óptimos. Estos incentivos y mecanismos debieran ser muy distintos a las primas tradicionalmente otorgadas, y que se justifican principalmente por el deseo de crear un volumen de producción que permita la bajada de los costes mediante efectos de «aprender haciendo». Claramente no puede tener sentido en el largo plazo, cuando estas tecnologías ya se hayan instalado masivamente (lo que es ya la situación en algunos casos).

3. La necesidad de una regulación estable

Un último aspecto que me gustaría señalar es que la mayor parte de los costes van a corresponder a costes de capital que requieren plazos muy largos de amortización. Esta situación está en contraste con la que existía cuando se inició el mercado eléctrico, en la que la tecnología dominante era la planta de ciclo combinado que disfrutaba de costes de inversión relativamente bajos y de costes de operación relativamente altos.

Para que los agentes inviertan en estas tecnologías consideran-

do costes de capital moderados es preciso un cambio radical en el comportamiento de las autoridades regulatorias, actuando de forma previsible con mandatos bien definidos y objetivos de largo plazo en temas que son de su competencia (por ejemplo, la fijación de tarifas de acceso). O en otras palabras, deben evitarse actuaciones imprevisibles en asuntos sin un mandato claro y con objetivos coyunturales.

Esta necesidad de regulación estable se extiende también a las energías renovables. Dado que durante mucho tiempo su despliegue va a requerir de algún tipo de subsidio, es preciso que la naturaleza y cuantía de los mismos esté razonablemente definida y conduzca a una senda sostenible, a fin de que los inversores tanto de energías renovables como no renovables puedan tomar sus decisiones en un ambiente de bajo riesgo regulatorio.

V. CONCLUSIÓN

Los objetivos a largo plazo tanto de la Unión Europea como de España conducen a un sistema de energía con mayor contenido eléctrico, basado en energías renovables, energías fósiles con muy bajas emisiones de dióxido de carbono, instalaciones de almacenamiento de energía y un uso final de la electricidad muy eficiente.

La sostenibilidad económica del sistema deberá contemplar que, con diferencia, la mayor parte de los costes serán de capital y no de combustible; que una parte importante de este capital estará más ligado a certificar la seguridad de suministro que a producir energía, que la flexibilidad para generar y consumir energía será mucho más valiosa que hoy en día; y que el sistema dependerá de forma crítica de un reforzamiento del sistema de transporte. Estos hechos pueden requerir una reevaluación de la política energética actual así como del diseño institucional vigente.

NOTAS

(*) Las opiniones expresadas en este documento pertenecen en exclusiva al autor y no reflejan necesariamente la posición u opinión de su empleador.

(1) Los costes requeridos para ello, aunque ciertamente muy inferiores a los de inversión, distan de ser despreciables. Es necesario abordar inversiones recurrentes, tanto por razones de mantenimiento previsto como, a veces de forma mucho más significativa, nuevos requerimientos regulativos (por ejemplo, las realizadas históricamente para mejorar la seguridad de las plantas nucleares como para reducir las emisiones de plantas fósiles, cuyo último ejemplo es la reciente Directiva de Emisiones Industriales).

(2) Comisión de Industria, Turismo y Comercio, 2010.

(3) Este crecimiento, aunque solamente sobrepasa en un 25 por 100 los objetivos oficiales para el 2020, podría resultar exagerado en el 2050 cuando se supone que el grado de electrificación de la industria será mayor que en la actualidad. Por otra parte, también es posible que exista mucha más generación distribuida que hoy en día.

(4) No está claro si es posible instalar tamaña capacidad, aunque parte de ella podría ser de otras tecnologías de almacenamiento como sistemas adiabáticos de aire comprimido. En este último caso, los costes de inversión serían seguramente más elevados.

(5) European Climate Foundation, 2010.

(6) En cualquier caso, parte de la capacidad habrá de haber sido instalada antes o incluso mucho antes del 2050, con lo que los costes indicados son en este sentido una cota inferior.

(7) Otras suposiciones relevantes en la simulación realizada son:

— Se supone que todas las instalaciones tienen una vida útil de cuarenta años con un coste del capital del 7 por 100.

— La hidráulica y bombeo existentes requieren de inversiones recurrentes y otros costes estimados en 15 €/kW-año. El coste total es de 263 millones de euros por año, y aparece consignado en la fila «Hidráulica trad.». El coste de la inversión para el nuevo bombeo es de 715 millones de euros y aparece en la fila «Bombeo».

— La cogeneración y las renovables que no se consideran específicamente («Otra renovable») se remuneran al coste medio de la energía: 55,28 €/MWh.

— Se supone que las horas de funcionamiento de eólica, fotovoltaica y solar térmica son las mismas que hoy en día. Esto seguramente sobrestima la energía que se supone producida, en especial en el caso de la eólica, ya que la gran capacidad instalada obligará a utilizar emplazamientos cada vez peores.

(8) Aunque no cambiaría apenas el número de horas de precio cero, que son esencialmente las horas en las que la generación intermitente supera a la demanda.

(9) Ya que parece más eficiente destinarlas, en su caso, a la producción de biocombustibles para el transporte o para la producción directa de calor. Asunto distinto es hasta qué punto es conveniente explotar el ecosistema no solamente para la producción de alimentos, si no también de energía.

(10) Véase, por ejemplo, German Aerospace Center, 2006.

(11) En cualquier caso, tiene el mismo sentido económico capturar el dióxido de carbono de una planta fósil que de una de biomasa. Por supuesto, en ambos casos el dióxido capturado ha de pagarse al precio que tuvieren los derechos de emisión.

(12) En la medida en que los costes ambientales no estén plenamente internalizados en la economía mundial, como parece probable.

(13) Haciendo por el momento abstracción de su impacto sobre el déficit de tarifa.

(14) Uno de los argumentos más empleados para justificar las primas, el de inducir reducciones de coste mediante efectos de «aprender haciendo», tiene escasa relevancia en estas simulaciones que ya aplican tasas de aprendizaje bastante optimistas.

(15) O más, ya que el concepto de flexibilidad es complejo.

(16) El coste del gas en sí es, por comparación, muy bajo.

(17) Y que se encontrarían bajo la rúbrica de «Cogeneración» en las simulaciones.

(18) Aunque existen otros pagos, como los pagos por capacidad, hoy en día son en general insuficientes.

BIBLIOGRAFÍA

Comisión de Industria, Turismo y Comercio (2010), *Informe de la Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años.* Congreso de los Diputados, 17 de noviembre de 2010.

European Climate Foundation (2010), *Roadmap 2050, A Practical Guide to a Prosperous, Low Carbon Europe*. Disponible en: http://www.roadmap2050.eu/.

German Aerospace Center (2006), *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Final Report.*

APÉNDICE: EL PROBLEMA DEL TRANSPORTE

LOS ANALISTAS

El sector del transporte presenta un interés particular. Es el principal consumidor de hidrocarburos líquidos, y es además el sector donde es más difícil encontrar alternativas técnicamente factibles y económicamente atractivas. Existen, no obstante, varias alternativas:

— *Uso de motores de combustión interna de gas natural*. Esta opción tiene interés desde el punto de vista económico y de seguridad de suministro (las reservas de gas natural son mayores y mejor distribuidas que las de petróleo). También conllevaría una significativa reducción en las emisiones de dióxido de carbono, tanto por la mayor razón energía a emisiones del metano en relación a otros combustibles como por la mayor eficiencia termodinámica que permite. Sin embargo, si el objetivo es la eliminación casi total de emisiones, es claro que no es una alternativa posible.

— *Uso de biocombustibles*. Esta opción tiene ventajas evidentes desde los puntos de vista ambiental y de seguridad del suministro. Puede presentar también ventajas desde el punto de vista de la política agrícola común, que todavía hoy es el principal destino de los fondos de la Unión Europea (a menudo destinados a promover la no-producción de cosechas). Asimismo tiene la ventaja de que ya existen políticas que incentivan la mezcla de biocombustibles en los combustibles habituales, y experiencias de gran interés e importancia en países como Brasil. El principal inconveniente es que los recursos agrícolas europeos son insuficientes para cubrir la mayoría del transporte terrestre. No obstante serían adecuados para nichos específicos, como la aviación.

— *Uso de transporte eléctrico*. Aquí hay que incluir no solamente el coche eléctrico, si no también la promoción del ferrocarril. Su impacto en el sistema eléctrico es indudable, pero deriva mucho más de las necesidades de redes que de las de generación. En efecto, con el parque actualmente en servicio en España seríamos capaces de alimentar a todos los coches del país si fueran eléctricos en vez de tener motores de gasolina o gasoil. Esto es debido a la baja eficiencia energética de los motores de explosión interna, en especial cuando se comparan con los muy eficientes motores eléctricos. Lo que no existe es la red de distribución que alcance a los garajes, estaciones de servicio e incluso aparcamientos de la nación. Existe entre los técnicos la confianza en que técnicas de «redes inteligentes» (en esencia, la combinación de redes eléctricas con las de datos y control) permita explotar de forma óptima las actuales redes de distribución. En cualquier caso serán necesarias inversiones significativas. Y queda en cualquier caso el inconveniente de la limitada autonomía de estos vehículos.

— *Uso de vectores energéticos alternativos y, de forma singular, el hidrógeno*. Su combustión no produce nada más que agua. Puede realizarse mediante motores de combustión interna o, de forma más eficiente pero más intensiva en capital, mediante células de combustible. El inconveniente es que el hidrógeno tiene que ser sintetizado. Hay dos vías principales para ello. La tecnológicamente más madura es mediante la transformación química del gas natural o el carbón. Sin embargo estos procesos emiten grandes cantidades de dióxido de carbono, que debiera ser capturado y almacenado. Alternativa: el hidrógeno se puede producir mediante la electrolisis del agua. Este proceso requiere grandes cantidades de energía eléctrica. Es atractivo en un sistema con gran cantidad de electricidad renovable que puede ser, de este modo, almacenada. En cualquier caso hay que tener presente que el uso masivo del hidrógeno implica la construcción de una red de canalización similar a la de gas natural, que es un gas muy difícil de almacenar, y que los dispositivos para su uso final son todavía caros y de mantenimiento a menudo complejo.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES: POR QUÉ SÍ Y POR QUÉ NO

Juan DELGADO (*)

Basque Center for Climate Change, BC3

Universidad del País Vasco

Resumen

Las energías renovables están llamadas a jugar un importante papel en la lucha contra el cambio climático. Todos los países de la Unión Europea han puesto en marcha mecanismos de apoyo a las energías renovables. Sin embargo, la multiplicidad de objetivos y el pobre diseño de estos mecanismos han hecho que estos sean poco eficientes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para un diseño apropiado de estas políticas es necesario identificar los fallos de mercado que se pretenden solucionar. En el caso de las renovables, las emisiones de gases de efecto invernadero son el «gran fallo» y las externalidades tecnológicas ayudan a resolver este fallo.

Palabras clave: energías renovables, cambio climático, regulación, políticas públicas.

Abstract

Renewable energies are meant to play a leading role in climate policies. All EU member states have put in place policies to promote renewable energies. However, the multiplicity of objectives and the poor design of such mechanisms have limited their impact on reducing greenhouse gas emissions. For a proper design of renewables policies, we first need to identify the market failure we are trying to solve. In the case of renewables, greenhouse gas emissions are the «big failure» and technology externalities help to solve such failure.

Key words: renewable energy, climate change, regulation, public policy.

JEL classification: L51, Q40, Q42.

I. INTRODUCCIÓN

LAS energías renovables están llamadas a jugar un importante papel dentro de la descarbonización del sector eléctrico y la lucha contra el cambio climático. La Unión Europea se ha comprometido a aumentar el peso de las energías renovables hasta un 20 por 100 del consumo energético en 2020. Prácticamente todos los países de la UE han puesto en marcha mecanismos de apoyo a las energías renovables además de imponer un precio sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las energías convencionales.

En España, el avance de las energías renovables ha sido espectacular en los últimos años: han pasado de suponer un 15 por 100 de la generación de energía eléctrica en 2005 a un 34 por 100 en 2010. Esta rápida expansión de las energías renovables no ha estado exenta de costes. De hecho, el deficiente diseño de los esquemas de promoción de las energías renovables y la falta de adaptación de las primas a los costes reales de las tecnologías han encarecido la factura eléctrica. Ello, unido a otros errores regulatorios del pasado, ha provocado que el Gobierno decidiese en enero de 2012 la supresión de los mecanismos de apoyo a nuevas instalaciones renovables.

El presente artículo tiene por objeto establecer un marco conceptual para la promoción de las energías renovables de manera que contribuyan de forma eficiente a la reducción de emisiones de GEI. Tradicionalmente los gobiernos han tratado de perseguir numerosos objetivos a través de la promoción de las energías renovables, tales como alcanzar la independencia energética, fomentar el desarrollo tecnológico o la creación de empleo. Ello ha derivado en políticas de promoción de las energías renovables que no contribuyen de forma eficiente al objetivo último de las mismas, que debería ser la reducción de emisiones de GEI. El presente artículo analiza la justificación económica de la promoción de las energías renovables y a partir de ahí provee indicaciones para el diseño de un esquema de apoyo de las energías renovables.

En línea con otros instrumentos de política climática, dicho esquema debería perseguir única y exclusivamente la reducción de GEI y ser coherente con otros instrumentos de la política climática, como el mercado europeo de emisiones. Además, debería adaptarse a las condiciones cambiantes del sector de las renovables, incorporando reducciones de costes de las tecnologías y permitiendo detectar tecnologías fallidas.

La sección II analiza las políticas de promoción de las energías renovables en el marco de las políticas europeas de cambio climático. La sección III repasa los instrumentos que se han utilizado en la UE para promover la inversión y producción de energías renovables. La sección IV analiza

la evolución del sector de las renovables en España. La sección V analiza la economía de las energías renovables y los fallos de mercado que justifican la intervención regulatoria. Por último, la sección VI establece, sobre la base del análisis de las secciones previas, las características que debería incorporar un esquema de promoción de las energías renovables para que sea eficiente dentro del objetivo de reducir las emisiones de GEI.

II. LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS POLÍTICAS CLIMÁTICAS

El objetivo de las políticas europeas para luchar contra el cambio climático es «garantizar que los aumentos de temperatura media global no superen los niveles preindustriales en más de dos grados Celsius» (1). Con este fin, las políticas europeas se han centrado en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y, en especial, el dióxido de carbono. Según la Comisión Europea, mediante la estabilización de las concentraciones a largo plazo en torno a 450 ppm CO_2 eq. hay un 50 por 100 de posibilidades de alcanzar el objetivo de los 2 ºC.

El instrumento central de la Unión Europea para la reducción de las emisiones de dióxido de carbono es el Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) puesto en marcha en 2005. El sistema se plantea como un esquema *cap-and-trade*: se establece un techo a las emisiones globales y se asignan derechos de emisión a las empresas participantes (2). Las empresas participantes no pueden emitir más allá de la cantidad de derechos de que disponen, pero se les permite comprar derechos de emisión a otras empresas (véase Comisión Europea, 2009, para una descripción del ETS y su funcionamiento, y Ellerman y Joskow, 2008, para una evaluación crítica).

En su Plan de Acción por el Clima de 2008 (3), la UE se comprometió a reducir sus emisiones globales al menos en un 20 por 100 respecto a los niveles de 1990 (o 14 por 100 respecto a los niveles de 2005) para el año 2020, con la posibilidad de ampliar esta reducción al 30 por 100 si se alcanzara acuerdo mundial «satisfactorio» sobre el cambio climático. El plan también fijó el objetivo de aumentar la proporción de energías renovables sobre el consumo de energía hasta un 20 por 100 en 2020 y aumentar la eficiencia energética en un 20 por 100.

La estrategia de la Comisión implicaba repartir el «esfuerzo» para alcanzar el objetivo global entre los Estados miembros y los sectores de acuerdo con su potencial y su capacidad económica. De esta forma, a España le correspondía reducir sus emisiones en un 10 por 100 respecto a los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero en 2005 (4) y alcanzar el 20 por 100 de renovables en el consumo total de energía.

El llamado paquete climático, que comprende las iniciativas antes mencionadas, tiene por objetivo luchar contra el cambio climático reduciendo las emisiones de GEI. La Directiva sobre energías renovables (5) se centra en la producción y uso de energía. Según datos de la Agencia Europea del Medio Ambiente, la producción y el consumo de energía suponen más del 80 por 100 de todas las emisiones de CO_2. La reducción de las emisiones del sector energético tiene un importante impacto directo e indirecto sobre el contenido de carbono de la economía. Otros objetivos declarados de la Directiva son reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles, promover la investigación y la innovación en tecnologías limpias y la creación de nuevas oportunidades de empleo y desarrollo regional.

La estrategia europea de lucha contra el cambio climático y el papel de las renovables dentro de la misma tienen varios problemas que obstaculizan que el objetivo de reducción de emisiones se alcance de forma eficiente:

1) En primer lugar, las energías renovables son un instrumento para la reducción de emisiones. Como tal, deberían contribuir eficazmente al objetivo principal (20 o 30 por 100 de reducción de emisiones) y ser coherentes con otros instrumentos, como el ETS. Sin embargo, la normativa europea ha situado el objetivo de renovables al mismo nivel que el de la reducción de emisiones sin analizar si constituye la forma más eficaz de reducir las mismas y sin analizar las interferencias entre las políticas de renovables y el mercado europeo de emisiones. De hecho, la misma Comisión, en el análisis de impacto del paquete climático, establece que el cumplimiento del objetivo de reducción de gases de efecto invernadero solo requeriría un 15,8 por 100 de energías renovables en el total del consumo de energía (6). Esto implica que el restante 4,2 por 100 aumenta el coste de reducir las emisiones y, por lo tanto, no constituye una manera eficiente de reducir las emisiones de GEI. La Comisión afirma ingenuamente que alcanzar el objetivo de energías renovables reduce el precio del carbono de 49 €/t CO_2 a 39 €/t CO_2, haciendo menos costoso cumplir con el compromiso de reducción de gases de efecto invernadero, pero no evalúa el coste total del cumplimiento

del objetivo de emisiones de GEI bajo los diferentes escenarios (con distintos objetivos de renovables). El objetivo de energías renovables debería estar estrechamente ligado al objetivo de reducción de emisiones y la senda de despliegue de energías renovables debe estar vinculada y condicionada por la senda de reducción de emisiones de GEI.

2) En segundo lugar, otro obstáculo a la eficiencia de las políticas de promoción de energías renovables es su territorialidad. A diferencia del mercado europeo de emisiones, los mecanismos de promoción de las energías renovables tienen un alcance nacional. Ello es contradictorio con el objetivo de reducción de emisiones (aunque coherente con otros objetivos como son la independencia energética y la creación de empleo), que no está relacionado con dónde se producen dichas emisiones. En este sentido, para ser eficientes, las políticas de promoción de las energías renovables deberían ser de ámbito más global y apoyar aquellas instalaciones que fueran más eficientes al margen de su ubicación. La normativa europea incluye la posibilidad de «intercambios estadísticos» de «garantías de origen» entre estados que permiten la venta de excedentes de renovables de un Estado miembro a otro. Este sistema podría contribuir a la eficiencia (véase Delgado, 2008b). Sin embargo, su alcance es restringido y es difícil prever si un Estado tendrá o no capacidad sobrante, por lo que los efectos de este esquema son limitados.

3) Por último, la directiva de renovables (7) incluye la independencia energética, el desarrollo regional y el empleo como objetivos, además de la reducción de GEI. La existencia de estos objetivos adicionales puede encarecer la consecución del objetivo de reducción de emisiones de GEI. Por ejemplo, con el fin de reducir la dependencia energética, los gobiernos podrían promover la inversión nacional en materia de energía renovable, incluso cuando dicha inversión fuese poco eficiente en términos de reducción de emisiones. Asimismo, los gobiernos pueden verse tentados a promover la inversión nacional como una forma de política industrial. Tanto el argumento de la independencia energética como la utilización de las políticas de apoyo a renovables como herramientas de política industrial puede afectar a la eficacia de las políticas de renovables para reducir las emisiones de GEI.

III. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Los estados europeos han hecho uso de diferentes instrumentos para apoyar la inversión en energías renovables basados en precios, en el establecimiento de cuotas o en medidas fiscales, tal y como se muestra en el cuadro n.º 1. Los instrumentos basados en precios o primas a las renovables subvencionan las energías renovables por encima del precio de mercado de la electricidad convencional. Los instrumentos basados en el establecimiento de cuotas exigen a los generadores o comercializadores de electricidad mantener un porcentaje mínimo de renovables en su cartera de generación. Finalmente, los instrumentos fiscales apoyan directamente la inversión en instalaciones renovables bien mediante subvenciones a la inversión o mediante desgravaciones fiscales.

Los instrumentos de precios son los más utilizados en Europa y consisten en pagos fijos o una prima sobre el precio de la electricidad por MWh generado a partir de fuentes renovables. Un esquema de este tipo está vigente en Alemania, Dinamarca y España, entre otros (ver cuadro n.º 1). La estructura de los sistemas y la cuantía de los pagos varían considerablemente entre los países, como se puede ver en el cuadro n.º 1 y en el gráfico 1 para el caso de la energía eólica. Estos regímenes generalmente implican pagos distintos por tecnologías.

Los certificados verdes o de obligaciones renovables (ROC) constituyen el sistema de cuotas más utilizado. El esquema de ROC impone la obligación a los suministradores de electricidad de obtener una cierta cantidad de electricidad generada a partir de fuentes renovables. Los proveedores pueden cumplir con este requisito mediante sus propios generadores afiliados o mediante la compra de certificados verdes a terceros. Estos programas suelen establecer una sanción en caso de que los proveedores no cumplan con su obligación.

Un sistema de certificados renovables negociables se introdujo en Reino Unido en 2002. Los proveedores de electricidad estaban obligados a que un porcentaje anual creciente de sus ventas de energía fueran de origen renovable (7,9 por 100 en 2007/2008 a 15,4 por 100 en 2015/2016). Por cada MWh de electricidad renovable elegible renovarla, se emitía un certificado negociable. Los suministradores debían asegurarse de que tenían la cantidad necesaria de certificados en su cartera. El comercio de los certificados era independiente del comercio de electricidad (es decir, el comercio de certificados no implica el comercio físico de electricidad). Por último, los pro-

CUADRO N.º 1

ESQUEMAS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y PROGRESO

País	*Esquema de apoyo*	*Mix de electricidad 2005*	*Mix de electricidad 2010*	*Objetivo 2010*	*Progreso (% sobre objetivo)*
Austria	PR	57,9	57,90	78,1	74,1
Bélgica	CS, SC	2,8	2,80	6,0	46,7
Bulgaria	SC, CV	11,0	11,00	11,0	NA
Chipre	PR, MF	0,0	0,00	6,0	NA
República Checa	PR	4,5	4,50	8,0	56,3
Dinamarca	PR, MF	28,2	28,20	29,0	97,2
Estonia	SC a PR	1,1	1,10	5,1	21,6
Finlandia	MF	26,9	26,90	31,5	85,4
Francia	PR, MF	11,3	11,30	21,0	53,8
Alemania	PR	10,5	10,50	12,5	84,0
Grecia	PR	10,0	10,00	20,0	50,0
Hungría	PR	4,6	4,60	3,6	127,8
Irlanda	PR	6,8	6,80	13,2	51,5
Italia	PR, SC, CV	14,1	14,10	25,0	56,4
Letonia	PR, SC	48,4	48,40	49,3	98,2
Lituania	PR, CV	3,9	3,90	7,0	NA
Luxemburgo	PR	3,2	3,20	5,7	56,1
Malta	PR, MF	0,0	0,00	5,0	NA
Países Bajos	PR, MF	7,5	7,50	9,0	83,3
Polonia	SC	2,9	2,90	7,5	38,7
Portugal	PR, MF	16,0	16,00	39,0	41,0
Rumanía	SC, CV	35,8	35,80	33,0	108,5
Eslovaquia	PR, MF	16,5	16,50	31,0	53,2
Eslovenia	PR, MF	24,2	24,20	33,6	72,0
España	PR, MF	15,0	15,00	29,4	51,0
Suecia	SC, CV	54,3	54,30	60,0	90,5
Reino Unido	SC, MF, CV	4,3	4,30	10,0	43,0
UE-27		14,0	14,00	21,0	NA

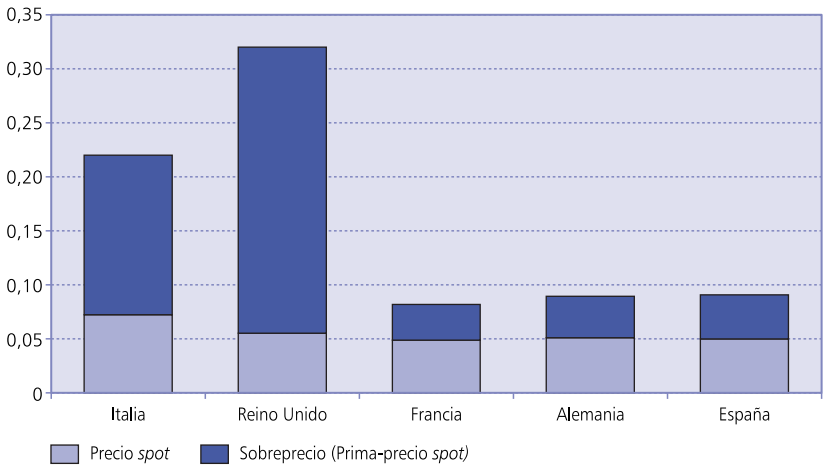
Notas: CV: Certificados verdes; MF: Medidas fiscales; SC: Sistema de cuotas; PR: Primas a renovables.
Fuentes: Eurostat, CE y ministerios nacionales.

veedores podían optar por pagar una multa (o *buy-out price*), en lugar de comprar los certificados en el mercado. Los ingresos de las sanciones se reciclaban en forma de subsidios para los titulares de certificados.

Los estados de la UE tienen libertad para elegir los instrumentos que se utilizan para apoyar las energías renovables. Al igual que en el caso de las emisiones de carbono, el debate de si un instrumento basado en el precio o un instrumento basado en contingentes es más apropiado es una cuestión abierta. Bajo información perfecta, los instrumentos de precios y de cuotas son equivalentes: el establecimiento de la subvención dará lugar a una cierta producción de las energías renovables y viceversa (véase Finon, 2007, para una discusión sobre este asunto). Sin embargo, la presencia de incertidumbre hace la elección más compleja. El grado de incertidumbre sobre los costes y los beneficios marginales es determinante para elegir un instrumento normativo. De acuerdo con Weitzman (1974), si la curva de coste marginal es más inelástica que la curva de beneficios marginales, los instrumentos de precios son los preferidos ya que el establecimiento de cuotas indebidamente podría implicar elevados costes. Por otro lado, si los beneficios marginales son más inelásticos que los costes marginales, los instrumentos basados en cuotas serían más apropiados.

Las primas ofrecen más certidumbre que las políticas de cuotas y proporcionan una señal a largo plazo. El peligro de las políticas de cuotas es que son vulnerables a fluctuaciones excesivas que pueden desalentar la inversión. Por otro lado, con un sistema de primas es complejo alcanzar objetivos de cantidades. Podría ocurrir, como en el caso de España, que un sistema de primas demasiado generoso incentivara una inversión excesiva en energías renovables. Un mecanismo mixto en el que se fijasen cuotas y la prima se determinase de forma competitiva (por ejemplo, me-

GRÁFICO 1
SOBREPRECIO DE LA ENERGÍA EÓLICA *ON-SHORE* SOBRE EL PRECIO DE MERCADO DE LA ELECTRICIDAD (eur/kwh)



Nota: Primas vigentes en agosto de 2012; precio *spot* medio de 2011.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de http://www.wind-works.org (basados en información procedente de gobiernos nacionales, asociaciones de energía y otras agencias de información) y operadores del mercado eléctrico.

diante subastas) permitiría ajustar la prima a la cantidad ofertada.

Los esquemas de primas han sido en la práctica más efectivos que las políticas de cuotas (ver cuadro n.º 1). Los países con sistemas de primas, como España, Alemania y Dinamarca, han sido los países donde la capacidad renovable ha crecido más rápidamente en Europa. La naturaleza de largo plazo del mecanismo de apoyo y, en algunos casos, su generosidad han sido las razones de este éxito, más que el esquema en sí mismo.

En Alemania, por ejemplo, la participación de las energías renovables pasó de un 10,7 por 100 en 2005 a un 18 por 100 en 2010. En España la generación pasó de un 15 por 100 en 2005 a un 33,6 por 100 en 2010.

Por el contrario, la efectividad de los esquemas de cuotas ha sido baja. En Reino Unido la generación pasó de un 5 por 100 en 2005 a un 7,4 por 100 en 2010. Ello ha sido debido a varios factores: en primer lugar, la incertidumbre acerca de la remuneración futura de la generación renovable ha provocado que la inversión sea moderada; en segundo lugar, en el caso británico, la penalización por no cumplir era muy baja (incluso inferior al precio de los certificados), por lo que era más barato pagar la multa que invertir en energías renovables.

La reciente reforma del mercado eléctrico británico reemplaza el sistema de ROC por un sistema de primas sobre el precio de la energía con límites mínimos y máximos para evitar la infra/sobreinversión en energías renovables (SSECC, 2012).

Una imagen estática de las primas actuales pone de manifiesto que el coste de estos regímenes varía considerablemente en toda Europa (ver gráfico 1). La remuneración de un kwh de electricidad producido a partir de energía eólica varía de 8,2 a 32 ceur. Esta diferencia se debe fundamentalmente a los distintos esquemas vigentes de apoyo a las energías renovables. En menor medida, la diferencia en la remuneración se debe también a la diferencia en los precios de la electricidad (de 4,8 ceur en Francia a 7,2 en Italia). La inexistencia de un mercado único de la energía hace que los precios de la electricidad difieran en los distintos países, lo que conlleva a que la prima efectiva (es decir, la remuneración total menos el precio de la electricidad) sea distinta en los distintos países de Europa.

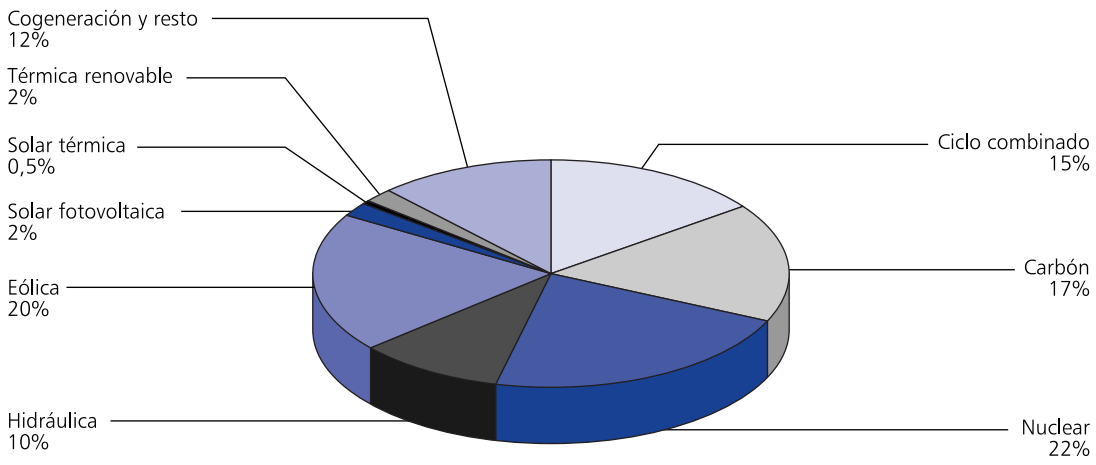
IV. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

Según el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (8), la promoción de las energías renovables en España persigue los objetivos conjuntos de reducir el consumo de energía y aminorar la dependencia del exterior, al tiempo que contribuir de manera esencial a reducir la contaminación (9). Actualmente, las energías renovables y la cogeneración contribuyen en más de un 30 por 100 a la demanda final de energía eléctrica (ver gráfico 2).

La regulación de las energías renovables surge en España de manera tímida en la década de los ochenta en el contexto de la crisis del petróleo, con el objeto de reducir la dependencia del exterior (10), pero no es hasta la década de los noventa cuando se formalizan los esquemas de promoción de las energías renovables (11).

Con la liberalización del sector eléctrico en 1997 (12), se estable-

GRÁFICO 2
***MIX* ENERGÉTICO DE ESPAÑA, 2011**



Fuente: Red Eléctrica de España.

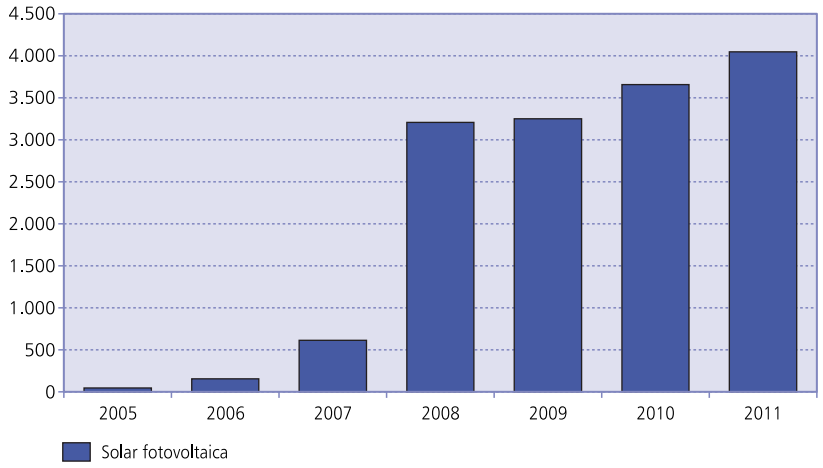
cen distintos mecanismos de financiación para el llamado Régimen Ordinario (fuentes convencionales) y el Régimen Especial (fuentes renovables). Mientras que para el primero se establece un sistema de mercado como mecanismo básico de funcionamiento, para el segundo se establece una tarifa regulada (13). Se establece asimismo un objetivo del 12 por 100 de demanda energética total para 2010 procedente de renovables.

Ante la previsión de incumplimiento del objetivo del 12 por 100 en 2010, comienza una escalada de sucesivos aumentos de la remuneración de las energías renovables. El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 (14) introduce nuevas medidas (incluidos mayores incentivos económicos) de fomento de las energías renovables y establece un objetivo para el sector eléctrico del 29,4 por 100 para 2010. El RD 661/2007 (15) incrementa el nivel de los incentivos y establece un sistema de primas máximas y mínimas en relación a la opción de venta a mercado para determinadas tecnologías, con el fin de limitar el coste de las renovables y proveer mayor certidumbre sobre la rentabilidad de la inversión. El cambio más significativo del RD 661/2007 es que determina la prima independientemente del precio de mercado. Este hecho eliminó la incertidumbre sobre el precio y facilitó el acceso a financiación por parte de los proyectos de renovables. El RD prevé la revisión de estos mecanismos de remuneración una vez haya sido alcanzado el 85 por 100 del objetivo de capacidad para cada tecnología.

Las modificaciones introducidas por este Real Decreto traen consigo un aumento espectacular en la capacidad instalada de energías renovables. En efecto, la potencia instalada eólica pasó de 13.529 MW en 2007 a 15.977 MW en 2008, mostrando un incremento de un 18 por 100 durante dicho periodo. Por su parte, la potencia solar fotovoltaica pasó de 612 MW en 2007 a 3.207 MW en 2008, con un incremento del 424 por 100 (ver gráficos 3 y 4).

A partir de 2008, en vista del incremento del coste de las renovables, se comenzó a poner coto a las mismas. Como consecuencia del extraordinario desarrollo de la energía solar fotovoltaica, cuyos objetivos de capacidad ya habían sido alcanzados en el año 2008, el esquema de apoyo a la energía solar fue progresivamente rediseñado a través de cambios legislativos entre 2008 y 2010 (16), estableciendo un límite al periodo de disfrute de las tarifas reguladas, un recorte de las tarifas reguladas fotovoltaicas (de entre un 5 y un 45 por 100) y, con carácter retroactivo, un límite al número de horas equivalentes de operación que podían beneficiarse de una tarifa regulada. También el gobierno se asignó la potestad de modificar dicho número de horas equivalentes de operación (17). Ante las fuertes críticas recibidas por el carácter retroactivo de estas medidas, así como la inseguridad jurídica que

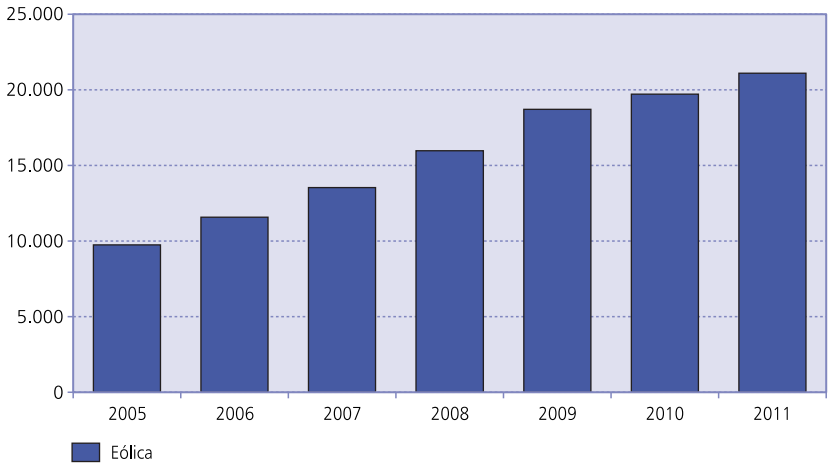
GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA SOLAR FOTOVOLTAICA (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

genera la posibilidad de modificación de las mismas, la Ley de Economía Sostenible (LES) (18) estableció que en el futuro las eventuales nuevas modificaciones solo podrían afectar a las instalaciones que no se hallasen en funcionamiento a la fecha de entrada en vigor de las mismas. Ello, sin embargo, no se aplica a las medidas aprobadas en el pasado, que mantenían su carácter retroactivo.

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EÓLICA (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

A pesar de las medidas anteriores, el coste de la factura de las renovables siguió aumentando, por lo que se pusieron en marcha medidas más estrictas para garantizar la viabilidad del sistema. En 2009 (19) se incrementan los requisitos para acogerse al esquema de financiación de las energías renovables y se establecen también cuotas anuales a la instalación de determinadas tecnologías (en concreto a la eólica y a la solar fotovoltaica). Por último, se reducen los incentivos a la generación solar fotovoltaica en un 30 por 100 (de 442 a 320 eur/MWh).

La mencionada LES incorpora en el ordenamiento jurídico español los objetivos europeos previstos para 2020 y establece las bases para su cumplimiento. En el caso de las energías renovables, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER) (20) recoge los objetivos globales para el año 2020, los objetivos nacionales sectoriales para 2020 junto con las medidas para alcanzar dichos objetivos y una trayectoria indicativa de evolución bajo distintos escenarios. El PANER establece un objetivo nacional de producción de energía a partir de renovables del 20,8, por encima del objetivo del 20 por 100 establecido por la UE para España, y un objetivo del 38,1 por 100 para el sector eléctrico para 2020. El PANER prevé «la adecuación de los niveles de retribución considerando las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías, el comportamiento del mercado y el grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables», introduciendo ciertos aspectos competitivos en la determinación de las primas a las energías renovables. De hecho, la prima de la energía solar fotovoltaica de la última licitación de 2011 fue de 124 euros por MWh frente a los 442 de 2007.

En 2012 se suprimen, con carácter indefinido, las tarifas reguladas, las primas, los límites inferiores y superiores y los complementos de eficiencia y energía reactiva para nuevas instalaciones renovables (21). Hasta la fecha no se ha definido una nueva estrategia de desarrollo de las energías renovables, por lo que se ha paralizado la construcción de nuevas instalaciones para la producción de energías renovables.

V. ECONOMÍA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La subvención a las tecnologías que producen menos emisiones de GEI que las convencionales se justifica por la teoría clásica de las externalidades (véase Delgado, 2008a). Las emisiones de GEI suponen una externalidad negativa (22). Si los causantes de dicha externalidad no asumen el coste de la misma, producirán por encima del óptimo social. El restablecimiento del óptimo social requiere gravar las tecnologías que causen la externalidad (por ejemplo, la generación de electricidad a partir de carbón o gas) o subvencionar aquellas tecnologías que no la produzcan o que la eliminen (tales como las energías renovables o las tecnologías de captura de carbono), o combinar ambas opciones.

Por otro lado, las tecnologías de generación de energías renovables no han alcanzado su estado de madurez. El desarrollo tecnológico, el proceso de *learning by doing* (23) o las economías de escala en la construcción de instalaciones abaratarán su coste en el futuro (24). La inversión en I+D o el mero despliegue de las energías renovables tienen efectos positivos sobre el desarrollo tecnológico del sector y permiten acelerar y disminuir el coste del proceso de descarbonización del sector eléctrico. El apoyo a las fuentes de energía renovables más allá del coste de la externalidad medioambiental podría estar justificada por la potenciación de las externalidades positivas derivadas de la innovación y de los procesos de *learning by doing*.

Por último, la innovación continua y el desarrollo de nuevas tecnologías están rodeados de una gran asimetría de la información que puede provocar que se financien tecnologías con escaso futuro, que se dejen de financiar otras tecnologías con gran potencial o que la magnitud del apoyo sea escasa en unos casos y excesiva en otros. Por tanto, para evitar la suboptimalidad de los esquemas de promoción de las renovables, se deberían diseñar mecanismos de revelación de costes y de la evolución de los mismos o de rentabilidad de la inversión en I+D con el fin de ajustar los esquemas de promoción de las energías renovables a la realidad de cada tecnología en cada momento.

Otros argumentos que tratan de justificar la financiación de las energías renovables, tales como la independencia energética, la creación de empleo o el apoyo a una industria emergente, no responden a fallos de mercado, por lo que la intervención del Estado es difícilmente justificable con argumentos de corrección de fallos de mercado. Dichos argumentos pueden conllevar efectos secundarios deseables, pero no deberían constituir los objetivos primordiales de una política de apoyo a las energías renovables.

A continuación se explica de forma detallada cada uno de los fallos de mercado mencionados y se analizan los instrumentos que los resuelven.

1. Emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de GEI constituyen una externalidad negativa. Los productores de energía convencional emiten GEI. Si el coste de dichas emisiones no se internaliza, se llevará a cabo una excesiva producción de las mismas. Este es el argumento clásico para justificar un impuesto sobre la electricidad producida mediante tecnologías convencionales o un subsidio a las energías que no generan gases de efecto invernadero (25).

Un subsidio pigouviano a las energías renovables basado en el coste social evitado del CO_2 internalizaría el coste evitado de las emisiones aumentando su despliegue frente a las energías convencionales y, por tanto, restableciendo el óptimo social. Un subsidio basado en las externalidades derivadas de las emisiones evitadas debería ser el mismo para todas las energías que no producen emisiones de GEI.

El establecimiento de un impuesto sobre las emisiones procedentes de las energías convencionales supone una alternativa al establecimiento de un subsidio a las energías renovables por las emisiones evitadas para maximizar el bienestar social. Ambos instrumentos, bajo ciertas circunstancias, conducen al mismo resultado. Dicho impuesto ya existe y es el precio del dióxido de carbono determinado por el ETS (26). Los productores de energías convencionales deben disponer de permisos de emisión para cubrir sus emisiones. Estos permisos eran hasta ahora asignados de forma gratuita, pero se prevé que a partir de 2013 se subasten para algunos sectores como el sector eléctrico (27).

¿Cómo se justifica la existencia de dos instrumentos para un

mismo fin? ¿No bastaría con un precio del dióxido de carbono para eliminar la externalidad derivada de las emisiones de dicho gas?

El precio del CO_2 puede no ser suficiente fundamentalmente por tres motivos de diseño institucional:

a) En primer lugar, los objetivos europeos están diseñados de tal forma que un solo instrumento podría no ser suficiente para alcanzarlos. Por un lado, se exige una reducción de las emisiones de un 20 por 100 en 2020 y, por otro, que las energías renovables supongan un 20 por 100 del consumo total de energía. Como se ha comentado anteriormente, el establecimiento de objetivos adicionales al de reducción de emisiones puede no ser eficiente; de hecho, puede obstaculizar la consecución de dicho objetivo. Si existiera un objetivo único de reducción de emisiones, podría darse el caso de que el precio del CO_2 que condujese a dicho objetivo diese como resultado un porcentaje de renovables inferior al 20 por 100. En tal caso, la imposición de un objetivo adicional del 20 por 100 de renovables exigiría un subsidio adicional, ya que el precio del carbono por sí solo no permitiría alcanzar dicho objetivo. Por tanto, la existencia simultánea de ambos objetivos sería ineficiente y encarecería la consecución de la reducción de gases de efecto invernadero.

Götz *et al.* (2012) y Abrell y Weigt (2008) estiman que el precio del CO_2 no es suficiente para alcanzar los objetivos de renovables en Alemania y, por otro lado, que las energías renovables no son el instrumento más eficiente para alcanzar los objetivos de reducción de GEI, y por tanto, los subsidios a las renovables no se justifican por el objetivo de reducir las emisiones.

b) En segundo lugar, el precio del CO_2 resultante del mercado de emisiones puede ser inferior al coste social del CO_2. De hecho, este parece ser el caso. El precio del CO_2 está actualmente en niveles inferiores al coste social de las emisiones de GEI (28). Según el Comité Británico para el Cambio Climático, un precio de 30 libras esterlinas (37 euros) sería el nivel apropiado actualmente, lo que contrasta con el precio actual inferior a 10 euros del ETS (Bowen, 2011). El bajo precio actual se debe en parte a que hay un exceso de oferta de permisos en el mercado, lo cual provoca una depresión de sus precios y que no se refleje totalmente el coste de la externalidad. Ello se solucionaría reduciendo el número de permisos asignados y provocando escasez en el mercado, de forma que aumentase el precio. Sin embargo, dado que el mercado europeo de emisiones tan solo cubre un 40 por 100 de las emisiones de la UE, la reducción del número de permisos podría suponer una carga asimétrica sobre los sectores cubiertos por el ETS. Por otro lado, la presencia de primas a las energías renovables tiene efectos negativos sobre el precio del CO_2 (Götz *et al.*, 2012).

c) Por último, el subsidio adicional podría tener el objeto de acelerar la introducción y adopción de ciertas tecnologías reducir y promover la innovación con el fin de abaratar el coste futuro de las emisiones. En este caso, el precio del carbono podría reflejar el coste actual del mismo pero podría no proveer incentivos suficientes para la innovación y la reducción de costes. Este aspecto se expone en el próximo apartado.

2. Externalidades de la innovación

La innovación y la difusión de nuevas tecnologías suponen una externalidad positiva. Las empresas pueden hacer uso de la innovación y de las tecnologías existentes para desarrollar sus propios productos. Las empresas innovadoras, si no se apropian del total de los beneficios del uso de sus innovaciones, tendrán menos incentivos a innovar que lo que resultaría socialmente deseable.

La existencia de dicha externalidad justificaría en términos generales la subvención por parte del Estado de actividades de investigación y desarrollo. En aquellas actividades en las que fuese relevante el denominado *learning by doing* y en las que la innovación se produzca mediante el aprendizaje en la producción o uso de un producto, la subvención de la producción o uso de dicho producto potenciaría las externalidades de la innovación al internalizar los beneficios derivados de las mismas. Aunque teóricamente pueda estar justificada la intervención estatal en presencia de externalidades positivas porque otras empresas se benefician de los conocimientos generados por el proceso de *learning by doing* (véase, por ejemplo, Traber y Kemfert, 2011, o Reichenbach y Requate, 2011), existe poca evidencia empírica que valore sus efectos en el sector de las renovables (véase Borenstein, 2012, para una discusión sobre este asunto).

La mera existencia de externalidades derivadas de la innovación no justificaría por sí misma la subvención de las actividades de I+D o del despliegue de las energías renovables. Habría que justificar que dichas externalidades son más rentables socialmente que las externalidades tecnológicas derivadas de otras actividades de I+D en otros sectores.

Las subvenciones a la I+D o al despliegue de las energías renova-

bles solo se justificarían si estas aceleran y abaratan la reducción de emisiones de dióxido de carbono (Jaffe *et al*., 2005). De esta forma, no se estaría financiando la externalidad tecnológica *per se* sino la externalidad tecnológica como motor y acelerador de la reducción de emisiones de dióxido de carbono, que sería la externalidad esencial que justificaría el apoyo a las energías renovables (29).

Pero incluso en este caso, la subvención de las energías renovables y no de otras tecnologías que contribuyan a la reducción de emisiones de dióxido de carbono no está del todo justificada. De entre estas tecnologías, habría que seleccionar aquellas que dieran lugar a externalidades mayores en términos de reducción de emisiones presentes y futuras y probar que dichas externalidades no existirían en ausencia del esquema de apoyo.

En este caso, estaría justificada una subvención diferenciada por tecnología, ya que el nivel de las externalidades, la progresión de cada tecnología y el impacto de la I+D sobre la senda de reducción de emisiones son diferentes para cada una de ellas. En la práctica es muy difícil determinar la magnitud de la externalidad tecnológica (Borenstein, 2012), sobre todo en el caso de tecnologías emergentes y poco maduras cuyo potencial se desconoce. Por tanto, el nivel óptimo de una subvención que persiga maximizar la externalidad tecnológica sobre las reducciones de CO_2 será muy difícil de determinar aunque exista una justificación teórica de la misma.

La necesidad de potenciar la innovación se acentúa por el hecho de que las tecnologías actuales no son suficientes para la reducción necesaria de las emisiones de gases de efecto invernadero. Ello implica que la financiación no debe limitarse a las tecnologías maduras, sino que también debe dirigirse hacia tecnologías emergentes aun cuando su efectividad sea incierta.

La United States Energy Information Administration (USEIA, 2010) prevé que el «coste nivelado» (30) de la generación eólica será inferior al coste nivelado de la generación de carbón y nuclear en 2020, y de la generación por medio de ciclos combinados en 2035 (31). La Agencia Internacional de la Energía prevé que en Europa el coste de la energía eólica será competitivo en 2020, mientras que la energía solar fotovoltaica en edificios tendrá un sobrecoste del 50 por 100 todavía en 2035 (IEA, 2011).

3. Información asimétrica

Una complejidad añadida a la determinación de un subsidio óptimo para la internalización de una externalidad tecnológica es la existencia de información asimétrica entre la administración, que determina la magnitud del subsidio, y las empresas beneficiarias.

Las empresas que desarrollan nuevas tecnologías tienen mayor información sobre las posibilidades de éxito de dichas tecnologías que un agente ajeno al sector. Las empresas conocen mejor que la administración el tamaño de la externalidad tecnológica, el coste de desarrollar una tecnología concreta y el potencial de la misma para reducir las emisiones de GEI. Sin embargo, las empresas no tendrán incentivos a revelar su información privada si ello pone en riesgo la cuantía del subsidio recibido.

La información asimétrica es un fallo de mercado que obstaculiza el restablecimiento del óptimo social. En este caso, la existencia de información asimétrica dificultaría el diseño de un esquema óptimo de apoyo a las energías renovables. La solución a este fallo de mercado implica el diseño de mecanismos de revelación de información privada, tales como los mecanismos de subasta para determinar la cuantía de un subsidio o la obligación periódica de proveer cierta información sobre la evolución de una tecnología concreta o de la rentabilidad de la inversión en I+D en términos de potencial de reducción de las emisiones. Esta asimetría en la información puede dificultar la financiación de proyectos que contribuyan a reducir la polución (como, por ejemplo, tecnologías con mayor eficiencia energética o inversión en energías renovables).

VI. PROPUESTAS PARA EL FUTURO: CARACTERÍSTICAS DESEABLES DE UN ESQUEMA DE PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

La multiplicidad de objetivos en la promoción de las energías renovables puede provocar que el resultado sea ineficiente. El apoyo a las energías renovables debería ceñirse a la política medioambiental, ya que el resto de los objetivos que se aducen habitualmente (independencia energética, creación de empleo o apoyo a una industria emergente) no responden a fallos de mercado.

Un esquema de apoyo a las energías renovables que contribuya de forma eficiente a la reducción de emisiones de GEI debería contener los siguientes elementos:

1) Integración y coordinación de los diferentes instrumentos de lucha contra el cambio climático: La senda de despliegue de renovables y la senda de reducción de emisiones deben estar íntimamente ligadas. El desarrollo de las renovables debe estar guiado por el objetivo último de reducir las emisiones de CO_2 al menor coste posible.

2) Promoción de mecanismos europeos de colaboración, de forma que las inversiones en instalaciones renovables se lleven a cabo allí donde sean más productivas en términos de coste-beneficio.

3) Vinculación de las primas de renovables al precio del CO_2: Las primas a las energías renovables podrían estar justificadas por la insuficiencia del precio de CO_2 para promover fuentes de energía alternativas. En cualquier caso, las primas deben estar vinculadas al precio de CO_2, de forma que las primas fueran menores cuanto mayor fuera el precio del CO_2 (o cuando el CO_2 alcanzase un precio determinado). La interacción entre los mercados de carbono y los mecanismos de apoyo a las energías renovables debe ser cuidadosamente analizada a fin de maximizar la eficacia de toda la gama de instrumentos disponibles para luchar contra el cambio climático (32).

4) Amplio espectro de energías renovables: Dado que no existe una tecnología única para alcanzar el objetivo de renovables y que las tecnologías no están maduras, los esquemas de primas a las renovables deberían cubrir un amplio espectro de tecnologías y no centrarse únicamente en aquellas que han alcanzado un grado de madurez suficiente.

5) Primas diferenciadas por tecnologías: Las primas por encima del precio del dióxido de carbono podrían estar justificadas por la existencia de externalidades tecnológicas. Por tanto, estaría justificado que dichas primas fueran distintas según las tecnologías y la magnitud de la externalidad tecnológica. Dichas primas no deberían estar dirigidas tanto a cubrir la diferencia de costes con las tecnologías convencionales, sino la magnitud de las externalidades asociadas a cada tecnología.

6) Adaptación de las primas a la evolución de la tecnología y establecimiento de mecanismos de detección de tecnologías fallidas: Debido a la existencia de información asimétrica, es posible que las primas no reflejen de forma apropiada la evolución de la tecnología o que se estén financiando tecnologías sin futuro. Por ello, es esencial que las primas se determinen mediante mecanismos de revelación de costes (por ejemplo, subastas) y que se establezcan procesos de evaluación de las tecnologías emergentes con el fin de continuar o no con su financiación.

7) Buen funcionamiento de los mercados energéticos: Cuanto mayor sea el poder de mercado existente en los mercados de energía convencionales, mayor será el coste de incentivar la producción de energías renovables, ya que la prima debería contribuir a igualar el beneficio marginal de energías convencionales y renovables. Por tanto, con el objeto de reducir su coste, cualquier esquema de apoyo a las energías renovables exige como requisito que el mercado de electricidad funcione correctamente y sea competitivo.

8) Establecimiento de mecanismos de garantía de suministro: Por último, las energías renovables no son del todo sustitutivas de las energías convencionales. Las instalaciones solares producen durante el día y están paradas durante la noche. Las instalaciones eólicas solo producen durante ciertas horas al día. Además, la ubicación de las instalaciones renovables no se corresponde necesariamente con la ubicación de la demanda. Por tanto, es posible que sea necesario mantener en funcionamiento ciertas centrales convencionales para cubrir aquellos periodos en los que la producción renovable sea insuficiente, así como una red de transporte más sofisticada y con una capilaridad superior a la actual. Para ello sería necesario articular mecanismos de pagos por capacidad que regulasen mediante un precio de mercado las necesidades de inversión en energías convencionales, así como internalizar los costes adicionales sobre la red de transporte.

NOTAS

(*) Agradezco a José Antonio García por sus comentarios y a Laura Manzanares por su colaboración en la búsqueda de datos e información para la elaboración de este artículo.

(1) «Limitar el calentamiento mundial a 2 ºC. Medidas necesarias hasta 2020 y después». Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 10 de enero de 2007.

(2) En el ETS participan alrededor de 11.000 centrales energéticas y grandes instalaciones pertenecientes a unas 5.000 empresas que cubren el 40 por 100 de las emisiones de dióxido de carbono.

(3) Nota sobre el paquete de medidas adoptadas en el ámbito del cambio climático y las energías renovables de 23 de enero de 2008, Bruselas.

(4) Decisión núm. 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020, *Diario Oficial de la Unión Europea* de 5 de junio de 2009.

(5) 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, *Diario Oficial de la Unión Europea* de 5 de junio de 2009.

(6) «Anexo para la evaluación del impacto». Documento que acompaña el paquete de Implementación de medidas de la UE sobre los objetivos de cambio climático y energía renovable para el año 2020, p. 34.

(7) 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, *Diario Oficial de la Unión Europea* de 5 de junio de 2009.

(8) Plan de Energías Renovables 2005-2010 de 8 de agosto de 2005.

(9) Véase AGOSTI y PADILLA (2010) para una descripción más detallada de la evolución de las energías renovables en España, y ARANZADI (2010) para un análisis de las consecuencias regulatorias de la alta penetración de las energías renovables.

(10) Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía, *BOE* núm. 23 de 27 de enero de 1981.

(11) En el Plan Energético Nacional 1991-2000, y en la Ley 40/94, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), *BOE* núm. 313 de 31 de diciembre de 1994, se consolida el concepto de Régimen Especial, que hace referencia a la producción de energía eléctrica procedente de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovable (solar, eólica, hidráulica y biomasa), residuos y cogeneración. El RD 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, regula la energía eléctrica del Régimen Especial, incluyendo en él instalaciones de residuos, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas con una potencia menor o igual a 100 MVA.

(12) Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, *BOE* núm. 285 de 28 de noviembre de 1997.

(13) Inicialmente se establece una prima sobre el precio de mercado. Posteriormente, el RD 436/2004 concede mayores opciones para algunas tecnologías, que pueden elegir entre vender su producción a una tarifa fija independiente del precio de mercado, o venderla directamente en el mercado a cambio del precio de mercado más una prima.

(14) Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 de 8 de agosto de 2005.

(15) RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *BOE* núm. 126 de 26 de mayo de 2007.

(16) RD 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento del RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, *BOE* núm. 234 de 27 de septiembre de 2008, que introduce un nuevo marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica y sucesivos RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *BOE* núm. 283 de 23 de noviembre de 2010, y RDL 14/2010, de 23 de diciembre por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, *BOE* núm. 312 de 24 de diciembre de 2010.

(17) RDL 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, *BOE* núm. 312 de 24 de diciembre de 2010.

(18) Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, *BOE* núm. 55 de 5 de marzo de 2011.

(19) RDL 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

(20) Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 de 30 de junio de 2010.

(21) RDL 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos.

(22) Las externalidades son efectos que la producción o el consumo de un producto tienen sobre otros agentes. Las externalidades se producen cuando los agentes no tienen en cuenta todos los costes o beneficios derivados de la producción o el consumo de un producto. En ausencia de intervención, el mercado producirá más externalidades negativas y menos positivas de las socialmente deseables.

(23) Se denomina *learning by doing* al proceso por el cual el uso de una determinada tecnología permite aumentar el aprendizaje y disminuir sus costes futuros.

(24) Aunque también es cierto que, como la productividad de una instalación depende en gran parte de la ubicación (condiciones de viento, horas de sol, etc.), el coste también puede aumentar debido a que las ubicaciones libres son cada vez menos productivas.

(25) En presencia de una externalidad negativa derivada de la producción de un bien, un impuesto sobre el bien o un subsidio a formas de producir el mismo bien sin externalidades podría tener el mismo efecto. La subvención de la energía verde con fondos públicos puede sin embargo provocar una caída del precio de la energía convencional y un aumento ineficiente del consumo de la misma. GELABERT *et al.* (2011) estiman que un incremento de 1 GWh en la producción de electricidad a partir de renovables implica un descenso del precio de la electricidad cercano a 2 € por MWh. También, dada la heterogeneidad de las fuentes emisoras, no es trivial diseñar un subsidio que refleje las emisiones evitadas (mientras que en el caso de un impuesto, la identificación del objeto del mismo es más inmediata). Véase BORENSTEIN (2012) para una discusión sobre este asunto.

(26) Para una discusión sobre el papel y la determinación del precio del dióxido de carbono, véase BOWEN (2011). En Estados Unidos no existe un precio del dióxido de carbono, por lo que la internalización del coste de las emisiones de GEI recae íntegramente sobre los programas de apoyo a las energías renovables. Véase JOSKOW (2011).

(27) Reglamento (UE) núm. 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

(28) El cálculo del coste social de las emisiones de GEI no es trivial. Véase GREENSTONE, KOPITS y WOLVERTON (2011) para una discusión detallada.

(29) HART (2008) analiza la interacción entre las externalidades de las emisiones y las tecnológicas, y concluye que, bajo ciertos supuestos, un impuesto sobre las emisiones por encima del nivel pigouviano que promoviese la inversión en tecnologías que eviten emisiones contribuye a incrementar el bienestar.

(30) El coste nivelado (o *levelized cost*) de una central eléctrica es el precio de la electricidad que iguala el valor presente descontado de los ingresos de la central con el valor presente descontado de los costes totales de producción (BORENSTEIN, 2012).

(31) JOSKOW (2011) propone métodos alternativos de estimar el coste nivelado incorporando el valor de mercado de la electricidad, su carácter intermitente y la localización de las energías renovables y no únicamente aspectos de costes. BORENSTEIN (2012) también aboga por considerar aspectos temporales, localización y otras características para determinar el verdadero coste de las instalaciones renovables.

(32) Es cierto, sin embargo, que una prima de renovables ligada al precio del CO_2 aumentaría la volatilidad de la remuneración de las energías renovables y podría poner en riesgo la inversión.

BIBLIOGRAFÍA

ABRELL, J., y WEIGT, H. (2008), «The interaction of emissions trading and renewable

energy promotion», *Economics of global warming,* WP-EGW-05, diciembre.

AGOSTI, L., y PADILLA, J. (2010), «Promoción de las energías renovables: la experiencia de España», en MOSELLE, B.; PADILLA, J., y SCHMALENSEE, R. (eds.), *Electricidad verde: energías renovables y sistema eléctrico*, Marcial Pons, Madrid.

ARANZADI, C. (2010), «Regulación del sector eléctrico con alta penetración de energías renovables», *Club Español de Energía*, noviembre.

BORENSTEIN, S. (2012), «The private and public economics of renewable electricity generation», *Journal of Economic Perspectives*, 26(1): 67-92, invierno.

BOWEN, A. (2011), «The case for carbon pricing», *Policy brief*, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment and Center for Climate Change Economics and Policy, diciembre.

COMISIÓN EUROPEA (2009), «Acción de la UE contra el cambio climático. El régimen de comercio de derechos de emisión de la UE», Edición 2009, Bélgica.

DELGADO, J. (2008a), «Fallos de mercado y regulación medioambiental en el Tratado de tributación medioambiental», en BECKER ZUAZUA, F.; CAZORLA PRIETO, L.M., y MARTÍNEZ-SIMANCAS SÁNCHEZ, J. (coords.), *Tratado de tributación medioambiental*, vol. 2, Thomson-Aranzadi, Navarra, pp. 1089-1100.

— (2008b), «Promoting Renewable Energy in the EU». Mimeo.

ELLERMAN, A.D., y JOSKOW, P.L. (2008), «The European Union's Emission Trading Scheme in perspective», Pew Centre on Global Climate Change.

FINON, D. (2007), «Pros and cons of alternative policies aimed at promoting renewables», *EIB Papers. An efficient, sustainable and secure supply of energy for Europe. Global and European policy perspectives*, vol. 12, 2: 110-133.

GELABERT, L.; LABANDEIRA, X., y LINARES, P. (2011), «Renewable energy and electricity prices in Spain», *Economics for energy*, WP 01/2011.

GÖTZ, B.; VO , A.; BLESL, M., y FAHL, U. (2012), «Modeling policy instruments in energy system models: analysis of the interactions between emission trading and promotion of renewable electricity in Germany», Institute of Energy Economics for the Rational Use of Energy, Stuttgart.

GREENSTONE, M.; KOPITS, E., y WOLVERTON, A. (2011), «Estimating the Social Cost of Carbon for Use in U.S. Federal Rulemakings: A Summary and Interpretation», *NBER Working Papers 16913*, National Bureau of Economic Research, Inc.

HART, R. (2008), «The timing of taxes on CO_2 emissions when technological change is endogenous», *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 55, 2: 194-212, marzo.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA (2011), *World energy outlook, 2011*.

JAFFE, A.B.; NEWELL, R., y STAVINS, R.N. (2005), «A tale of two market failures: Technology and environmental policy», *Ecological Economics*, vol. 54(2-3): 164-174, agosto.

JOSKOW, P. (2011), «Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies», *American Economic Review*, vol. 101, 3: 238-242.

REICHENBACH, J., y REQUATE, T. (2012), «Subsidies for renewable energies in the presence of learning effects and market power», *Resource and Energy Economics,* vol. 34, 2: 236-254, mayo.

SECRETARY OF STATE FOR ENERGY AND CLIMATE CHANGE (SSECC) (2012), «Draft Energy Bill», 22 de mayo. Disponible en http://www.decc.gov.uk/.

TRABER, T., y KEMFERT, C. (2011), «Subsidies for learning in renewable energy technologies under market power and emission trading», *Discussion Papers 1126,* Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlín, mayo.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2010), *Annual Energy Outlook 2010*.

WEITZMAN, M.L. (1974), «Prices vs. quantities», *Review of Economic Studies*, 41(4): 477-491, octubre.

COMPETENCIA Y REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN ESPAÑA

Óscar ARNEDILLO BLANCO

NERA Economic Consulting

Resumen

El mercado eléctrico mayorista español es objetivo habitual de críticas a su funcionamiento y propuestas de reforma. En este artículo se analiza su estructura y resultados para identificar si existe evidencia de problemas que pudieran justificar la intervención de la Administración. A continuación, se analizan algunas de las propuestas recurrentes de reforma, advirtiendo que muchas de ellas llevarían a un funcionamiento menos eficiente y un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores. Finalmente, se plantean medidas que contribuirían a mitigar el déficit tarifario, ya que este parece ser el origen y motivación de muchas de las propuestas de reforma.

Palabras clave: diseño de mercado, déficit tarifario, energías renovables.

Abstract

The Spanish wholesale electricity market is frequently criticised and the target of reform proposals. In this paper, we analyse its structure and results to identify whether there is any evidence of problems that would justify the intervention of the Administration. Next, we analyse some of the recurring proposals for reform, and show that many of them would lead to a less efficient operation and an increase in the costs of supply, to the detriment of consumers. Finally, we present proposals that would help mitigate the tariff deficit, which seems to be the origin and motivation of many of the reform proposals.

Key words: market design, tariff deficit, renewable energy.

JEL classification: L11, L49, L94, L98.

I. INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico mayorista español fue liberalizado en enero de 1998 y, desde entonces, su diseño básico ha permanecido invariado. A lo largo de sus ya quince años de funcionamiento, ha registrado precios inferiores a los de la mayoría de los mercados eléctricos de países vecinos y ha atraído la inversión suficiente para asegurar el suministro a pesar de un crecimiento excepcionalmente rápido de la demanda hasta el inicio de la actual crisis económica.

A pesar de ello, el mercado eléctrico es objeto constante de críticas a su funcionamiento. Inicialmente, las críticas tuvieron su origen en la desconfianza sobre la existencia de competencia real en el mercado. En la actualidad, las críticas tienen su origen sobre todo en el descontento de los consumidores domésticos ante el crecimiento que han experimentado sus facturas en los últimos años.

Este descontento de los consumidores favorece que se planteen reformas cuyo objetivo no es reducir las facturas de los consumidores asegurando un funcionamiento eficiente del mercado, sino simplemente reduciendo los pagos a los generadores o aplicándoles mayores peajes o impuestos.

En el presente artículo se analiza el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, y se advierte de los efectos perniciosos que tendría adoptar algunas de las propuestas de reforma a las que se enfrenta el mercado. Para concluir, se plantean algunas reformas regulatorias orientadas a resolver o mitigar el problema del déficit tarifario, ya que este parece ser el origen o motivación de muchas de las propuestas de reforma del mercado mayorista.

II. COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA

Muchas de las intervenciones regulatorias que se han propuesto en el mercado de generación o sobre sus resultados se han justificado sobre la base de que el mercado no es competitivo y que sus precios son excesivos. Estas afirmaciones se usan entonces para defender diversas intervenciones en el funcionamiento del mercado o en los márgenes de los generadores. A continuación se analiza la evidencia al respecto.

1. Nivel de concentración

El mercado de producción de electricidad español es frecuentemente descrito como un mercado «muy concentrado» o incluso «un oligopolio» dominado por un número limitado de empresas. Naturalmente, cuanto más concentrado esté un mercado, más probable es que los agentes tengan la capacidad y el incentivo a abusar de su poder de mercado e incrementar los precios.

Las medidas tradicionales del nivel de concentración son la cuota de mercado, como indicador del poder de mercado individual, y el índice HHI, como indicador del poder de mercado conjunto. La Comisión Europea utiliza como umbrales de concentración por debajo de los cuales es poco probable que existan problemas de competencia un 25 por 100 para la cuota de mercado (1) y 2.000 para el índice HHI.

El cálculo de las cuotas de mercado y del índice HHI requiere que se identifiquen tanto el mercado relevante de producto como el mercado relevante geográfico.

Con respecto al mercado de producto, es habitual tomar como referencia la producción de electricidad (en lugar de, por ejemplo, la potencia o la producción de tecnologías concretas).

Con respecto al mercado geográfico, en julio de 2007 se integró la operación de los mercados español y portugués, y en 2011 la interconexión entre España y Portugal solamente estuvo congestionada un 9 por 100 de las horas (CNE, 2012a: 38). Esto quiere decir que los generadores ubicados en España compiten sin limitaciones con los ubicados en Portugal durante un 91 por 100 de las horas en un mercado de dimensión Ibérica (2).

El cuadro n.º 1 muestra el nivel de concentración en el mercado eléctrico con estas definiciones de mercado relevante de producto y geográfico. Tal como se aprecia en dicho cuadro, todos los generadores tienen una cuota de mercado inferior al 25 por 100 y el HHI se sitúa significativamente por debajo de 2.000. Por lo tanto, de acuerdo con los análisis y umbrales tradicionalmente utilizados por las autoridades de competencia españolas y europeas, el mercado eléctrico no presenta riesgos derivados de una concentración excesiva sino que la presión competitiva mitiga la capacidad e incentivos a ejercer poder de mercado.

CUADRO N.º 1

CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Generador	*Mercado español (%)*	*Mercado ibérico (%)*
Endesa	23,2	21,4
Iberdrola	23,6	21,1
Gas Natural Fenosa	13,9	12,3
Acciona	6,6	5,9
EDP - Hidrocantábrico	5,7	13,1
E.ON	3,5	3,2
GDF	—	2,3
Otros	21,2	20,2
Importaciones	2,3	0,6
HHI (puntos básicos)	**1.374**	**1.274**

Fuentes: CNN, REE, empresas del sector y NERA.

En los últimos años se ha popularizado también el uso de índices de pivotalidad para determinar si existe riesgo de abuso en los mercados de generación. La validez de estos indicadores es muy cuestionable (Arnedillo, 2011) pero, en cualquier caso, la propia CNE considera que desde 2009 ningún generador es pivotal (CNE, 2012c: 11).

El actual bajo nivel de concentración puede resultar sorprendente ya que contrasta con el existente en 1998, cuando el mercado de generación fue liberalizado. En aquel momento la cuota de mercado del mayor agente se situaba por encima de un 50 por 100 y el HHI se situaba en torno a 4.000. Esta reducción en el nivel de concentración ha sido fruto de decisiones de desinversión y de la entrada de nuevos generadores. La mayoría de la entrada en el Régimen Especial ha sido por parte de nuevos entrantes, pero incluso en el Régimen Ordinario el porcentaje de potencia construida por nuevos entrantes alcanza el 40 por 100 (3). Esto confirma, más allá de disquisiciones teóricas, que no existen barreras a la entrada en este mercado que pudieran permitir o favorecer el abuso de poder de mercado.

2. Precio del mercado *spot*

Evidentemente, que la estructura del mercado esté desconcentrada, que no haya generadores pivotales y que no haya barreras a la entrada no significa que no haya problemas de falta de competencia ni que los precios del mercado de producción no sean excesivos.

Existen diversos enfoques para valorar si los precios son razonables o no. Por ejemplo, en su último informe sobre la competencia (CNE, 2011: 87), la CNE concluye que «buena parte de los movimientos observados del precio de la electricidad del mercado diario puede explicarse a partir de los precios de los combustibles, de los derechos de emisión de CO_2, de la producción hidráulica y, en los últimos años, de la producción eólica».

Sin embargo, que la evolución del precio del mercado pueda explicarse no significa que los precios no pudieran haber sido inferiores. Por ello, otra posibilidad es comparar el precio del mercado eléctrico español con el de mercados similares, para ver en qué medida el precio en España podría haber sido inferior al realmente observado.

El gráfico 1 muestra la evolución del precio del mercado eléctrico español en los últimos diez años y la compara con la del precio de mercados de nuestro entorno (Francia, Alemania, Italia, Reino Unido, etc.).

Si el precio del mercado español estuviera afectado por prácticas abusivas, cabría esperar que dicho precio tuviera un nivel superior y un comportamiento diferente al del precio del resto de mercados. Sin embargo, como se observa, no parece que exista motivo para calificar al precio del mercado eléctrico *spot* como «excesivo».

En efecto, no solamente el precio del mercado español ha tenido un comportamiento similar al de países del entorno, sino que su nivel se encuentra por debajo del de la mayoría de países vecinos (incluso por debajo del precio del mercado británico, tradicionalmente considerado como el más competitivo).

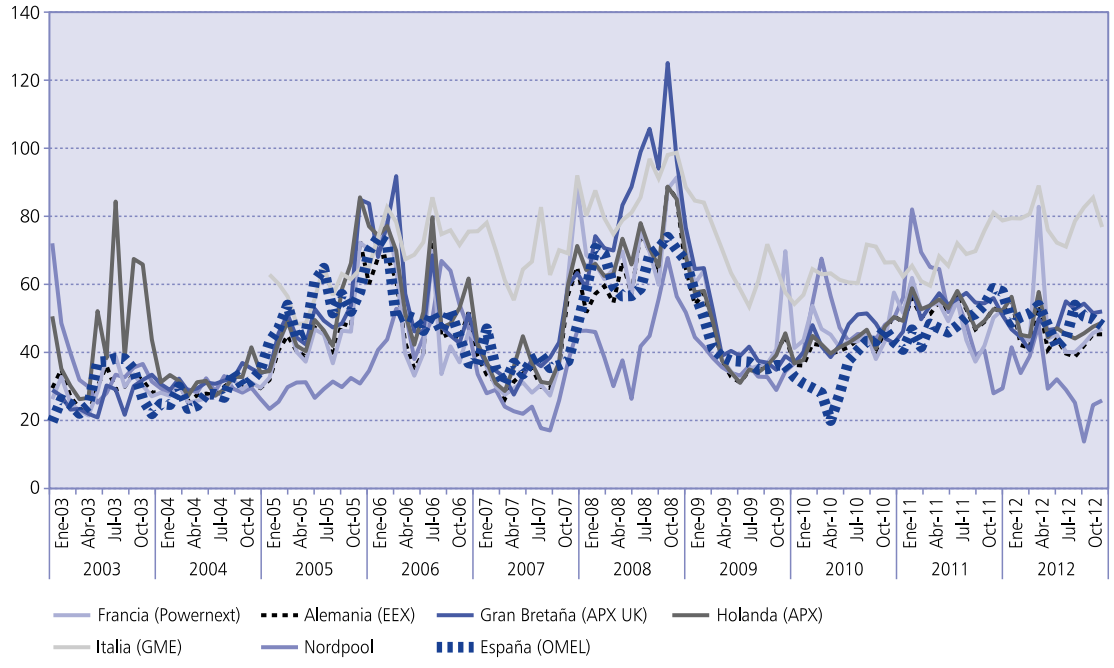
3. Precio del mercado a plazo

En algunas ocasiones se ha sostenido que el precio de los mercados a plazo en general, y de las subastas CESUR en particular, están siendo manipulados al alza por las empresas eléctricas. Estas críticas se basan en el hecho de que el precio de las subastas CESUR se ha situado, en media, por encima del precio del mercado diario. La relevancia de las subastas CESUR radica no solamente en el volumen de contratos a plazo negociados, sino en que su precio se usa para calcular la tarifa de último recurso que aún pagan la mayoría de los consumidores domésticos.

El gráfico 2 compara el precio de los contratos base negociados en las subastas CESUR con el precio del mercado diario en España.

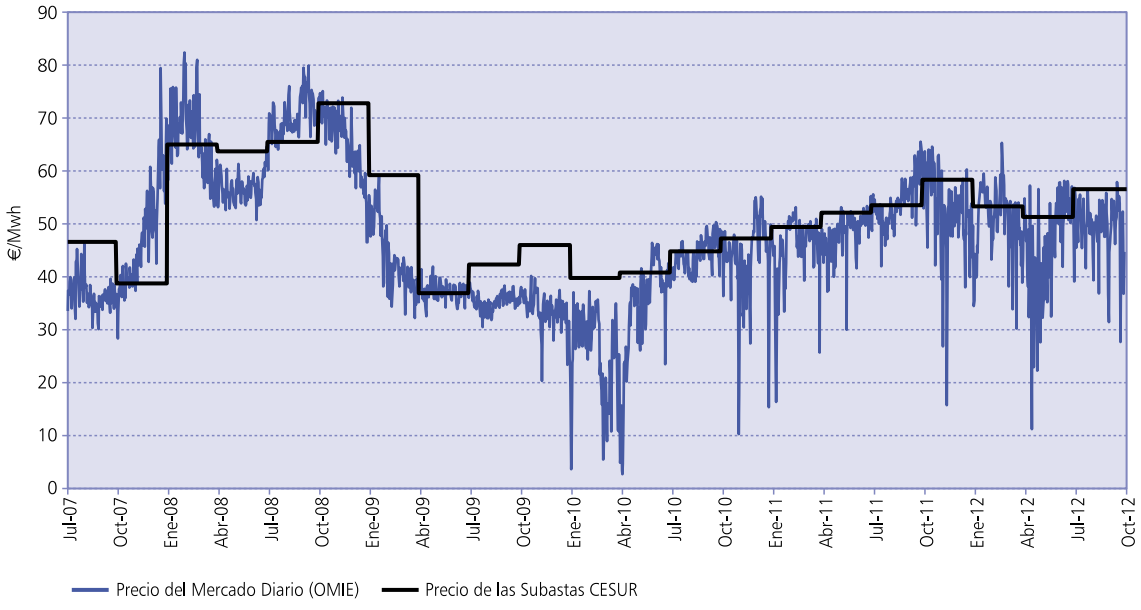
En el gráfico se observa cómo el precio de las subastas CESUR se sitúa en el entorno del precio del mercado diario, con errores de estimación en ambos sentidos. Sin embargo, desde el inicio de las subastas CESUR hasta junio de 2012,

GRÁFICO 1
COMPARATIVA DE LOS PRECIOS DE MERCADOS ELÉCTRICO *SPOT* EUROPEOS (€/MWh)



Fuente: Bloomberg.

GRÁFICO 2
COMPARACIÓN DEL PRECIO DEL OMIE (MERCADO DIARIO) Y CESUR (€/MWh)



Fuentes: OMIE y NERA.

el precio medio del mercado diario se ha situado en 46,8 €/MWh, mientras que el precio medio de adquisición de la energía se ha situado en 51,2 €/MWh.

El hecho de que el precio de los contratos a plazo negociados en las subastas CESUR se haya situado en media 4,4 €/MWh por encima del precio *spot* eventualmente observado, ha sido considerado en ocasiones como un indicio de que el mercado no funciona correctamente. Sin embargo, de nuevo, la comparativa internacional muestra que esa diferencia es coherente con la observada en otros mercados eléctricos del entorno (considerando el mismo periodo, fechas y tipos de contratos que los negociados en las subastas CESUR), tal como se muestra en el cuadro n.º 2.

De nuevo, cabe destacar que Reino Unido exhibe una diferencia entre el precio a plazo y el *spot* de 5,3 €/MWh, superior a la observada en España. Holanda, Francia y Alemania muestran diferencias que son también similares a la observada en España. Es también interesante apreciar que, en el periodo analizado, la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva en todos los países de nuestro entorno, *sin excepción*. Esto sugiere que dicha diferencia simplemente refleja la prima que los generadores necesitan para cubrir los riesgos que asumen al ofrecer contratos de precio y cantidad fijos.

El funcionamiento de las subastas CESUR y del mercado a plazo en España ha sido también cuestionado por el hecho que se hayan observado ocho trimestres

CUADRO N.º 2

COMPARATIVA DE LA DIFERENCIA ENTRE EL PRECIO DEL MERCADO A PLAZO Y DEL *SPOT*

País	*Precio medio del mercado a plazo (€/MWh)*	*Precio medio del mercado* spot *(€/MWh)*	*Diferencia entre el precio a plazo y el* spot *(€/MWh)*
Reino Unido	60,6	55,4	+5,3
España	51,2	46,8	+4,4
Holanda	55,0	50,7	+4,3
Francia	55,8	51,5	+4,3
Alemania	52,3	48,6	+3,7
Italia	71,7	70,0	+1,7
Nordpool	43,0	41,7	+1,4

Fuente: Bloomberg.

consecutivos (entre julio de 2009 y junio de 2011) en los cuales la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva. A priori, la intuición sugeriría que la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* debería alternar entre ser de signo positivo y negativo. Sin embargo, cuando existe una prima de riesgo es inevitable que el precio del mercado a plazo y de las subastas CESUR tienda a ser mayor que el precio que eventualmente se observe en el mercado *spot*. De hecho, en el mercado británico también se acaban de observar ocho trimestres consecutivos (entre julio 2010 y junio 2012) en los que la diferencia entre el precio a plazo y el *spot* ha sido positiva. Por lo tanto, la concatenación de trimestres con diferencia positiva tampoco es evidencia de un mal funcionamiento del mercado a plazo.

Finalmente, cabe señalar que en respuesta a las acusaciones de que las subastas CESUR están siendo manipuladas al alza por las empresas eléctricas, la CNE ha desarrollado un análisis específico de supervisión integrado de las subastas 15 y 16 CESUR y los mercados mayoristas de energía con influencia en el resultado de dichas subastas (CNE, 2012d). Las conclusiones de dicho análisis han sido que existe una baja concentración de la negociación (con índice HHI en torno e inferiores a 1.000) y que en ninguno de los contratos analizados existen indicios de posible manipulación del mercado.

III. REFORMAS AL DISEÑO DEL MERCADO MAYORISTA

Como se ha visto en la sección anterior, el mercado mayorista ha funcionado de forma competitiva y ha resultado en precios inferiores a los observados en países vecinos. Por lo tanto, las afirmaciones de que el mercado eléctrico mayorista en España se encuentra distorsionado por prácticas abusivas o de que los generadores están obteniendo beneficios injustificados no se ajustan a la realidad.

Evidentemente, esto no significa que el diseño del mercado no sea mejorable y, de hecho, el incremento en el peso de las energías renovables requiere asegurar que estas se integren en el mercado de forma eficiente. Sin embargo, sí que significa que se debe desconfiar de las reformas cuyo objetivo sea «asegurar que el mercado es competitivo» o «ajustar los ingresos de los generadores a sus costes».

En efecto, ante la perspectiva de tener que acometer incrementos políticamente impopulares en las tarifas para atajar el problema de déficit tarifario, surgen de forma recurrente propuestas de reforma del mercado con la excusa de mejorar su funcionamiento, pero con el objetivo real de reducir los pagos a los generadores. El problema radica en que si se distorsionan los incentivos y el comportamiento de los generadores, el funcionamiento del mercado será menos eficiente. De este modo se incrementa el coste y se reduce la calidad del suministro, en perjuicio de los consumidores.

A continuación se analizan diversas propuestas de reforma del diseño del mercado.

1. Reformas en la retribución de la generación

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 estableció que el precio del mercado diario sea el mismo para todos los generadores e igual al precio de la oferta de generación más cara que resulte aceptada para atender la demanda. Este aspecto del diseño del mercado ha sido objeto de críticas recurrentes, al considerarse que en los mercados «normales» se acepta y paga el precio de la oferta «más barata» y no el de la oferta «más cara».

Sin embargo, la realidad es que fijar el precio igual al «precio de la oferta más cara aceptada *para atender la demanda*» (no la más cara de entre las presentadas) equivale básicamente a fijar el precio del mercado en «el cruce de las curvas de oferta y de demanda», que es lo que se acepta como normal en todos los mercados. Para convencerse, basta con dibujar unas curvas de oferta y de demanda y contrastar cuál es el precio que se obtiene con una y otra regla de determinación del precio.

En cualquier caso, la Ley 17/2007 modificó la Ley 54/1997, estableciendo que la energía eléctrica producida se debe retribuir «sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda». Las reglas del mercado hacen asimismo referencia explícita al «punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra». Por lo tanto, esta crítica al método de determinación del precio del mercado eléctrico no es solamente infundada (y reveladora de la confusión o desconocimiento que existe entre muchos críticos del diseño y funcionamiento del mercado) sino también obsoleta.

Otro aspecto muy criticado del diseño del mercado diario es que se paga el mismo precio a todos los generadores, a pesar de que hay generadores que ofrecen su producción a precios inferiores,

incluso a precios iguales a cero (por ejemplo, centrales nucleares o hidroeléctricas fluyentes). Así, otra propuesta recurrente consiste en que en lugar de pagar a todas las energías el mismo precio, se pague a cada generador el precio que pide por su generación. De este modo, supuestamente, se reduciría el coste de suministro.

Desafortunadamente, la realidad es bien distinta. El motivo por el cual hay agentes que presentan ofertas inferiores al precio del mercado es porque saben que el precio que se les pagará por su energía vendrá determinado por el cruce de las curvas de oferta y demanda, y no por sus propias ofertas. Con el actual diseño de mercado (denominado «marginalista»), si un generador presentara una oferta superior a su coste variable de funcionamiento correría el riesgo de quedarse fuera de la casación, aun cuando participando le hubiera sido rentable.

Por lo tanto, el diseño marginalista induce a los generadores a presentar ofertas que reflejan sus costes variables de funcionamiento, ya que de este modo maximizan sus beneficios. Y si los generadores presentan ofertas iguales a sus costes variables, al aceptar las ofertas más baratas, el operador del mercado asegura que el suministro se produzca a mínimo coste, en beneficio de los consumidores.

Si, por el contrario, la retribución de cada generador se fijara igual al precio ofertado por cada uno de ellos (un diseño denominado *pay as bid*) y los generadores presentaran una oferta igual a su coste variable de funcionamiento no conseguirían ningún margen y nunca podrían recuperar sus costes fijos o de inversión. Por ese motivo, si se aplicara un diseño *pay as bid*, estos ya no presentarían ofertas iguales a su propio coste variable (como ocurre en la actualidad), sino que presentarían ofertas iguales a su estimación de cuál sería el precio de la oferta más cara que el operador del mercado aceptaría para atender la demanda.

Si los generadores acertaran siempre en sus estimaciones, su programa de funcionamiento y el coste de la electricidad para los consumidores con un diseño *pay as bid* serían exactamente iguales a los que resultan con el diseño «marginalista». Sin embargo, inevitablemente, en ocasiones los generadores se equivocarían en sus estimaciones del precio que aceptaría el operador del mercado, y presentarían una oferta demasiado alta. En esta situación, se quedarían fuera de la casación a pesar de tener costes menores que los de otras centrales programadas. Por ello, un diseño *pay as bid* es *inherentemente* menos eficiente que uno «marginalista», incrementándose el coste de suministro para los consumidores.

Por otra parte, el hecho de que en un diseño marginalista el comportamiento competitivo de los agentes es presentar ofertas que reflejan su propio coste marginal, favorece la supervisión del comportamiento de los generadores por parte de las autoridades de competencia. Por el contrario, en un diseño *pay as bid* el comportamiento competitivo de los agentes es presentar ofertas que reflejan su estimación del precio máximo que aceptará el operador del mercado. Por ello, en un diseño *pay as bid* resultará más complicado para las autoridades de competencia identificar qué generador se ha comportado de forma no competitiva, lo cual favorece que se produzcan abusos de poder de mercado.

Un diseño *pay as bid* reduciría también la liquidez y profundidad del mercado *spot*, de modo que las empresas verticalmente integradas (generación y comercialización) podrían cerrar el mercado al resto de empresas. Esto reduciría la amenaza de entrada y la presión competitiva, en perjuicio de los consumidores.

2. Regulación de los márgenes de los generadores

En mayo de 2008, la CNE emitió un informe en el que expresaba su preocupación por el hecho de que los altos precios del mercado de la electricidad, impulsados por el alza de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, estaban resultando en «una importante y sostenida divergencia con los costes de generación». Desde entonces, dicho informe ha alimentado propuestas para intervenir los márgenes de los generadores, establecer impuestos que discriminan por tecnología o segmentar el mercado con precios distintos para cada tecnología.

En primer lugar, es un error pretender valorar el funcionamiento de cualquier mercado sobre la base de los márgenes que obtienen las empresas. El criterio debe ser que el mercado funcione de forma eficiente y que los precios reflejen el coste marginal del suministro. Como ya se ha visto, ambas condiciones se dan en el caso del mercado eléctrico español, cuyo precio se ha situado por debajo del precio de mercados de nuestro entorno. En este contexto difícilmente cabe considerar que los beneficios de los generadores sean «excesivos».

En un mercado competitivo, perseguir a los generadores que obtienen mayores beneficios supone culpabilizar y penalizar a los que son más eficientes, o consiguen alargar la vida de sus instalaciones más allá de sus vidas contables. Lógicamente esto reduce los incentivos a la eficiencia y les lleva a hacer coincidir el cierre de instalaciones con su vida contable, aun cuando podrían haber seguido funcionando muchos años, con lo que se incrementa el precio del mercado y se reduce la seguridad de suministro.

Por otra parte, carece de sentido comparar los precios obtenidos por instalaciones de generación durante un trimestre concreto cuando los costes de inversión en esas instalaciones se deben recuperar a lo largo de varias décadas. De hecho, el trimestre escogido por la CNE para su análisis fue el de mayores precios de toda la historia del mercado eléctrico español. Si la CNE hubiera repetido el mismo análisis en cualquier otro momento hubiera obtenido resultados significativamente distintos. Por ejemplo, cabe recordar, a modo de contraste, que en el primer trimestre de 2010 hubo más de 300 horas con precios iguales a cero en el mercado. Por lo tanto, el informe de la CNE difícilmente puede considerarse como evidencia de una «sostenida» divergencia con los costes de generación.

Los resultados del informe de la CNE estaban también viciados por diversos errores metodológicos. Por ejemplo, confundía la amortización contable con la recuperación de los costes de la inversión (el hecho de que un activo esté amortizado contablemente no quiere decir que haya generado suficientes ingresos para recuperar el coste de la inversión). Asimismo, obviaba la diferencia entre coste contable y coste económico, especialmente relevante en el caso de los costes de financiación asociados al uso de fondos propios, que no se reflejan en la contabilidad tradicional (y que en el caso de las centrales eléctricas, con elevados costes de inversión, no son desdeñables).

En cualquier caso, el informe de la CNE alimentó la noción de que el mercado de generación no funciona y que determinados generadores están obteniendo beneficios «sobrevenidos» o «injustificados» que deben serles retirados a través de impuestos con nombres tan sugerentes como «impuesto Robin Hood».

La teoría detrás de estos supuestos beneficios «sobrevenidos» es que existen barreras a la entrada que imposibilitan la competencia entre inversores para acceder a segmentos clave como el nuclear y la gran hidráulica. Por lo tanto, los generadores estarían obteniendo beneficios gracias a que disponen de centrales nucleares e hidráulicas construidas antes de la liberalización del mercado.

Sin embargo, los argumentos en los que se apoya la teoría de los impuestos sobrevenidos son fáciles pero falaces.

— En el caso de las centrales hidráulicas, el propio Ministerio de Industria cifra el potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable en unos 65.600 GWh/año, y el potencial actualmente desarrollado en 33.800 GWh/año (es decir, apenas la mitad), y plantea un desarrollo de hasta 8.350 GWh en el horizonte 2020 (IDAE, 2011: 340-343). Tal previsión difícilmente se compagina con alegaciones de barreras a la entrada y beneficios extraordinarios.

— En el caso de las centrales nucleares, el precio del mercado eléctrico español se sitúa por debajo del precio del mercado francés, donde no se puede decir que existan barreras a la entrada de nuevas centrales nucleares. Dado que los beneficios de las centrales nucleares vienen dados por el precio del mercado, no cabe considerar que estén obteniendo un margen superior al que tendrían si se estuvieran construyendo nuevas centrales nucleares en España.

Por otra parte, si lo que se plantea es que se deben intervenir los márgenes de las tecnologías en las cuales no se produce nueva entrada, deberían también intervenirse los beneficios de las centrales de carbón. En efecto, desde la liberalización del mercado no se ha construido ninguna central de carbón, ni está previsto que eso ocurra.

Es más, dado el impacto que el desarrollo de las energías renovables están teniendo en las perspectivas de horas de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, en el futuro llegará también el momento en el cual tampoco se construyan este tipo de centrales, favoreciendo en su lugar la construcción de turbinas de ciclo abierto. ¿Deben entonces los inversores en centrales de ciclo combinado considerar que dentro de unos años el gobierno propondrá también regular los beneficios de estas centrales? Tal forma de actuar desincentivaría la construcción de nuevas centrales, incrementándose con ello el precio del mercado en perjuicio de los consumidores.

Naturalmente, si a pesar de todos estos argumentos el regulador decidiera intervenir los márgenes de los que tomaron decisiones acertadas, también tendría que compensar a los que tomaron decisiones equivocadas. De otro modo, los potenciales inversores

se encontrarían con que si construyen instalaciones en el sector eléctrico podría ocurrir que o bien han tomado una decisión acertada y el regulador intervendrá para quitarles los beneficios que obtengan, o bien han tomado una decisión equivocada y tendrán que asumir las pérdidas. No es difícil ver que nadie invertiría con tales perspectivas, ya que el valor esperado de la inversión es necesariamente negativo.

Por lo tanto, si sobre la base de las supuestas «rentas excesivas» el regulador decidiera reducir los márgenes de las instalaciones hidráulicas y nucleares, debería también compensar a los inversores en centrales de ciclo combinado que se encuentran con que el crecimiento de las energías renovables ha reducido sus horas de funcionamiento. El inconveniente no es solamente que el coste de suministro se podría incrementar sino, sobre todo, que en un esquema en el cual el regulador ajusta la retribución de los generadores a sus costes, estos ya no tienen incentivos a invertir en las tecnologías de menor coste, sino en aquellas que en cada momento resulten las preferidas de los políticos. La experiencia sugiere que es poco probable que dicho esquema (por otra parte incompatible con un mercado liberalizado) resulte en menores costes para los consumidores.

La realidad es que cualquier impuesto o detracción de ingresos a los generadores crea riesgo regulatorio e ineficiencias y se acaba traduciendo en un mal uso de los recursos y un incremento en el precio del mercado. Por otra parte, aplicar impuestos a los generadores sobre la base de que sus beneficios son «sobrevenidos» para así reducir las tarifas es una mera transferencia de rentas desde los accionistas de las empresas de generación a los consumidores domésticos, pero también a los accionistas de las empresas consumidoras de electricidad.

Si el objetivo es transferir rentas, sería más efectivo y eficiente hacerlo mediante modificaciones en los impuestos sobre rentas y patrimonio, y no a través de impuestos ad hoc sobre instalaciones de generación que distorsionan el funcionamiento del mercado y tienen efectos redistributivos de dudoso valor social (de los accionistas de empresas de generación de electricidad a los accionistas de empresas consumidoras de electricidad).

3. Retribución de la inversión en instalaciones de generación

Desde su origen, el diseño del mercado eléctrico español ha incluido un incentivo a la inversión (originariamente denominado «pago por garantía de potencia») que ha sufrido diversas alteraciones en los últimos años.

Inicialmente este incentivo se diseñó como un complemento a la retribución que los generadores obtendrían por la venta de energía en el mercado, con el fin de que la suma del precio de la energía más el pago del incentivo cubriera el coste de nuevas centrales, para así incentivar la entrada y asegurar el suministro.

La alternativa a la institución de un incentivo a la inversión era que los generadores dependieran íntegramente del mercado para sus ingresos (un diseño de mercado conocido como de «solo energía»). El inconveniente de esta alternativa es que no asegura que haya un nivel suficiente de capacidad de generación para atender la demanda en los momentos de mayor demanda y se pueden producir interrupciones recurrentes en el suministro.

El incentivo a la inversión ha sufrido diversas modificaciones, reduciéndose el monto pagado a las centrales perceptoras a menos de la mitad y limitándose además su percepción únicamente a los primeros diez años de operación de las centrales (lo que también equivale a una reducción en el nivel del incentivo, en términos de valor presente). La justificación para estas reducciones parece haber sido la voluntad de reducir los pagos a los generadores, sin considerar el impacto que la reducción en el nivel del incentivo tiene sobre los incentivos a la inversión y la seguridad de suministro.

Para que un incentivo de estas características asegure una inversión suficiente y evite fallos recurrentes en el suministro, es necesario que dicho incentivo se sitúe en el entorno de la suma de la anualidad de la inversión y costes fijos de mantenimiento en una central de punta (actualmente, una turbina de gas). Hoy el incentivo a la inversión se sitúa en 20.000 €/MW/año, pagadero durante 10 años, lo cual es equivalente a un pago total de 120.000 €/MW en términos de valor actual neto. Pero el coste de inversión en una central de punta se sitúa en torno a 500.000 €/MW. Como contraste, en Irlanda, donde el pago por capacidad se calcula de forma rigurosa y ortodoxa partiendo de los costes de una central de punta, el pago que reciben todas las centrales mientras sigan operativas (y no solamente durante diez años) se sitúa en torno a 80.000 €/MW/año (CER, 2012).

El gobierno debe decidir si es preferible pagar un incentivo a la inversión que asegure la seguridad de suministro y que ofrece

ingresos a los generadores en el entorno de la anualidad de una central de punta (y sin discriminar por la edad de las centrales o las tecnologías), o si los intereses de los consumidores estarían mejor servidos con un modelo de mercado de «solo energía», expuesto a interrupciones recurrentes en el suministro y puntas de precio de varios miles de euros por MWh.

4. Integración de las energías renovables

El incremento del peso de las energías renovables ha tenido como consecuencia una caída en el funcionamiento de las centrales convencionales de gas y carbón (relegándolas cada vez más a un papel de centrales de respaldo para cuando «fallen» el viento o el sol). Asimismo, la intermitencia en la producción de las energías renovables ha afectado al comportamiento del precio del mercado eléctrico mayorista, con episodios ocasionalmente sostenidos de precios iguales a cero, tal como ocurrió en el primer trimestre de 2010.

Dados los compromisos de desarrollo de las renovables hasta 2020, y compromisos cada vez más ambiciosos para los años posteriores (planteándose incluso la descarbonización total en el año 2050), cabe esperar que estos efectos se intensifiquen. Esto ha llevado a cuestionar el actual diseño del mercado eléctrico por el temor de que el precio del mercado se torne cada vez más volátil o incluso siga cayendo y que, como resultado, las empresas no tengan incentivos a construir centrales convencionales para dar respaldo y asegurar la continuidad del suministro.

Afortunadamente, tales dudas están infundadas. El actual diseño marginalista del mercado de generación sigue siendo adecuado. Es cierto que la incorporación de las energías renovables tenderá a incrementar la volatilidad del precio del mercado. Sin embargo, eso no implica que la señal de precios dejará de reflejar el valor de la energía. Inicialmente, las empresas simplemente optarán por tecnologías más flexibles y con menor coste de inversión (turbinas de gas de ciclo abierto, en lugar de ciclos combinados). A medio plazo, la inversión se centrará en instalaciones de almacenamiento de gran escala (baterías, centrales hidráulicas de bombeo, etc.) que aprovecharán los momentos de mayor producción renovable en las cuales el precio del mercado hará atractiva las recargas para revender esa electricidad en los momentos de baja producción renovable.

Las compras y ventas de electricidad por parte de las instalaciones de almacenamiento tendrán varios efectos reseñables. Uno de ellos es que permitirán aprovechar lo que de otro modo serían «vertidos» de energía renovables. Otro efecto es que, al comprar energía en los momentos de mayor producción renovable, reducirán el número de horas en las que el precio del mercado sea cero. Finalmente, al comprar energía en los momentos de menor precio y venderlo en los momentos de mayor precio, estabilizarán el precio del mercado mayorista. Por lo tanto, los tan temidos efectos de las renovables sobre el precio del mercado y los vertidos se disiparán gracias al desarrollo de instalaciones de almacenamiento.

La volatilidad en los precios también hará que los consumidores tengan más incentivos a ser flexibles, incrementando su consumo cuando haya mucha producción renovable y reduciéndolo cuando haya poca. Y los generadores, si bien incurrirán en mayores costes de explotación (costes de arranque y parada, pérdida de eficiencia, etc.), también obtendrán más ingresos por la venta de servicios de operación del sistema, tales como el servicio de «reserva a subir», recientemente creado en España para atender tal necesidad.

Esto no quiere decir, sin embargo, que no sea conveniente acometer ninguna reforma en el actual diseño del mercado, pero ninguna de ellas conlleva una modificación sustancial.

En primer lugar, es necesario relajar o incluso eliminar los actuales límites al precio del mercado eléctrico, de modo que el precio pueda ser negativo o que refleje el valor de la electricidad para los consumidores. Desde la liberalización del mercado en 1998, las variaciones en el precio del mercado eléctrico han estado limitadas por un suelo de 0 €/MWh y un tope de 180 €/MWh (de hecho, en términos reales, una vez se tiene en cuenta la inflación, el tope del mercado se ha reducido en un 33 por 100 desde enero de 1998). Estos límites encorsetan el funcionamiento del mercado eléctrico y reducen su eficiencia.

Para asegurar un despacho de mínimo coste en momentos de alta producción renovable, es preciso que se permita que el precio del mercado pueda ser inferior a cero. Los generadores tendrán incentivos a presentar ofertas con precio negativo cuanto más inflexibles sean sus centrales. De este modo se garantiza que en momentos de alta producción renovable se detengan las centrales más flexibles (a las cuales les cuesta menos volver a ponerse en funcionamiento), minimizándose así el coste de suministro.

Por otra parte, para asegurar un despacho de mínimo coste en momentos de baja producción renovable, es preciso que se permita que el precio del mercado pueda alcanzar valores tales que los consumidores más flexibles opten por reducir su consumo. Por ejemplo, si el tope del mercado se mantiene en 180 €/MWh, y hay un consumidor que valora su consumo en 200 €/MWh y otro en 2.000 €/MWh, ambos presentarán ofertas a 180 €/MWh, y en un momento de falta de suministro el operador del sistema podrá decidir interrumpir, sin saberlo, al que más valora su energía. El resultado es un uso ineficiente de los recursos disponibles. Esto implica que el tope en el precio del mercado debe elevarse hasta alcanzar valores de varios miles de euros por Mph (es decir, varios euros por kWh), sobre todo si el incentivo a la inversión no refleja la anualidad de la central de punta.

En segundo lugar, el incremento en el peso de las energías renovables hace cada vez más importante que los generadores renovables participen de forma activa en el mercado mayorista, lo cual exige que estén expuestos al precio del mercado. De otro modo, los generadores renovables:

1) Tienen incentivos a seguir funcionando, con independencia del precio del mercado. Con ello, desplazarán del programa base de funcionamiento a centrales convencionales inflexibles cuando la producción renovable sea alta o la demanda baja, cuando lo eficiente sería que las centrales convencionales se mantuvieran acopladas a mínimo técnico. Esto obliga a las centrales convencionales a incurrir en costes de parada y arranque, lo que incrementará el precio del mercado en el resto de horas, y el despacho ya no será de mínimo coste para los consumidores, y

2) No tienen incentivos a ofrecer contratos en el mercado a plazo. La consecuencia es que surge un desequilibrio entre la demanda de contratos a plazo (los comercializadores desean cubrir prácticamente el 100 por 100 de sus ventas) y la oferta de dichos contratos (solamente los generadores convencionales estarán dispuestos a ofrecerlos, y solamente por la cantidad de energía que produzcan). Por lo tanto, los comercializadores no podrán adquirir contratos con los que cubrirse de los riesgos que asumen cuando firman contratos de suministro con consumidores finales, y se incrementará el coste de la cobertura, en perjuicio de los consumidores (como posiblemente ya está ocurriendo).

Por lo tanto, es esencial que los generadores renovables estén expuestos al precio del mercado diario. Una forma de conseguirlo es pagándoles una prima cuyo nivel sea independiente del precio del mercado diario (puede estar ligado al precio del mercado a plazo, si se desea estabilizar sus ingresos), y por un número de horas inferior al número de horas que realmente esperan funcionar (por ejemplo, 1.800 horas en el caso de los generadores eólicos) (4). De este modo, el incentivo marginal a funcionar viene dado exclusivamente por el precio del mercado diario, sus decisiones de funcionamiento serán eficientes y tendrán incentivos a ofrecer contratos en el mercado a plazo.

Limitar las horas de funcionamiento con derecho a prima evitaría también situaciones como la actual, en la cual en lugar de producir energía cuando hace sol, las instalaciones termosolares acumulan parte de esa energía para producir electricidad por la noche. Es decir, los productores termosolares incurren en costes de inversión y combustible (consumen gas para mantener el calor) para poder producir electricidad por la noche, *cuando su valor es menor*. Este absurdo surge por el hecho de que solamente tienen derecho a subvenciones del Régimen Especial las instalaciones con potencia inferior a 50 MW, mientras que la escala mínima eficiente para el mantenimiento de los espejos de las instalaciones termosolares permite una potencia de producción muy superior. Otra solución, por lo tanto, sería eliminar el límite de 50 MW para las instalaciones del Régimen Especial. La ganancia de eficiencia que ello conllevaría permitiría reducir el coste que los consumidores deben pagar a estas instalaciones sin poner en peligro la recuperación de sus costes.

En tercer lugar, para evitar un desarrollo ineficiente de la generación distribuida, es necesario que los consumidores que tomen la decisión de autosuministrarse lo hagan porque efectivamente es más eficiente que se autosuministren en lugar de ser suministrados a través de las redes eléctricas. Sin embargo, el marco regulatorio actual no da esos incentivos, sino que promueve el autosuministro aun cuando tiene menor coste ser suministrado desde la red eléctrica. Esta discrepancia entre los incentivos de los consumidores y lo que sería un comportamiento eficiente surge por dos motivos:

1) Porque una gran parte de los costes imputados a las tarifas de acceso no son realmente costes incrementales asociados con el suministro, sino costes fijos (de la red eléctrica, o de déficits tarifarios de años anteriores), costes de políticas industriales (los descuentos por interrumpibilidad), costes de políticas territoriales

(compensaciones a las extrapeninsulares), etc. De este modo, lo que hace un consumidor que opta por autosuministrarse es transferir esos costes al resto de consumidores. Se corre así el riesgo de crear un círculo vicioso por el cual cuantos más consumidores opten por autosuministrarse, más altas tienen que ser las tarifas para el resto de consumidores y más consumidores optan por autosuministrarse.

2) Porque una parte de los costes de la red eléctrica se imputa actualmente al término de energía de la tarifa de acceso, de tal modo que un consumidor que opta por autosuministrarse evita pagar los costes de la red. Evidentemente, el consumidor necesita esa red como respaldo en caso de que su autosuministro sea insuficiente. Por ejemplo, el hecho de que un consumidor cuya punta sea por la noche instale un panel fotovoltaico no reduce la necesidad que tiene de potencia de red (los paneles fotovoltaicos no producen por la noche). Lo que ocurre es que en el pasado era irrelevante si se imputaba el coste de la red al término de potencia o al de energía. Ahora ya no solamente no da igual, sino que la actual imputación de costes está llevando a que los consumidores opten por autosuministrarse aun cuando ello no sea eficiente.

Por ello, para evitar un desarrollo ineficiente de la generación distribuida, una posibilidad sería definir una tarifa de respaldo igual al término de energía de la tarifa de acceso, y que los consumidores paguen esa tarifa aun cuando consuman energía que produzcan ellos mismos. De este modo, los consumidores solamente optarán por el autosuministro cuando realmente sea eficiente. Sin embargo, esta solución es imperfecta, en la medida en que los consumidores tendrán incentivos a no declarar el autosuministro, especialmente si la percepción es que la tarifa de respaldo tiene un simple objetivo recaudatorio que no refleja costes reales.

Otra alternativa sería imputar todos los costes de las redes, políticas industriales, etc., al término de potencia de las tarifas. De este modo, se asegura que las decisiones de autosuministro de los consumidores serán eficientes, contribuyendo a minimizar los costes del sistema, y no será necesario vigilar y cobrar por la electricidad producida en las instalaciones de los consumidores.

Cualquier rediseño de las tarifas necesita ser progresivo, para permitir que los consumidores ajusten sus patrones de consumo, por lo que esta última solución no puede aplicarse de forma inmediata. Por otra parte, aplicar la tarifa de respaldo conlleva un elevado riesgo de fraude (consumidores que no declaran la energía que producen y consumen en sus propias instalaciones), que solamente puede ser mitigado si la tarifa de respaldo no tiene un coste excesivo para los consumidores. Por ello, es probable que el camino a seguir deba combinar ambas propuestas, trasladando costes al término de potencia (lo que reduce el nivel del término de energía de la tarifa), y estableciendo una tarifa de respaldo igual al término de energía que quede en la tarifa de acceso.

Finalmente, en la actualidad los costes del apoyo a las energías renovables se imputan exclusivamente a los consumidores de electricidad (5). La lógica de esta imputación posiblemente tiene su origen en la consideración de que dado que los productores renovables producen electricidad, es lógico que su coste lo paguen los que consumen esa electricidad. Sin embargo, la producción con fuentes de energía renovable o el nivel del apoyo que reciben no vienen determinados por el consumo de electricidad. El objetivo de renovables, de acuerdo con los compromisos internacionales firmados por el gobierno español, está definido como proporcional al consumo de «energía final» (es decir, incluyendo gas y petróleo, y no solamente electricidad).

Por lo tanto, lo que hace que sea necesario promover una mayor producción renovable es el consumo de cualquier fuente de energía final. El coste no lo causa únicamente el consumo de electricidad. Imputar los sobrecostes solamente sobre el consumo de electricidad lleva así a los consumidores a tomar decisiones ineficientes, escogiendo pasarse al gas incluso cuando posiblemente sería más eficiente cubrir sus necesidades con electricidad. Así, desde la perspectiva del consumidor tiene toda la lógica del mundo escoger el suministro con gas, sin darse cuenta de que lo que está haciendo es suministrarse de forma ineficiente y trasladar parte de los costes que ocasiona (los asociados al apoyo a las renovables) al resto de consumidores eléctricos.

Por esta razón, para asegurar que el desarrollo de las energías renovables no lleva a decisiones ineficientes (6) por parte de los consumidores, es necesario que el sobrecoste del apoyo a estas fuentes de energía se distribuya entre todos los consumos de energía y de forma proporcional al consumo de energía (por ejemplo, un mismo cargo por MWh, GJ o tep) (7).

IV. EL DÉFICIT TARIFARIO

Como se ha explicado, el actual diseño del mercado eléctrico mayorista en España ha resultado en precios mayoristas inferiores que los de países del entorno. Sin embargo, las tarifas eléctricas se encuentran entre las más altas de Europa, y a pesar de ello son insuficientes para cubrir todos los costes del sistema.

Dado que la retribución de la actividad de distribución en España se encuentra también por debajo de la media europea, y que la retribución de la actividad de transporte no tiene un peso significativo en la tarifa, la respuesta a esta aparente incoherencia se encuentra necesariamente en el resto de costes que el gobierno carga sobre la tarifa eléctrica.

Estos otros costes representan actualmente un 32 por 100 de los costes imputados a las tarifas. Si a eso se añade el 21 por 100 de IVA y el impuesto especial sobre la electricidad del 5 por 100 (cuya recaudación se destina íntegramente a financiar a las Comunidades Autónomas), nos encontramos con que el coste de suministro es apenas la mitad del coste que los consumidores ven en sus tarifas. Por ello podemos tener los costes de suministro bajos, y las tarifas no solamente altas, sino también insuficientes.

El gráfico 3 muestra la evolución de los costes regulados cargados a las tarifas eléctricas (es decir, excluyendo la energía) desde el año 1998. Los costes que han experimentado el incremento más notable son los de apoyo al Régimen Especial («Primas RE» en el gráfico), y más concretamente las primas a las energías renovables, especialmente a las termosolares.

Como se ha explicado, establecer impuestos sobre la generación tenderá a crear ineficiencias y resultará, inevitablemente, en un incremento del precio del mercado. Incumplir los compromisos con los generadores renovables ya instalados crearía riesgo regulatorio, incrementando la retribución que debe pagarse a nuevos generadores para que se instalen y cumplir con los compromisos internacionales de desarrollo de renovables y lucha contra el cambio climático.

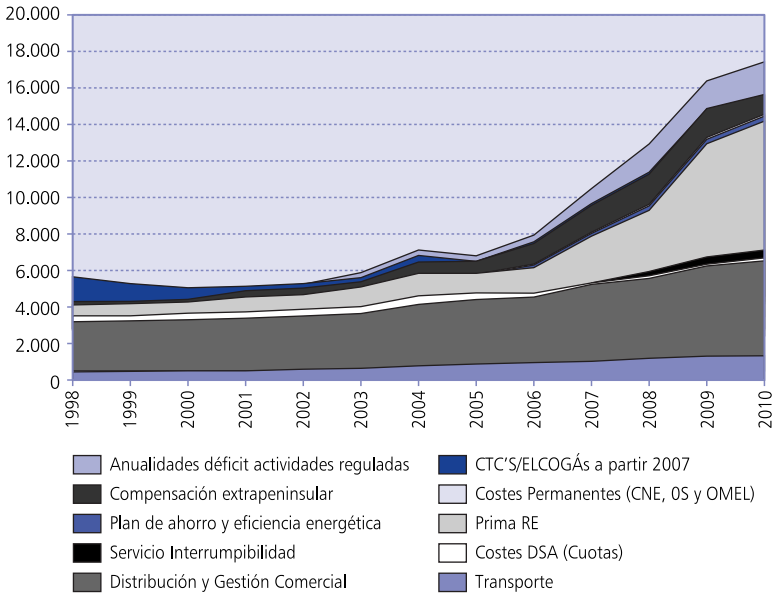
Existen diversas medidas que se pueden adoptar para compaginar la cobertura del déficit sin afectar negativamente a la eficiencia.

En primer lugar, se deben repartir los sobrecostes de las renovables entre las distintas fuentes de energía, y no solamente sobre la electricidad, tal como se planteaba en la sección anterior. De este modo, los consumidores de las distintas fuentes de energía serán conscientes de los costes indirectos que su consumo ocasiona, y tomarán decisiones eficientes sobre su consumo de energía.

En segundo lugar, se deben minimizar las ineficiencias en el sistema. Estas son, por ejemplo:

— El apoyo al consumo de carbón autóctono por «garantía de suministro»: Quemar carbón autóctono no incrementa la seguridad de suministro, sino que la reduce, ya que el carbón que se quema ahora no estará disponible para cuando realmente haga falta. Sería preferible pagar a las centrales y minas por mantenerse en estado de «hiberna-

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LOS COSTES REGULADOS CARGADOS A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS (1998-2010)



Fuente: CNE (2012b: 6).

ción», sin quemar carbón pero en disposición de poder reactivarse en un plazo corto de tiempo en caso de problemas de suministro.

— Los pagos por interrumpibilidad a los grandes consumidores eléctricos: Algunos de los más grandes consumidores de electricidad disfrutan de unos pagos por estar en disposición de reducir su consumo durante unas horas en caso de problemas de falta de suministro. Sin embargo, estos pagos vienen a ser unas diez veces los que se realizan a las centrales de generación en concepto de incentivo a la inversión, a pesar de que estas no limitan su aportación al suministro a unas pocas horas, con lo que dan un servicio de mayor valor para el sistema (8).

— Las subvenciones a los sistemas insulares y extrapeninsulares: La actual política de precios nacionales uniformes hace que los consumidores de esos sistemas no sean conscientes de los costes que su consumo ocasiona. Esto significa que toman decisiones ineficientes de consumo, o adquieren equipos de baja eficiencia energética porque pagan un precio subvencionado.

— La financiación del déficit tarifario acumulado: Actualmente parte del déficit tarifario acumulado se financia a través del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE). Se trata de un fondo garantizado no solamente por la recaudación de las tarifas eléctricas sino también por el Estado. Sin embargo, por su baja liquidez tiene unos costes de financiación superiores a la deuda del Estado. Sería más eficiente y menos costoso financiar el déficit del sector eléctrico (resultado de políticas medioambientales, industriales, territoriales, etc.) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (9).

— Las subvenciones a los generadores termosolares con acumulación: Como se ha explicado, la acumulación de calor no tiene ningún sentido económico, ya que se gasta dinero para convertir energía valiosa (electricidad en momentos de demanda punta) en energía de menor valor (electricidad en momentos de demanda valle). Si se eliminara la limitación de 50 MW para las centrales del Régimen Especial, las futuras centrales termosolares no gastarían dinero en sistemas de acumulación y se podría reducir su retribución sin afectar a su rentabilidad.

En tercer lugar, imputar los costes del sistema a los agentes que los ocasionan en lugar de a la demanda. Se trata fundamentalmente de los costes de reserva a subir y desvíos de programación, asociados principalmente a los generadores con fuentes de energía renovable intermitente.

En cuarto lugar, se debería plantear una «reforma fiscal verde», de modo que todos los agentes de la economía (no solamente los generadores, sino también las industrias, etc.) paguen por los costes que sus decisiones tienen sobre el medio ambiente. Esto permitiría obtener la recaudación necesaria para cubrir los costes de las diversas decisiones políticas actualmente soportadas por las tarifas eléctricas. Sin embargo, en lugar de distorsionar las decisiones de los consumidores haciendo que sus decisiones sean ineficientes (como ocurriría con impuestos con fines recaudatorios o expropiatorios), les inducirían a adoptar comportamientos eficientes ya que serían conscientes de los costes reales que sus decisiones imponen.

Finalmente, es necesario aislar la normativa sectorial de los intereses políticos de corto plazo. El problema del déficit tarifario surgió por la renuencia de los sucesivos gobiernos a incrementar las tarifas eléctricas y reflejar los incrementos en los costes que se les imputaban por la elevada carga «política» de los incrementos en las tarifas, fácilmente criticables por los partidos de la oposición con fines puramente electoralistas. Ante la aparente imposibilidad de asegurar la suficiencia de las tarifas cuando son fijadas por el gobierno, las únicas soluciones posibles parecen ser:

— La asignación a la Comisión Nacional de Energía (CNE) de la responsabilidad de calcular las tarifas de acceso, con criterios de suficiencia, o

— La eliminación de la tarifa de último recurso, o incrementarla de forma que realmente funcione como opción de último recurso y que deje de ser la opción de suministro habitual de los consumidores domésticos.

V. CONCLUSIONES

Como se ha mostrado en este artículo, el diseño y la competencia en el mercado mayorista español no solamente han dado como resultado un suministro fiable y de mínimo coste (inferior al del resto de mercados eléctricos de nuestro entorno), sino que el diseño seguirá siendo válido con un elevado porcentaje de energías renovables.

El origen del déficit tarifario no es un precio excesivo en el mercado mayorista, dado que, como se ha visto, el precio del mercado de generación no es elevado con respecto al precio de países vecinos. El origen del déficit tarifario es la renuencia política a incrementar las tarifas para reflejar el incre-

mento en los costes imputados a las tarifas eléctricas (principalmente por el crecimiento de determinadas energías renovables).

Muchas de las actuales críticas y presiones para la reforma del mercado eléctrico mayorista parecen, de hecho, una excusa para reducir la retribución de los generadores, sobre la base de argumentos demagógicos y falaces sobre «tecnologías agotadas» y «beneficios sobrevenidos». Sin embargo, por los motivos expuestos, dichas medidas obstaculizarán el buen funcionamiento del mercado, y se traducirán en un mayor coste y una menor seguridad de suministro, en perjuicio de los consumidores.

En realidad, proteger los intereses de los consumidores requiere que las reformas vayan orientadas a preservar el funcionamiento eficiente del mercado y reducir aquellos pagos y costes actualmente imputados a las tarifas eléctricas pero que poco o nada tienen que ver con el suministro.

NOTAS

(1) La Comisión Europea solamente considera que es probable que haya problemas de abuso si la cuota de mercado individual excede el 40 por 100.

(2) La CNE especificó que debería considerarse como mercado geográfico relevante el ibérico cuando las congestiones en la interconexión entre ambos países se situaran por debajo de un 15 por 100 (CNE/ERSE, 2008).

(3) En CNE (2011) se explica: «El 19 por 100 de la nueva capacidad (2.405 MW) fue promovido por nuevos entrantes […] durante el periodo 2006-2008». Sin embargo, la CNE comete el error de excluir a Gas Natural de la lista de nuevos entrantes en la actividad de generación de electricidad. Una vez se incluye a Gas Natural como nuevo entrante, el porcentaje de nueva capacidad promovida por nuevos entrantes en 2006-2009 asciende al 37 por 100.

(4) Evidentemente, cuanto menor sea el número de horas de funcionamiento con derecho a prima, mayor deberá ser la prima por MWh que deberán recibir en esas horas, para asegurar un nivel total de retribución adecuado.

(5) En el momento de escribir estas líneas se está considerando la posibilidad de aplicar un «céntimo verde» sobre los consumos de gas.

(6) Son decisiones ineficientes porque suponen un mayor coste de suministro para el conjunto de la sociedad, aun cuando desde la perspectiva individual tienen sentido porque los consumidores no son conscientes de los costes que trasladan a otros consumidores.

(7) La asignación de los sobrecostes de renovables a los hidrocarburos líquidos puede parecer innecesario, en la medida que, por ejemplo, la gasolina y el diésel soportan ya elevados impuestos especiales. Sin embargo, el monto de dichos impuestos se corresponde con la anualidad de las inversiones en infraestructuras viarias y costes asociados. En el caso del gas y la electricidad, los costes de las infraestructuras de redes se recuperan por medio de peajes o tarifas de acceso. Por ello, eximir a los consumidores de hidrocarburos de pagar por los sobrecostes de las energías renovables supone una subvención cruzada a favor de dichos consumidores.

(8) El pago por interrumpibilidad a los grandes consumidores industriales se sitúa actualmente en torno a 400 millones de euros al año (CNE, 2012b), mientras que la potencia interrumpible asciende a 2.100 MW (REE, 2011), lo cual supone un pago de 200.000 € por MW y año. En contraste, el pago a los generadores es de 20.000 € por MW y año.

(9) De hecho, sería deseable que todo el déficit tarifario acumulado se cargara a los Presupuestos Generales del Estado, ya que la parte soportada por las empresas eléctricas tiene un coste implícito («sombra» en la jerga de los economistas) muy superior al coste de la deuda del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

ARNEDILLO, O. (2011), «What does the evidence really say about the Residual Supply Index», *The Electricity Journal*, enero-febrero.

COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (CER) (2012), «Single Electricity Market - Fixed Cost of a Best New Entrant Peaking Plant & Capacity Requirement For the Calendar Year 2013 - Consultation Paper», AIP/SEM/12/029, mayo.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) (2011), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2007-2009», septiembre.

— (2012a), «Spanish energy regulator's national report to the European Commission 2012».

— (2012b), «Informe sobre el sector energético español. Parte I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico», 7 de marzo.

— (2012c), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y avance 2011», septiembre.

— (2012d), «Informe CNE en relación a la supervisión de la negociación en el mercado OMIP y en el mercado OTC y su efecto en la 15ª y 16ª subastas CESUR supervisadas por la CNE», julio.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA y ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (CNE/ERSE) (2008), «Definición del concepto de operador dominante: metodología y aplicaciones», febrero.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2011), *Plan de Energías Renovables en España, 2011-2020*, pp. 340-343.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE) (2011), *El Sistema Eléctrico Español*.

EL DÉFICIT TARIFARIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Natalia FABRA PORTELA

Universidad Carlos III de Madrid

Jorge FABRA UTRAY

Economistas Frente a la Crisis

Resumen

El déficit tarifario en el sector eléctrico español es la diferencia entre los costes reconocidos a las empresas eléctricas y los ingresos obtenidos a través de las tarifas reguladas que pagan los consumidores. Su cuantía, 28.000 millones de euros a finales de 2012, evidencia los problemas regulatorios del sector eléctrico español. En este artículo se discute el diagnóstico del déficit y se aportan algunas reflexiones sobre posibles soluciones al problema.

Palabras clave: déficit tarifario, sector eléctrico, energías renovables.

Abstract

The Tariff Deficit in the Spanish electricity sector arises as the difference between the regulated costs of the electricity firms and the revenues obtained through regulated tariffs paid by consumers. Its volume, 28.000 M€ by the end of 2012, highlights the main regulatory problems of the Spanish electricity sector. In this article we provide a diagnosis of the Tariff Deficit and discuss potential solutions to the problem.

Key words: tariff deficit, electricity sector, renewable energies.

JEL classification: L51, L94.

I. INTRODUCCIÓN

El déficit tarifario en el sector eléctrico español —la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de las tarifas eléctricas— asciende a aproximadamente 24.000 millones y superará los 28.000 millones cuando cierre el ejercicio 2012. Este déficit se ha ido acumulando desde el año 2000, a pesar de que los precios de la electricidad que paga el consumidor final han crecido más del 70 por 100 en los últimos seis años, situándonos en el tercer puesto de la lista de países europeos en los que la electricidad es más cara.

Pero el déficit tarifario no es más que un síntoma del problema de fondo: la regulación del sector eléctrico español es inadecuada, y sus deficiencias se acentúan en la coyuntura actual, a medida que crece el peso de las renovables en el *mix* energético. El Gobierno ha intentado solucionar el déficit de tarifa introduciendo impuestos sobre la generación de electricidad, pero la carga de los nuevos impuestos en realidad recaerá principalmente sobre los consumidores y sobre el régimen especial (renovables y cogeneración). La verdadera reforma que necesita el sector eléctrico en España sigue pendiente.

La reforma regulatoria debería garantizar la convergencia de precios, costes y tarifas de tal modo que una situación como la presente no se vuelva a repetir. Las soluciones tienen que ser de distinta índole, según se trate de la retribución a las centrales ya existentes o de la retribución para las nuevas incorporaciones de potencia. Para las primeras sería adecuado respetar el marco retributivo vigente cuando los inversores llevaron a cabo sus inversiones; de lo contrario, se estaría atentando contra la seguridad jurídica que debiera proteger a ambas partes del «contrato regulatorio», es decir, a empresas y a consumidores. Una vía para hacerlo, sin alterar el funcionamiento del mercado, es introducir *contratos por diferencias* que permitieran compatibilizar la retribución que reciben las centrales en el mercado con la retribución que les debiera corresponder. Para las nuevas centrales, habría que contemplar el uso de subastas o concursos que admitieran que también los consumidores se beneficiasen de la reducción de costes que obtienen las nuevas tecnologías —principalmente, renovables— por la explotación de sus curvas de aprendizaje. Estas soluciones ya se han llevado a cabo en Brasil y están siendo contempladas en Reino Unido.

En este artículo se desarrollan algunas de estas ideas en mayor detalle. En la sección II se abordan algunas cuestiones que dificultan la comprensión del problema del déficit tarifario. En la sección III se

discute el origen del déficit tarifario, y en la IV se aportan algunas reflexiones sobre posibles soluciones al problema.

II. EL DÉFICIT TARIFARIO: DEFINICIÓN Y MALENTENDIDOS

Con frecuencia se define el déficit tarifario como la diferencia entre los costes de la electricidad y la tarifa que pagan los consumidores. Pero esta definición no es correcta: el déficit tarifario es la diferencia entre los costes de la electricidad reconocidos por las normas regulatorias y las tarifas reguladas que pagan los consumidores. La diferencia entre una definición y otra es la referencia a «costes» frente a «costes reconocidos».

Según la primera definición, el déficit tarifario sería un déficit económico: las tarifas que pagan los consumidores no alcanzarían a retribuir de forma adecuada los costes en los que incurren las empresas para el suministro eléctrico. La cuestión es si los costes que reconocen las normas regulatorias reflejan o no los costes efectivos del suministro. Porque si los primeros superan a los segundos, o si los costes efectivos resultaran ineficientes, estaríamos ante un déficit cuyo origen habría que buscarlo no tanto en la falta de una remuneración suficiente, sino, muy al contrario, en las normas regulatorias que determinan una retribución excesiva o ineficiente. En este segundo caso, el déficit sería, al menos en parte, un déficit regulatorio.

También de forma incorrecta se suele afirmar que el déficit tarifario lo generan las actividades reguladas. Por ejemplo, la CNE (2012) ha afirmado que «el déficit estructural del sistema eléctrico [es] debido a que los costes reconocidos a las distintas actividades reguladas han sido (y siguen siendo) superiores a los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores». Pero esta asociación entre el déficit tarifario y «los costes de las actividades reguladas» es producto de la contabilidad regulatoria y nada, o poco, tiene que ver con la realidad económica que subyace bajo el déficit tarifario.

En concreto, la regulación establece que los ingresos por venta de electricidad se liquiden siguiendo este orden: primero se retribuye el coste de la electricidad a precios de mercado y las primas de las centrales del régimen ordinario; y solo después se retribuyen los costes de las actividades reguladas (los denominados peajes), entre los que se ubican los costes del transporte, de la distribución y, contra toda lógica, las primas fijas y variables de las tecnologías renovables y de alta eficiencia (eólica, fotovoltaica, solar-térmica, cogeneración y otras). Como los ingresos de la tarifa son insuficientes para cubrir ambas partidas, el déficit de ingresos respecto a los costes reconocidos aparece contablemente en el lado de los peajes. De aquí que el déficit se atribuya a las primas del régimen especial, dificultando el que se realice un adecuado diagnóstico del origen y naturaleza del déficit tarifario.

Si la contabilidad regulatoria estableciese un orden inverso, ¿diríamos que el déficit de tarifa se origina en el mercado y no en las actividades reguladas? Como no hay nada que justifique que los costes que soportan los consumidores por la compra de la electricidad a precios de mercado hayan de retribuirse antes o después que los costes que pagan por las actividades reguladas, tampoco hay razón para asignar, por esta vía, el déficit a unos u otros. Y si las primas a las renovables, que retribuyen energía igual que los precios de mercado retribuyen la energía generada en las centrales convencionales, apareciesen en el término energía y no en los peajes, ¿les eximiríamos de responsabilidad en la generación del déficit tarifario? En definitiva, la contabilidad (que es una convención) no debe de ser confundida con la economía (que es una ciencia).

III. EL ORIGEN DEL DÉFICIT TARIFARIO

Sin un diagnóstico del origen del déficit tarifario no es posible aportar soluciones adecuadas para evitar que se acumule más déficit en el futuro. Distintos factores confluyen en el origen del déficit tarifario, y seguramente resulte imposible encontrar un único culpable. Pero la aritmética del déficit tarifario no presenta matices. Definido el déficit de tarifa como la diferencia entre los costes reconocidos y los ingresos que se obtienen a través de la tarifa, su origen se debe sin duda a que los consumidores han pagado una cuantía inferior al valor de los costes reconocidos a las empresas. Pero lo relevante para determinar las verdaderas causas del déficit es saber si 1) los consumidores pagan menos por la electricidad de lo que cuesta producirla, o/y si 2) las empresas tienen derechos de cobro que superan los costes del suministro, o/y si 3) el suministro eléctrico incorpora costes ineficientes y por tanto prescindibles.

1. Evolución de los costes y de los ingresos regulados

Ciertamente, discernir entre estas posibles causas no es sencillo, pero algunos datos pueden

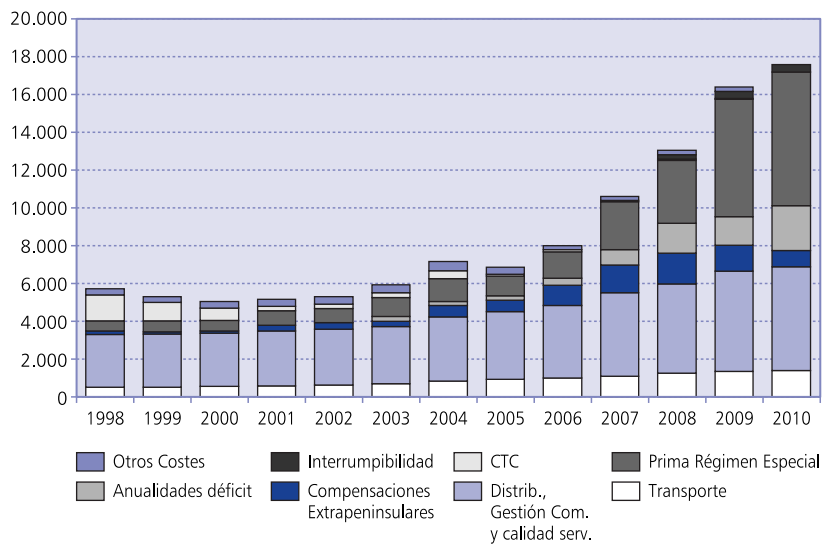
arrojar algo de luz al asunto. Para empezar, desde 2005 se vienen efectuando continuas subidas tarifarias que, en conjunto, alcanzan el 70 por 100: 4,5 por 100 en 2005; 3,6 por 100 en 2006; 3,3 por 100 en 2007; 15,8 por 100 en 2008; 4,6 por 100 en 2009, 13,3 por 100 en 2010, y 18,8 por 100 en 2011. Estos incrementos tarifarios han hecho que España sea uno de los países europeos en los que los consumidores domésticos pagan los precios más elevados por la electricidad, solo detrás de Chipre y Malta. La comparación de precios con otros países sería incluso más negativa para España si se incluyera el déficit de tarifa, cuya amortización se lamina durante 15 años.

Las subidas de tarifas se han traducido en un aumento acumulado, entre 2006 y 2010, de un 70 por 100 en el ingreso medio por peajes de acceso (CNE, 2012). La crisis económica ha mitigado el efecto de las subidas tarifarias sobre los ingresos del sistema, porque la bajada de la demanda de electricidad ha retrocedido en 2012 a niveles de 2005. Esta menor demanda ha significado, a precios actuales, 5.000 millones de euros menos de ingresos (1).

En contraposición con el aumento de los ingresos medios por peajes, el aumento de los costes regulados ha sido más acentuado, de un 140 por 100. Las tres partidas de costes de acceso más significativas fueron las primas de régimen especial (que representaron el 40,3 por 100 de los costes totales en 2010), los costes de redes (39,8 por 100) y las anualidades para la financiación de déficit tarifarios de años anteriores (10,5 por 100).

Pero no hay que olvidar que los consumidores pagan en sus tarifas los costes de acceso y el coste de la energía, y que a los sucesivos gobiernos, a la hora de determinar el nivel de los peajes, lo que les importa es la factura total. Esto explica por qué no se han producido subidas de peajes en momentos en los que se encarecía el coste de la energía en el mercado y, al revés, se han subido cuando bajadas en los precios de la energía abrían hueco a subidas de los peajes sin que la suma de ambas partidas subiera. Por tanto, no se puede desligar el coste de la energía del problema del déficit tarifario y de la razón por la que los ingresos del sistema a través de los peajes no han sido suficientes para cubrir los costes regulados del sistema.

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LOS COSTES REGULADOS DEL SISTEMA (1998-2010)



Fuente: Liquidación 14, CNE.

2. Sobrerretribución del parque histórico de generación

Recientemente, la Comisión Europea (2012) ha afirmado: «Una competencia insuficiente en el sector energético ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit tarifario al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas».

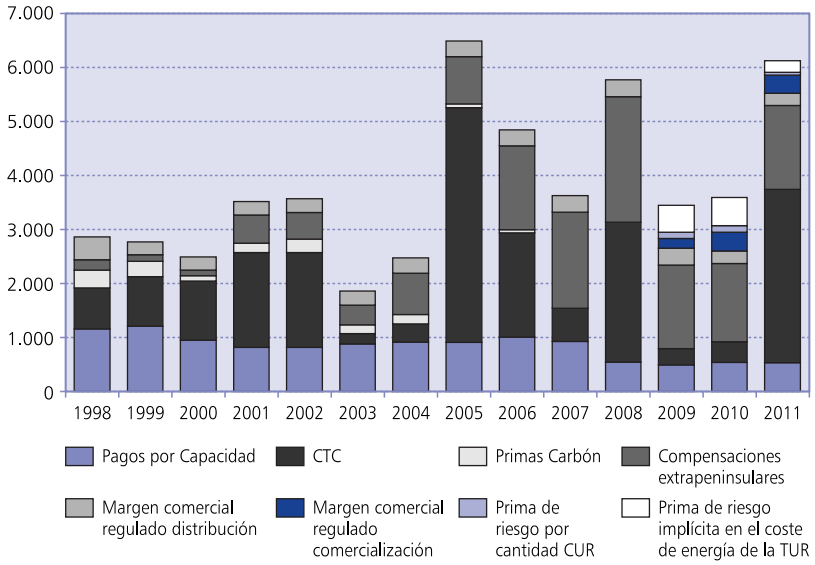
Efectivamente, el origen del déficit tarifario hay que buscarlo, al menos en parte, en una regulación inadecuada que ha permitido «la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad», como afirmó la CNE en 2008. Los precios que genera el mercado eléctrico español no alcanzan a revelar los costes del suministro eléctrico y están generando desajustes en las rentabilidades de unas y otras tecnologías. Ello es así porque la regulación ha obviado dos características que son consustanciales

al suministro eléctrico: la diversidad tecnológica —que implica heterogeneidad en los costes de las distintas plantas que concurren en el suministro— y la homogeneidad de producto —lo que implica que todos los MWh producidos, independientemente de su origen, se vendan al mismo precio—. La consecuencia es que las centrales históricas inframarginales, cuyas inversiones han sido recuperadas a través de la percepción de cobros regulados, antes y después de la Ley del Sector Eléctrico vigente desde 1997, y elevados precios de mercado a partir de ese año, estén sobrerretribuidas (solo en concepto de los denominados «Costes de Transición a la Competencia», han percibido más de 12.000 M€, esto es, 3.000 M€ más del máximo permitido por la ley). En órdenes de magnitud, la sobrerretribución de estas centrales, típicamente nucleares e hidroeléctricas, podría fijarse en 3.000 M€ anuales, dependiendo de los precios del mercado. Véase el cuadro n.º 1.

Las barreras a la entrada que existen para el acceso a estos segmentos tecnológicos (la de facto moratoria nuclear y la inexistencia de nuevos recursos hídricos que puedan ser explotados con costes competitivos frente a sus alternativas térmicas) imposibilitan que su sobrerretribución se diluya por efecto de la competencia. Además, tales beneficios no han sido nunca ni disputados ni «ganados» por quienes ahora los ostentan, porque los derechos de explotación de ambas tecnologías se concedieron bajo marcos regulatorios anteriores, sin que los inversores asumieran riesgos, y sin que mediara competencia alguna entre los posibles pretendientes bajo la expectativa del cambio regulatorio que supuso la mencionada Ley del Sector Eléctrico de 1997. En cualquier caso, esa ley cambió de manera radical el valor de las concesiones hidroeléctricas y de los activos nucleares.

Además, las centrales del régimen ordinario han recibido, desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico, diferentes pagos regulados que han contribuido a la recuperación de sus inversiones. Las cuantías de estos pagos, que en conjunto desde 1998 a 2011 han ascendido a 51.000 M€, se reflejan en el gráfico 2.

GRÁFICO 2
PAGOS REGULADOS PERCIBIDOS POR EL RÉGIMEN ORDINARIO (Millones de euros, 1998-2011)



Fuente: Elaboración a partir de datos de CNE y OMEL.

CUADRO N.º 1

BENEFICIOS DE MERCADO DE LAS CENTRALES NUCLEARES E HIDROELÉCTRICAS

Tecnología	*Energía Producible media (GWh)**	*Retribución media (€/MWh)***	*Coste variable (€/MWh)*	*Beneficios regulatorios (M€)*	*Total beneficios regulatorios (M€)*
Hidroeléctrica...	30.007	66	11	1.670	3.361
Nuclear	59.888	50	22	1.692	
Hidroeléctrica...		59		1.452	2.830
Nuclear		45		1.377	
Hidroeléctrica...		53		1.257	2.335
Nuclear		40		1.078	

Notas:
(*) Para hidroeléctrica corresponde al producible medio 1920-2009 (datos REE). Para nuclear corresponde a la producción media 2000-2009 (datos CNE).
(**) Valores medios para el periodo 2005-2009. Retribución hidroeléctrica igual a 1,31 veces la retribución nuclear.

En este punto es necesario advertir que, en contra de la falsa idea que se trasmite, las inversiones no se recuperan solo a través de los fondos de amortización sino también a través de los beneficios que se distribuyen, de las provisiones y de la constitución de reservas. Si la contabilidad de las empresas no representa la realidad económica de los procesos de recuperación de las inversiones —si estos se han producido en términos económicos—, la gestión económica de las empresas, bajo la responsabilidad de sus ejecutivos, debe ser calificada de imprudente. Este tipo de comportamientos suele estar incentivado por la búsqueda de resultados cortoplacistas, tan buscados por los accionistas anónimos y episódicos de las grandes empresas, en quienes encuentran, casi siempre, amparo.

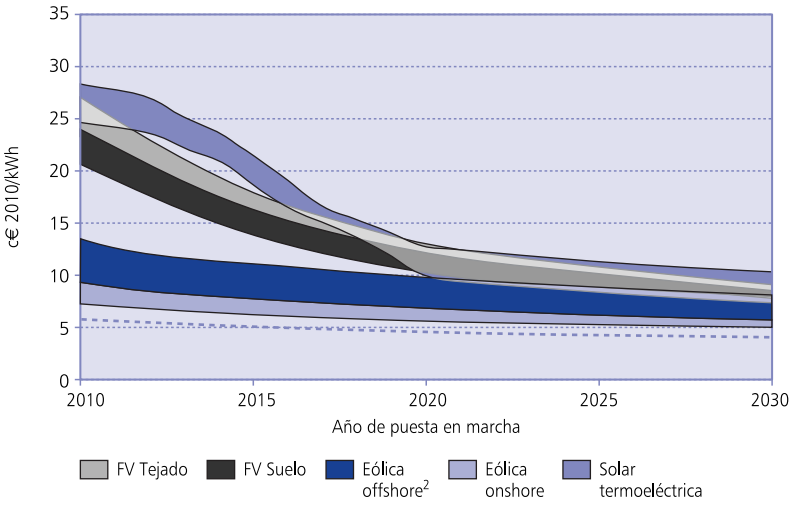
En su conjunto, la suma de la diversidad tecnológica, homogeneidad del producto y las barreras a la entrada han dado lugar a un *mix* de generación subóptimo, bajo el que el cambio regulatorio del 1997 ha generado beneficios regulatorios que no pueden ser absorbidos por efecto de la entrada. Ello ha devenido en una situación de insostenibilidad económica que ni garantiza la maximización de los excedentes ni la distribución equitativa del excedente entre empresas y consumidores. Este problema, que es un problema de eficiencia y de equidad, ha introducido una dificultad política insalvable para que la tarifa refleje el precio de mercado, generando déficit tarifario (2).

3. Inversión en energías renovables

No cabe duda de que la fuerte inversión en energías renovables que durante los últimos años se ha llevado a cabo en España también ha contribuido al aumento de los costes del suministro eléctrico. Pero este incremento en los costes es de muy distinta naturaleza al aumento de costes generado por la sobrerretribución del parque histórico de generación. Y ello no es solo por las fuertes externalidades que generan la inversión en energías renovables, entre las que cabe destacar la contención de las emisiones de gases contaminantes y la contribución a la mayor madurez de estas tecnologías, que está permitiendo ya fuertes bajadas en sus costes y con ello en su retribución. También es de diferente naturaleza porque las normas a las que se acogieron los inversores de la nueva potencia renovable estaban vigentes en el momento de la inversión. En otras palabras, no eran normas sobrevenidas, como sí lo eran las que han generado beneficios regulatorios para el parque histórico de generación.

El regulador —y todos los órganos competentes, incluyendo el IDAE y la CNE— pudieron equivocarse en su evaluación de la retribución que necesitaban las energías renovables para despegar en España. Y es que esta tarea no era sencilla: poco antes de la aprobación del Real Decreto 661/2006, bajo el que se produce el *boom* de las renovables en España, la inversión en renovables era escasa, y estábamos lejos de cumplir los compromisos en materia de renovables contraídos con la Unión Europea y contenidos en los sucesivos Planes de Energías Renovables (PER). La fuerte caída en los costes de inversión en renovables (ver gráfico 3) —unido a la coyuntura económica del país y al bajo coste del crédito— provocó que en poco tiempo se sobrepasaran los objetivos de potencia instalada

GRÁFICO 3
COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA, SOLAR TERMOELÉCTRICA Y EÓLICA EN FUNCIÓN DE SU AÑO DE PUESTA EN MARCHA



Fuente: MITyC.

fotovoltaica. Por ejemplo, desde 2004 hasta finales de 2009, la potencia solar fotovoltaica pasó de 37 a 3.501 MW, cuando el objetivo PER para 2010 era de tan solo 400 MW; cuestión esta, por otra parte, completamente ajena a los inversores, que se limitaron a confiar en las normas regulatorias.

Pero el sector de las renovables es un conjunto heterogéneo y, aunque existan ciertas tecnologías cuyas inversiones hayan excedido las previsiones, habiendo alcanzado un elevado grado de madurez, no se puede obviar que existen otras fuentes renovables para las que no se puede decir lo mismo. Por ejemplo, la potencia instalada de biomasa, biogás y tratamiento de residuos a 31 de diciembre de 2009 era un 25 por 100 inferior al objetivo PER 2005-2010; y los 500 MW previstos de nueva potencia solar-térmica todavía no se habían construido. Estas disparidades llevaron a que, en conjunto, la potencia renovable instalada en España a finales de 2009 fuera inferior a los objetivos establecidos en el PER 2005-2010. También es preciso constatar que las previsiones en cuanto a la potencia instalada en ciclos combinados de Gas Natural también se quedaron muy por debajo de la realidad. Si bien el Ministerio de Economía preveía que en 2005 habría 14.800 MW instalados, a finales de 2009 la potencia en ciclos combinados ascendía a 22.243 MW (3).

Este problema también podía haber sido mitigado con normas regulatorias distintas, normas que hubieran permitido cierta flexibilidad para que también los consumidores se beneficiasen, vía la reducción de tarifas, de los cada vez menores costes en renovables. Por ejemplo, si en vez de establecer tarifas fijas estas se hubieran determinado a través de subastas trimestrales, la mejora de la eficiencia sin duda se hubiera trasladado al consumidor y el peso del coste de las renovables en la tarifa hubiera sido menor.

En cualquier caso, es preciso notar que la posibilidad de realizar en estos momentos inversiones en, por ejemplo, energía solar fotovoltaica a menos de la mitad del coste en que incurrieron los inversores en 2007, no quiere decir que estos ahora estén teniendo elevados beneficios. La razón es que los costes de las tecnologías renovables son, casi en su totalidad, costes fijos, y por tanto costes ya incurridos. Por ello, reducciones en las retribuciones como las que se les ha aplicado desde hace dos años, que ascienden a un 30 por 100 de su retribución, tienen un carácter retroactivo al que no se le pueden poner adjetivos que lo suavicen.

4. Normas costosas pero prescindibles

Ciertamente, la sobrerretribución de algunas tecnologías en el mercado y el aumento del peso de las renovables en el *mix* energético no son las únicas razones que explican el origen del déficit tarifario. La regulación eléctrica está cautiva de otras normas inadecuadas —unas de menor y otras de mayor entidad— que, sin aportar valor alguno al suministro eléctrico, suman en conjunto varios millones de los que la factura eléctrica podría prescindir. Sin la pretensión de ser exhaustivos, la lista incluye las siguientes partidas prescindibles o normas mejorables:

— Costes de colocación y financiación del déficit tarifario.

— Mecanismo de resolución de restricciones técnicas.

— Asignación gratuita de los derechos de emisión de CO_2.

— Cuantía de los pagos por capacidad.

— Precios de intervención de la generación de las centrales que consumen carbón nacional.

— Sobrecostes insulares y extrapeninsulares.

— Sobrecostes generados por la regulación CUR-CESUR-TUR para la determinación de la Tarifa de Último Recurso.

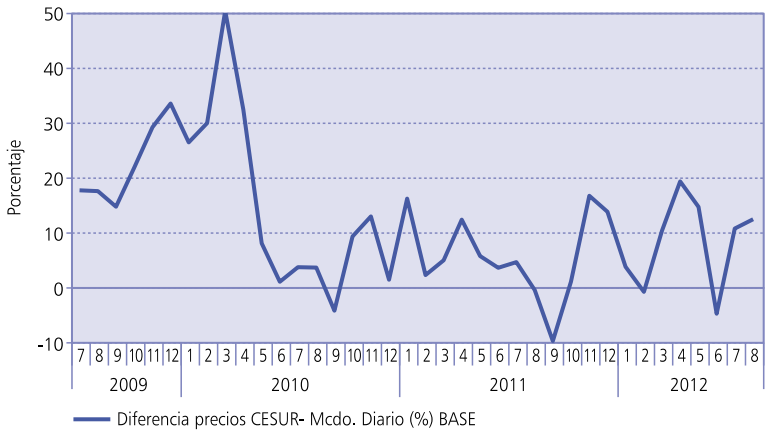
Por su importancia, aquí nos detendremos en esta última.

4.1. *Tarifa de Último Recurso*

La Tarifa de Último Recurso (TUR) afecta a más de 22 millones de consumidores, y constituye la referencia del precio que pagan las pymes y las grandes empresas. Pero sistema de fijación de la TUR, a través de las subastas CESUR, ha demostrado ser inadecuado, al haber contribuido a la inflación de los precios de la electricidad. En concreto, si la TUR se hubiera fijado en función de los precios del mercado de producción eléctrica, y no en función de los precios de las subastas CESUR, el coste de la energía para los consumidores hubiera sido un 10 por 100 inferior (ver gráfico 4).

¿Qué explica este sobreprecio? El precio que sirve para fijar el coste de la energía en la TUR se determina a través de las subastas CESUR. En ellas se subastan dos productos: Carga Base Trimestral (para el suministro de electricidad durante las 24 horas del día durante el periodo de entrega) y Carga Punta Trimestral (desde las 8 a las 20 horas de

GRÁFICO 4
DIFERENCIA ENTRE LOS PRECIOS EN LAS SUBASTAS CESUR Y LOS PRECIOS EN EL MERCADO DIARIO (PORCENTAJE)-PRODUCTO BASE



Fuente: OMEL.

lunes a viernes), según una subasta del tipo «reloj descendente». Participan del lado de la demanda los comercializadores de último recurso (denominados CUR, que por decisión del regulador son: E.ON, Endesa, Gas Natural, Hidrocantábrico e Iberdrola). Los CUR están integrados verticalmente con la generación, y horizontalmente con los comercializadores del mercado libre (es decir, pertenecen a grupos empresariales con filiales que también están presentes en el segmento de la generación y de la comercialización a precios no regulados). Mientras que la demanda en esta subasta es pasiva (los CUR no participan en la subasta y reciben unos porcentajes predeterminados de la electricidad finalmente vendida), los vendedores participan de forma activa indicando, en cada ronda de la subasta, la cantidad de cada producto que están dispuestos a vender al precio de la ronda. La subasta finaliza cuando las cantidades ofrecidas por los vendedores por cada producto son iguales o inferiores a la cantidad total demandada por el regulador; el precio de cada producto, que es el mismo para todos los adjudicatarios, es el precio de la última ronda. Los derechos de cobro o las obligaciones de pago resultantes de la subasta se liquidan por diferencias, hora a hora, entre los precios de la subasta CESUR y los del mercado diario de generación (4).

La empresas eléctricas integradas verticalmente tienen un triple interés en que el precio resultante de las subastas CESUR sea lo más elevado posible. Por una parte, las ofertas de los comercializadores en el mercado libre suelen estar referenciadas a descuentos sobre la TUR (5). Es decir, cuanto mayor sea el precio CESUR mayor será el margen de beneficios del que dispondrán los comercializadores en el mercado libre, también integrados en los mismos grupos empresariales. Por otra parte, los CUR reciben del regulador unos pagos por la venta de energía a los consumidores acogidos a la TUR iguales al producto entre el precio CESUR y el 50 por 100 de sus ventas, teniendo que comprar el 50 por 100 restante en otros mercados (6). Es decir, cuanto mayor sea el precio CESUR, mayor será el margen de beneficios que obtiene el grupo integrado a través de sus compras netas en otros mercados. Por último, pero no por ello menos importante, los generadores y los *traders* de electricidad asumen riesgo al vender parte de su energía a plazo, y por ello exigen una prima de riesgo en forma de precios superiores a los precios esperados en el mercado diario (y no al contrario, como puede ocurrir en otros mercados). Ello es así porque los costes de generación de electricidad fluctúan día a día, y esas fluctuaciones se trasladan a los precios del mercado al contado, generando así una cobertura natural a aquellos generadores que venden su electricidad en el mercado *spot*. Quienes la venden a plazo, a precios que no variarán con las fluctuaciones de los costes, se exponen así a una mayor volatilidad en sus márgenes. Los *forward premia* que se están verificando en las CESUR no resultan sorprendentes, como establece la literatura económica y evidencia empírica al respecto (7), cuando son los vendedores quienes demandan la cobertura del riesgo de precio, y no los compradores.

Pues bien, si efectivamente las empresas integradas verticalmente tienen un triple incentivo a elevar los precios CESUR, ¿cómo pueden influir sobre las subastas CESUR? (8). Por dos vías. Primera vía: retirándose de la subasta, es decir, eliminando presión competitiva. Desconocemos la identidad de las empresas finalmente adjudicatarias en las subastas CESUR, porque existe un inexplicable alto

grado de opacidad en torno a ellas (a diferencia de lo que ocurre con el mercado de producción de electricidad, que es un ejemplo por la cantidad y la calidad de los datos que hace públicos). Pero sí sabemos que el 90 por 100 de la energía suministrada en las subastas del último año corresponde a empresas diferentes a las cinco grandes eléctricas, lo cual es consistente con la idea aquí apuntada. Segunda vía: los días previos a la celebración de la subasta, elevando de forma artificial el precio de los mercados OTC, poco líquidos y opacos, para así alterar las expectativas sobre los precios futuros de la electricidad, y con ello generando inflación sobre los precios de las subastas CESUR (9).

A todo esto hay que añadir la existencia de una elevada retribución regulada (primas de riesgo por cantidad y margen comercial de los CUR) que han incrementado aún más los beneficios de los CUR y del grupo al que pertenecen, y con ello los costes para el consumidor.

Parece por tanto que el sobreprecio que los consumidores están pagando por la electricidad por efecto de las subastas CESUR responde a un problema de diseño regulatorio, y es, en esa medida, atajable (10).

El Gobierno ha anunciado recientemente su intención de reducir el número de consumidores con derecho a la Tarifa de Último Recurso (TUR) con el objetivo de «liberalizar en profundidad el sector eléctrico». A pesar del funcionamiento insatisfactorio del sistema de fijación de las TUR, como ya se ha discutido, liberalizar el sector eléctrico tiene que ver poco con esto. Liberalizar allí donde no hay competencia, no es la solución. Si de ofrecer «elección» a los consumidores se trata, sería preferible que los comercializadores estuvieran obligados a ofrecer, en su cartera de productos, un «contrato de suministro básico» que replicara los precios del mercado eléctrico. Este contrato constituiría una referencia competitiva para los comercializadores, que se verían obligados a batir con mejores precios o mejores servicios el contrato de suministro básico. Porque de no poder hacerlo, ¿qué valor añadido aportarían los comercializadores de electricidad? (11).

IV. SOLUCIONES AL DÉFICIT TARIFARIO

Se ha pretendido «solucionar» el déficit tarifario traspasando partidas de los costes del sector eléctrico a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Ya se hizo con los costes extrapeninsulares, y ahora se ha pretendido hacer también con las primas a las renovables. Pero claramente esta no es la solución. No ver esas partidas porque estén en otra casilla no quiere decir que no existan, sino simplemente que se pagan a través de otras vías. Por ejemplo, el Gobierno propuso financiar una parte de las primas de las renovables a través de los PGE —lo que la patronal UNESA recibió con satisfacción, y las empresas de renovables con cautela—, propuesta sin embargo que no ha sido finalmente aprobada por el Parlamento. Similar solución es contabilizar como ingresos del sistema eléctrico ingresos que en realidad pertenecen a la economía en su conjunto. Tal es el caso de los ingresos que generen las subastas de permisos de emisión de CO_2, que, siguiendo directrices comunitarias, van a empezar a celebrarse a partir de enero de 2013 con ingresos esperados de 450 M€/anuales.

1. Nueva fiscalidad energética

Una de las medidas de mayor calado que ha adoptado el Gobierno con el objetivo de paliar el déficit tarifario es la nueva fiscalidad energética, introducida en septiembre de 2012 a través del Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, ya aprobado por el Parlamento en noviembre del 2012. El presidente del Gobierno ya anunció la intención de modificar la fiscalidad energética en julio de 2012, cuando anunció en el Parlamento que «la solución del déficit de tarifa, que ya está por encima de los 25.000 millones de euros, vendrá de un reparto del déficit entre los diferentes sectores implicados a través de un nuevo esquema de fiscalidad energética».

La nueva ley introduce una serie de medidas regulatorias e impuestos sobre la generación eléctrica, que pueden resumirse así: 1) impuesto general del 7 por 100 sobre la facturación de la energía eléctrica, independientemente de su origen; 2) impuestos al consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica (carbón, gas y fueloil); 3) impuestos a la producción en centrales nucleares, y 4) canon del 22 por 100 a la producción hidráulica.

Gravar el Gas Natural con un impuesto del 7 por 100 dará lugar a una doble imposición a los consumidores, una vez como consumidores de gas y otra como consumidores eléctricos, pues al ser repercutido en las ofertas al mercado de las centrales de gas, que fijan el precio de mercado, va a elevar el precio de casación entre 6 y 8 €/MWh. Así, por un lado las centrales de gas se desprenderán del efecto impositivo en sus compras (lo que no podrá hacer la industria) al trasla-

dar casi en su totalidad el impuesto a precios, a la vez que darán lugar a un incremento en el precio percibido por el resto de las tecnologías cuya retribución depende de los precios de mercado.

Similar efecto tendrán los impuestos sobre el resto de combustibles fósiles. Los mercados de ajuste también se verán afectados, posiblemente en una cuantía similar, por el efecto de estos impuestos.

Por ello, el efecto de los impuestos sobre los propietarios de las centrales de carbón y de gas será casi neutro, porque los impuestos que recaudará el Gobierno serán a su vez recaudados por las empresas vía el aumento de precios. Quienes en última instancia acabarán pagando los impuestos serán los consumidores.

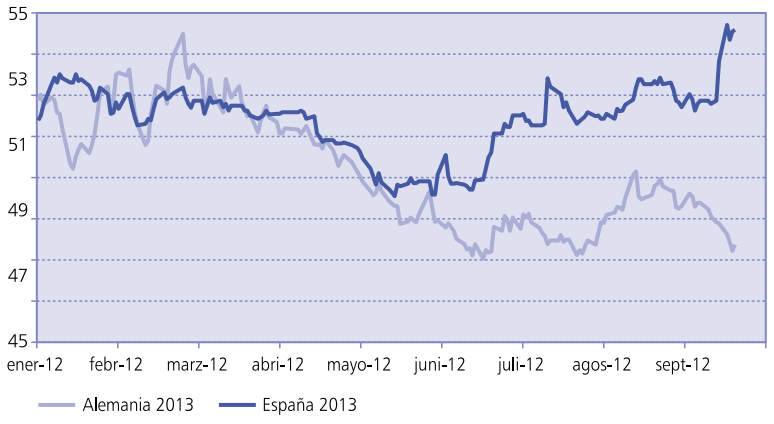
La cuantificación exacta del traslado de los impuestos a precios depende de diversos factores, pero con una demanda poco sensible al precio, como la eléctrica, cabe esperar que el traslado sea cercano al 100 por 100. En concreto, el impuesto general del 7 por 100 puede suponer un encarecimiento del precio del mercado eléctrico de unos 4 €/MWh, mientras que el impuesto sobre los combustibles fósiles puede incrementar el precio en otros 5 €/MWh. Teniendo en cuenta que el precio medio del mercado eléctrico se sitúa en torno a los 50-60 €/MWh, los impuestos implicarán que este se eleve en un 15-18 por 100. Dado que las tarifas que pagan los consumidores también incluyen otras partidas en los denominados «peajes», cuyo peso en el precio final varía dependiendo del tipo de consumidor, el efecto final sobre las tarifas eléctricas podría rondar el 6-9 por 100 para los consumidores domésticos, y el 10-15 por 100 para los industriales.

Podría pensarse que la integración de los mercados portugués y español, MIBEL, mitigará la capacidad de los productores españoles de traspasar el 100 por 100 del impuesto a precios. Sin embargo, la integración de ambos mercados es parcial dada la poca capacidad de interconexión existente (2.400 MW frente a una demanda punta en España que supera los 40.000 MWh). Los ciclos combinados portugueses seguirán compitiendo con los españoles porque los primeros no tienen capacidad de cubrir todo el «hueco térmico». Por tanto, en la medida en que los ciclos en España sigan marcando el precio del mercado (o lo hagan los portugueses, pero a un precio ligeramente inferior a los nuevos costes de los españoles), cabe esperar que la traslación del impuesto a precios sea casi íntegra. Si no fuera así, estaríamos ante un escenario peor que aquí no se analiza: los precios actuales del mercado no son competitivos, artificialmente elevados por el ejercicio de poder de mercado.

De hecho, los mercados han comprendido inmediatamente que el impuesto se trasladará a precios. Como puede apreciarse en el gráfico 5, entre junio de 2011 y junio de 2012, los precios de los futuros de electricidad fueron, en promedio, un 2,8 por 100 más baratos en España que en Alemania. Cuando en junio empezaron a correr rumores sobre las medidas de fiscalidad energética que preparaba el Gobierno, el diferencial se disparó, y los precios de los futuros en España pasaron a ser un 6,3 por 100 más caros que en Alemania. Pues bien, desde la aprobación del Anteproyecto el 14 de septiembre de 2012, el diferencial de precios entre España y Alemania ha aumentado al 13,4 por 100. Este diferencial, del orden de unos 5-7 €/MWh, se ha consolidado en los últimos meses. Cuando en diciembre de 2012 el Senado ha aprobado la subida del impuesto general del 6 al 7 por 100, el diferencial se ha disparado hasta los nuevo euros por MWh.

Se estima que los consumidores pagarán 2.200 M€/año más por efecto de las nuevas medidas fiscales, subida que se sumará a

GRÁFICO 5
COTIZACIÓN DE LOS FUTUROS DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y ALEMANIA CON ENTREGA EN 2013 (€/MWh)



las ya aplicadas en los últimos siete años, superiores al 70 por 100. El presidente del Gobierno sabía, y así lo hizo explícito en su discurso en el Congreso, que «el coste de la energía condiciona la competitividad de nuestra economía. De hecho, puede llegar a representar hasta el 50 por 100 de los costes de producción de la industria y, además, tiene un fuerte impacto en el IPC». Pero esta preocupación no ha trascendido a las medidas finalmente adoptadas.

Los impuestos sobre nucleares e hidroeléctricas no podrán ser trasladados al precio final, pero sus efectos sobre la cuenta de resultados de las empresas serán compensados, en su mayor parte, por el incremento de los precios percibidos por estas tecnologías. En concreto, el efecto sobre nucleares será en órdenes de magnitud nulo, mientras que la recaudación neta sobre las centrales hidroeléctricas puede alcanzar los 200 M€/año.

Quienes ni podrán traspasar los impuestos al precio ni podrán beneficiarse (total o parcialmente) del incremento del precio del mercado serán las energías renovables y la cogeneración. Estas tecnologías están sujetas a un régimen retributivo distinto al de las tecnologías convencionales, y su retribución varía de unas a otras. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica recibe un precio fijo por cada MWh que produce, mientras que la retribución de otras energías renovables (por ejemplo la eólica, la solar térmica, etc.) depende en mayor o menor medida del precio de mercado. Las primeras absorberán el impuesto del 7 por 100 en su totalidad, mientras que para las segundas el efecto del impuesto se verá parcialmente mitigado por el incremento del precio de mercado que perciben. En el caso de la solar térmica, se modifica la Ley del Sector Eléctrico para limitar su producción primada. En particular, si bien la ley les permitía producir hasta un 15 por 100 con gas, ahora se eliminan las primas sobre esta producción.

Se estima que el conjunto de las energías renovables y la cogeneración asumirán un coste de 750 M€ por efecto de las medidas fiscales. Este recorte se suma a la moratoria aprobada por el actual gobierno y a los recortes aplicados a algunas renovables en la legislatura anterior.

En definitiva, de los 3.050 M€ que va a recaudar el Gobierno con las nuevas medidas fiscales, 2.200 M€ los pagarán los consumidores, 750 M€ las renovables y la cogeneración, y 200 M€ las centrales hidroeléctricas. Pero quien realmente sufrirá el coste es el país en su conjunto, por efecto de la fuerte pérdida de competitividad en las empresas —fundamentalmente de los sectores industriales exportadores—, por la detracción de rentas a las familias —cuya demanda reacciona poco ante subidas del precio—, por el freno que todo ello supone al cambio de modelo productivo, y por el daño que se inflige a la percepción de los inversores sobre la seguridad jurídica en España. La evaluación económica de esta última cuestión es de difícil cuantificación, pero no cabe duda que añadirá nuevas primas de riesgo a las inversiones futuras, que acentuarán la pérdida de competitividad de nuestra economía.

2. Cambio en el modelo energético y retributivo

La reforma regulatoria en el sector eléctrico debería garantizar la convergencia de precios, costes y tarifas de tal modo que una situación como la presente no se vuelva a repetir. Las soluciones tienen que ser de distinta índole, según se trate de la retribución a las centrales ya existentes o de la retribución para las nuevas incorporaciones de potencia. Para las primeras sería adecuado respetar el marco retributivo vigente cuando los inversores llevaron a cabo sus inversiones; de lo contrario, se estaría atentando contra la seguridad jurídica que debiera proteger a ambas partes del «contrato regulatorio», es decir, a empresas y a consumidores. Una vía para hacerlo, sin alterar el funcionamiento del mercado, es introducir *contratos por diferencias* que permitieran compatibilizar la retribución que reciben las centrales en el mercado con la retribución que les debiera corresponder. Para las nuevas centrales, habría que contemplar el uso de subastas o concursos que permitieran que también los consumidores se beneficiasen de la reducción de costes que obtienen las nuevas tecnologías —principalmente, renovables— por la explotación de sus curvas de aprendizaje.

Pero ni siquiera la solución al déficit tarifario por estas vías bastaría para solventar los problemas del sector: el cambio de paradigma traído de la mano de las renovables exige un replanteamiento del marco regulatorio que rige la retribución de la energía eléctrica. ¿Cuáles serían los precios del mercado eléctrico tal y como lo conocemos ahora bajo un *mix* al 90 por 100 renovable? ¿Qué tendrían que ver con los costes de las distintas tecnologías los precios de ese mercado, a cero la mayor parte de las horas y seguramente muy elevados durante unas pocas? ¿Qué incentivos habría para que la producción fuera eficiente? ¿Y para las inversiones tanto en nueva potencia renovable, como en centrales térmicas,

necesarias como capacidad de *back-up* o de respaldo ante la variabilidad de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables? No hay duda de que, ante la realidad renovable, la inacción regulatoria no haría sino agravar las ineficiencias, ya patentes bajo el esquema actual, hasta hacerlo (si cabe, todavía más) insostenible.

Es urgente definir el modelo energético que queremos y permitir que el sector eléctrico contribuya al cambio del modelo productivo en España. La Unión Europea, a través de su Energy Roadmap, exige que los sectores eléctricos estén libres de emisiones en 2050, y establece una senda paulatina de reducción de las emisiones en los horizontes 2020 y 2030. El cumplimiento de estos objetivos exige que retomemos la apuesta por las renovables porque, de lo contrario, como pone de manifiesto la Comisión Europea en el mismo informe ya mencionado, «la suspensión de las ayudas a las energías renovables [...] hará difícil que España alcance sus objetivos energéticos y climáticos en el marco de la Estrategia Europa 2020». Aquí también habrá que modificar la regulación que determina la senda de incorporación y retribución de las renovables, pero ello no debe ser un obstáculo para el desarrollo de las renovables en España.

Es un hecho que, entre los años 2016 y 2022, las tres tecnologías renovables de mayor importancia (eólica, fotovoltaica y solar de concentración) alcanzarán costes inferiores a sus alternativas térmicas convencionales, contribuyendo así, a medio plazo, a la mayor competitividad del sector. El asunto es trascendente: sin el apoyo a las energías renovables, quedaría comprometida la aportación del sector eléctrico a la competitividad de la economía. En otras palabras, la mayor competitividad que en un horizonte no muy lejano alcanzarán las renovables será precisamente lo que permita la sostenibilidad económica —no solo la medioambiental— del sector eléctrico.

Para ilustrar esta idea, a continuación comparamos dos escenarios (12), así definidos:

1) *Escenario Business-As-Usual* (BAU):

— Objetivos comunitarios en materia de renovables se cumplen en 2020.

— La regulación retributiva se mantiene.

— Las centrales nucleares no se cierran.

— La cobertura con energía renovable alcanza el 50 por 100 en 2030.

2) *Escenario alternativo*:

— Objetivos comunitarios en materia de renovables se cumplen en 2020.

— La regulación retributiva se revisa.

— Las centrales nucleares se cierran.

— La cobertura con energía renovable alcanza el 60 por 100 en 2030.

— La potencia firme necesaria se completa con ciclos abiertos de muy pocas horas de utilización.

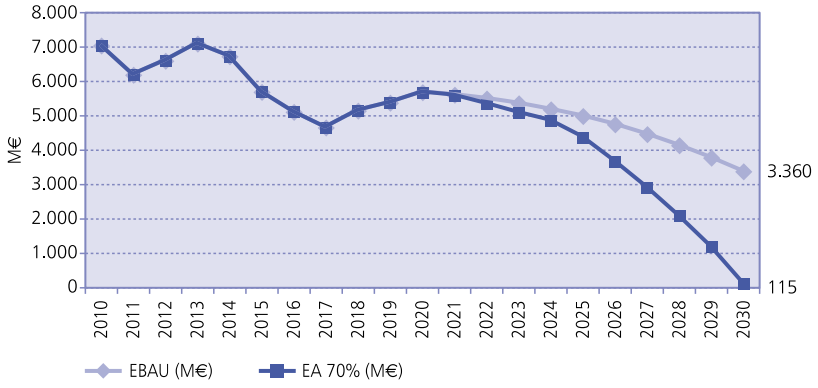
Bajo ambos escenarios, el mercado de electricidad organizado sigue constituyendo uno de los pilares básicos de la competitividad y eficiencia del sistema. Pero el que haya un precio único para toda la electricidad, igual al coste de la tecnología con mayores costes marginales, no es óbice para que se realicen pagos intrasistema que ajusten las rentabilidades de tecnologías dispares. Además, en ambos se introducen instrumentos de mercado para la incorporación de la nueva potencia renovable: subastas periódicas para garantizar que la competencia captura para los consumidores la fuerte pendiente de la curva costes de aprendizaje en el desarrollo de las energías renovables.

La comparación entre el escenario *Business-As-Usual* con el escenario *alternativo* —caracterizado por una senda más acelerada de incorporación de renovables y por cambios en la regulación de la retribución—, aporta conclusiones relevantes al respecto: la incorporación creciente de energías renovables va a suponer un esfuerzo inversor que no se podrá acometer sin reformas en la regulación de la retributiva de la generación; pero el aprovechamiento de las curvas de aprendizaje de las energías renovables permitirá que en el horizonte 2030, estas contribuyan a cubrir el mayor coste de las energías fósiles (13).

De hecho, como se percibe en el gráfico 6, el escenario alternativo implica una reducción del volumen total de primas a pesar de la incorporación de nueva capacidad. Ello es así porque, gracias a que las renovables empiezan a presentar costes medios inferiores a los costes de las tecnologías térmicas convencionales, las primas equivalentes a las renovables empiezan a ser negativas (es decir, las renovables devuelven dinero al sistema).

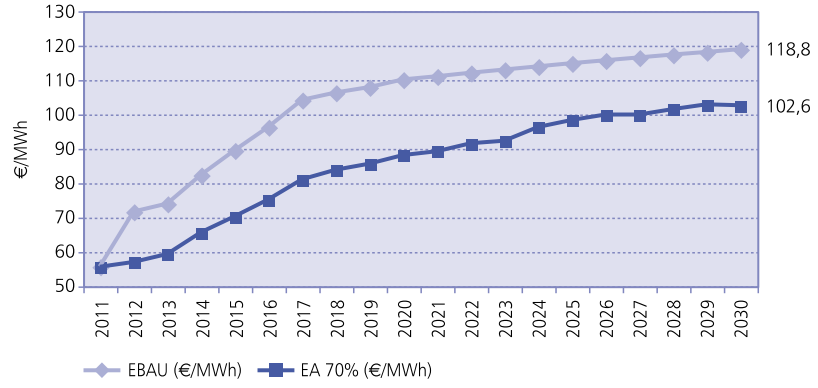
El escenario *alternativo*, con menos nuclear y más renovables,

GRÁFICO 6
PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL (Millones de euros)



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 7
PRECIOS AL CONSUMIDOR (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia.

permitiría además durante el periodo 2012-2030 fuertes ahorros para los consumidores frente al escenario *Business-As-Usual*. Como se aprecia en el gráfico 7, los precios al consumidor en el «escenario sostenible» son en 2030 inferiores en más de un 10 por 100 en relación con los precios del escenario BAU. El área entre ambas líneas representa el ahorro de costes para el consumidor entre el escenario sostenible y el BAU; que bajo los supuestos adoptados, asciende a 100.000 M€. Evidencia adicional de que la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental son indisolubles.

NOTAS

(1) No obstante es necesario advertir que estos menores ingresos implican una menor utilización de las centrales de ciclo combinado y, por tanto, menor consumo de Gas Natural, cuyo coste es el más alto de todo el *mix* de generación que normalmente cubre la demanda diaria de electricidad. Y también hay que advertir que estas centrales sí han mantenido los pagos por capacidad que son independientes de sus horas de utilización y que son liquidados por fuera de los peajes aunque sí sean costes regulados.

(2) Estas cuestiones se discuten en detalle en FABRA PORTELA y FABRA UTRAY (2009).

(3) A finales de 2005 se dispone de una potencia instalada de 10.020 MW. La proyección estimada de la evolución de la potencia máxima y mínima de las centrales de ciclo combinado en 2011 alcanza un valor que varía entre 26.000 y 30.000 MW. Tomado de «Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA, 2006: 39 y 43.

(4) Para una descripción más detallada, véase la Web del administrador de la subastas, OMEL: http://www.subastascesur.omel.es.

(5) Véase www.comparador.cne.es.por, el comparador de ofertas de energía de la CNE.

(6) Un cambio normativo reciente exige que los CUR adquieran, por el 50 por 100 restante, la energía al régimen especial, lo cual ha reducido sus márgenes, así como las primas equivalentes del régimen especial.

(7) Véanse LONGSTAFF y WANG (2004), KARAKATSANI y BUNN (2005), BESSEMBINDER y LEMMON (2002). Por ejemplo, en el mercado *forward* de Reino Unido se han verificado *forward premia* del 9 por 100, al igual que en Powernext, donde además se observa que los *premia* se reducen a medida que el contrato se aproxima a su vencimiento.

(8) Ante las sospechas de manipulación, en noviembre de 2010 el Ejecutivo encargó a la CNE una investigación sobre el funcionamiento de las subastas CESUR. La investigación se ha cerrado sin pruebas concluyentes.

(9) En línea con esta idea, en junio de 2010, el presidente de la CNMV declaró: «Los tres días precedentes a las subastas CESUR, el volumen de operaciones con derivados de electricidad OTC crece muy considerablemente —en torno al 90 por 100— respecto al promedio de las restantes sesiones, produciéndose un significativo aumento de precios que vuelven a caer tras la realización de las subastas». Sin embargo, en una reciente investigación, la CNE dice no haber encontrado «indicios de comportamientos que pudieran suponer una manipulación del mercado en junio y septiembre de 2011».

(10) La CNE introduce con frecuencia cambios en las normas y supervisión de las subastas CESUR y es posible que la descripción realizada no responda en alguno de sus detalles a las normas vigentes, pero para nada afectan ni al análisis hecho ni a las consecuencias económicas que han sido subrayadas.

(11) Este tema se discute en detalle en FABRA PORTELA y FABRA UTRAY (2010). Véase también JOSKOW (2000).

(12) Los datos relacionados con la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables proceden del «Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables 2020-2030», realizado en mayo de 2010 por el IDAE y el BCG. Es necesario advertir que este estudio ha resultado ser conservador en sus previsiones. La pendiente de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables está siendo más acusada en los años 2011 y 2012 que la que este estudio contempló.

(13) El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, aprobado por el Gobierno en noviembre de 2011, y su extensión inercial a 2030 constituyen con el estudio del IDEA y el BCG mencionado en la nota anterior, la base de estos caculos. No tienen en cuenta, por consiguiente, la caída de la demanda de electricidad verificada en los años 2011 y 2012 que modificaría las hipótesis de los escenarios BAU y «alternativo», y por consiguiente las estimaciones cuantitativas. No obstante las conclusiones cualitativas en las que desemboca el análisis no quedan afectadas, y más si se tiene en consideración que la pendiente de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables está siendo más acusada que la prevista en el estudio del IDEA/BCG utilizada en la cuantificación de los beneficios de un escenario «alternativo».

BIBLIOGRAFÍA

BESSEMBINDER, H., y LEMMON, M.L. (2002), «Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets», *Journal of Finance*, 57: 1347-1382.

COMISIÓN EUROPEA (2011), Communication «Energy Roadmap 2050», diciembre. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm.

— (2012), «Evaluación del programa nacional de reforma y del programa de estabilidad de España para 2012», julio.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2008), «Precios y costes de la generación de electricidad». Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne82_08.pdf.

— (2012), «Informe sobre el Sector Energético Español. Parte I: Medidas para garantizar la sostenibilidad económica-financiera del sistema eléctrico», marzo 2012. Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf.

FABRA PORTELA, N., y FABRA UTRAY, J. (2009), «Un diseño de mercado para el sector eléctrico español», *Papeles de Economía Española*, 121: 141-158.

— (2010), «Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos», *Cuadernos Económicos de ICE*, n.º 79.

IDAE y BOSTON CONSULTING GROUP (2010), «Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables 2020-2030», mayo.

JOSKOW, P. (2000), «Why Do We Need Electricity Retailers? or Can You Get It Cheaper Retail?». Disponible en: http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/papers.

KARAKATSANI, N.V., y BUNN, D.W. (2005), «Diurnal reversals of electricity forward premia», mimeo, Department of Decision Sciences, London Business School.

LONGSTAFF, F.A., y WANG, A.W. (2004), «Electricity forward prices: A high-frequency empirical analysis», *Journal of Finance*, 59: 1877-1900.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA (2006), «Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011», marzo.

EL DÉFICIT DE TARIFA Y LA IMPORTANCIA DE LA ORTODOXIA EN LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Carlos SALLÉ ALONSO (*)

Grupo Iberdrola

Resumen

A lo largo del artículo se analiza el concepto de déficit tarifario, su génesis y evolución, así como los efectos negativos que genera sobre el sector eléctrico, entre los que se destaca el aumento del riesgo regulatorio, las distorsiones negativas a la eficiencia y las barreras a la comercialización y al desarrollo del mercado de futuros. Junto a esto, se lleva a cabo un análisis crítico de las medidas que ha venido adoptando la Administración para abordar el problema del déficit tarifario, detectándose las debilidades de algunas de ellas y proponiéndose medidas alternativas como base para alcanzar un marco regulatorio ortodoxo en el sector eléctrico español.

Palabras clave: déficit tarifario, riesgo regulatorio, costes regulados, sostenibilidad, competitividad.

Abstract

This paper develops an assessment on the concept of tariff deficit, its origin and evolution, as well as the negative effects generated on the electricity sector, among the most remarkable could be highlighted: increasing regulatory risk, negative distortions to efficiency, barriers to retail bussiness and to the development of the futures market. Moreover, the paper carries out a critical analysis of the measures that have been undertaken by the Administration to address the problem of the tariff deficit, detecting their weaknesses and proposing some alternative measures, which would be the basis for achieving an orthodox regulatory framework for the Spanish electricity sector.

Key words: tariff déficit, regulatory risk, regulated costs, sustainability, competitivity.

JEL classification: H89, K20, L50, L51, L94.

I. INTRODUCCIÓN

El presente artículo aborda el problema del déficit tarifario y su solución en el marco de la regulación del sector eléctrico español a través de seis apartados que siguen a esta introducción. En el apartado II, se describen los costes de suministro eléctrico en España y se analiza la competitividad relativa de los precios minoristas de la electricidad en el marco europeo. En el III, se explica el concepto de déficit tarifario y su financiación. El apartado IV analiza la evolución que ha registrado el déficit tarifario y las claves regulatorias de la Administración para abordar este problema. El V muestra los efectos negativos y distorsiones generadas por el déficit tarifario. En el VI se valoran las medidas que se han venido proponiendo por parte de la Administración y se presentan alternativas desde la óptica de la ortodoxia regulatoria. Por último, se presentan las principales conclusiones que se pueden extractar del análisis previo.

II. EL PRECIO DEL SUMINISTRO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y LOS COSTES QUE LO COMPONEN

1. ¿Qué elementos componen la factura que paga el consumidor por el suministro eléctrico?

Los consumidores eléctricos pagan en sus facturas por dos conceptos diferentes:

Por una parte, pagan un componente «de energía» por los costes relacionados con la producción y venta de la energía convencional (producida en centrales nucleares, de carbón, ciclos combinados a gas, hidráulica, etc.). Este coste se genera en un mercado mayorista en el que los comercializadores compran la energía a los generadores para, posteriormente, vendérsela a los consumidores finales.

Por otra parte, pagan lo que se llama peajes o tarifas de acceso, que son los precios regulados que establece el Gobierno para pagar: *a)* las redes de transporte y distribución por las que circula la energía; *b)* las primas al régimen especial (a las centrales de energías renovables y cogeneración que necesitan apoyos para ser rentables), y *c)* otros costes también regulados (como el coste de la Comisión Nacional de Energía, el del Operador del Sistema, las anualidades para recuperar déficits de años anteriores, etc.). Es un componente regulado y lo fija la Administración.

Es decir, cuando un comercializador cobra al consumidor, con ese dinero tiene que adquirir la energía, pagar los peajes que establece el Gobierno, y obtener un margen por su actividad.

2. ¿Qué costes hay detrás del suministro eléctrico?

Antes de entrar en el complejo trabajo de explicar el déficit y sus consecuencias, es necesario pro-

fundizar más en los costes que paga el consumidor y su categorización:

a) El coste de producir, transportar, distribuir y comercializar la electricidad. Estos costes son los que, en el gráfico 1, se denominan «costes propios del sistema», y representan en la actualidad más o menos el 55 por 100 de la factura de los clientes (en 2010 suponían el 50 por 100).

b) Unos costes que se han ido adicionando a la tarifa por diversos motivos (prestaciones sociales, políticas medioambientales y políticas de cohesión territorial), que no tienen nada que ver con el suministro eléctrico y han ido encareciendo la factura del consumidor.

c) Unos impuestos (IVA hasta hace poco del 18 por 100, que se ha visto incrementado recientemente al 21 por 100, y el de electricidad del 5 por 100).

La suma de los costes *b)* y *c)* podría denominarse «costes asociados a la factura eléctrica» (ver gráfico 1) y, en la actualidad, ascienden a más o menos la mitad de lo que pagan los clientes. A lo largo de los siguientes apartados se ilustra cómo el crecimiento de estos dos componentes ejerce fuertes presiones al alza sobre los costes de suministro y, por ello, es en ellos, y no en los incluidos en el apartado *a)* anterior, sobre los que hay que tomar las principales medidas.

El coste de producción y el coste de comercialización se establecen en mercados liberalizados.

Una parte de los costes incluidos en *a)* (el coste de transporte y de distribución, establecidos por la Administración de manera regulada y a los que se puede denominar «coste de acceso propios») se suman a los costes incluidos en el apartado *b)* («costes de acceso asociados») y son recaudados de los clientes a través de los denominados peajes o tarifas de acceso.

Los costes incluidos en *b)* son una mezcla de elementos variados:

— Costes de índole social: incluye el coste de subsidiar el consumo del carbón nacional (no es competitivo frente a otros combustibles (como el gas o el carbón importado), y por ello se le da un apoyo). También se encuentra en esta categoría el coste del bono social, que es la compensación que se otorga a los clientes vulnerables para que no les afecten los incrementos en las tarifas.

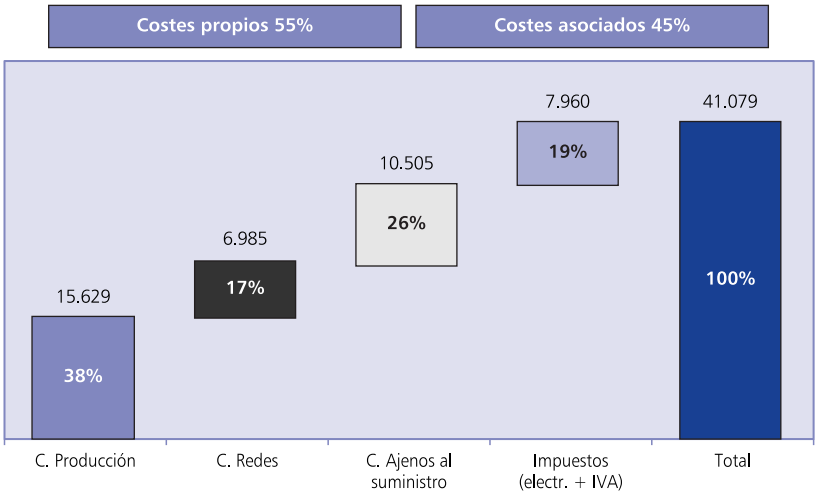
— Costes provocados por las políticas de cohesión territorial: pagos que se dan a los generadores de las islas y de las ciudades autónomas porque allí es más costoso generar electricidad que en la península, con objeto de que los consumidores de dichos territorios puedan tener suministro eléctrico al mismo precio que los de la península.

— Costes motivados por decisiones de política económica: las anualidades que se incluyen en la tarifa cada año para recuperar los déficits que la Administración generó en el pasado. La justificación oficial del déficit era mantener la competitividad de las industrias y el poder adquisitivo de las familias.

Como cualquier otra política industrial, económica o social en cualquier otro sector, su financiación debería recaer en los presupuestos públicos y no en la tarifa eléctrica.

— Costes motivados por decisiones de política medioambiental: esencialmente las primas (apoyos) que se pagan a las ener-

GRÁFICO 1
COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 2011



Fuente: Elaboración propia.

gías renovables porque aún no son competitivas respecto de las tecnologías ordinarias y hay definidos una serie de compromisos de generación eléctrica a partir de renovables que hay que cumplir.

3. Análisis de la eficiencia de los costes de la factura eléctrica. ¿De dónde proviene la falta de competitividad del precio final del suministro eléctrico (precio minorista) en España?

El hecho de incorporar en los precios de la electricidad conceptos ajenos a los costes propios del sistema ha hecho que los precios eléctricos finales españoles no sean competitivos en el marco europeo.

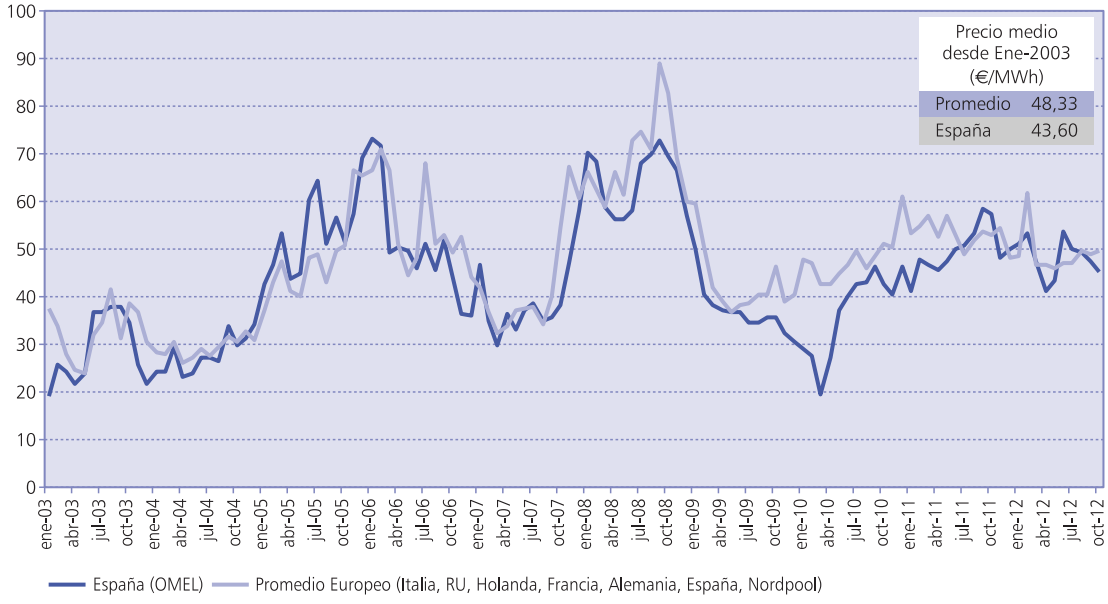
En los siguientes puntos se analiza más en detalle cómo son de eficientes los distintos componentes de la factura total de electricidad. Es fácilmente demostrable que la falta de competitividad de la tarifa española no tiene su origen ni en el precio de producción de la electricidad en el mercado mayorista ni en el coste de las redes.

a) El coste de producción en España se obtiene en un mercado mayorista de los más competitivos. El resultado es que, de manera mantenida, el precio resultante es de los más bajos en Europa (ver gráfico 2), lo que muestra que este coste no es el origen de la falta de competitividad de las tarifas españolas.

b) Por otra parte, los estudios comparativos muestran que el coste de la distribución en España está por debajo de la media de otros países europeos (ver gráfico 3), por lo que este componente tampoco parece ser la razón para la poca competitividad de las tarifas eléctricas españolas. De hecho, puede observarse que, por ejemplo, el consumidor español paga por las redes de distribución 2 €/MWh menos que la media europea, lo que representa del orden de 600 millones de euros menos para el total de la energía. Cabe señalar que este estudio es anterior al fuerte recorte retributivo (casi 700 M€) que el RD-ley 13/2012 aprobó para las redes de distribución, por lo que la eficiencia de las redes de distribución española es incluso mayor, alcanzando una retribución que es un 20 por 100 inferior a la media europea.

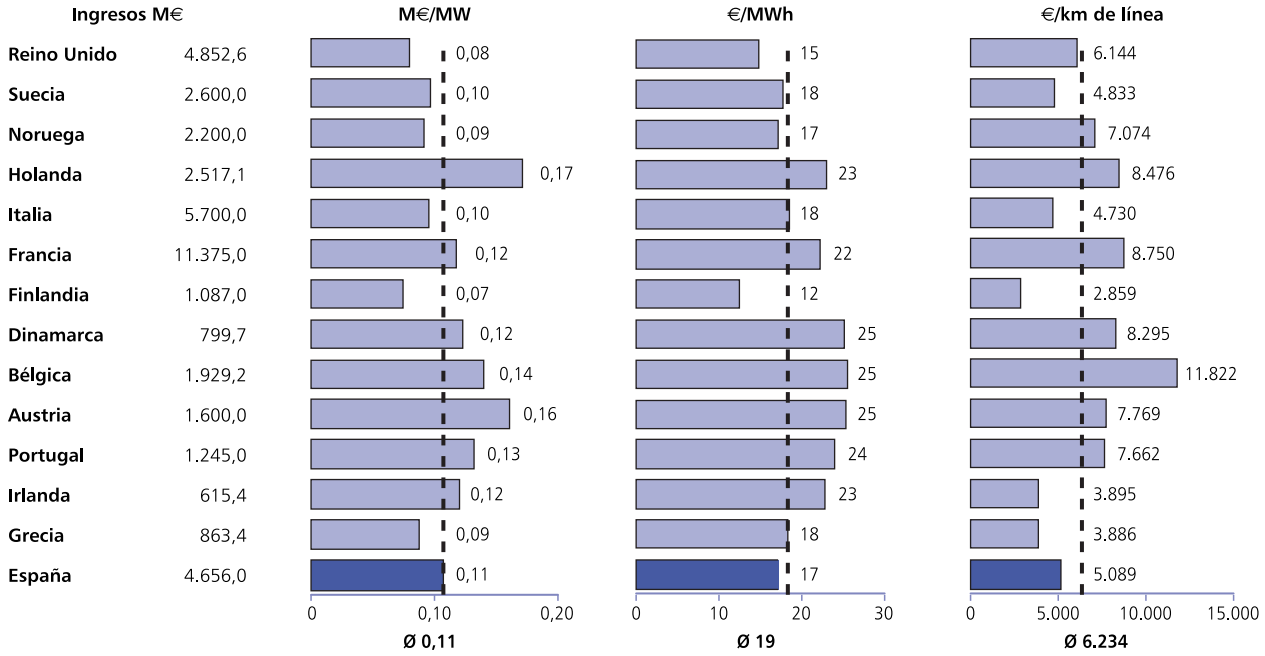
c) Sobre la fiscalidad, una pequeña pincelada sobre su aportación al bajo nivel de competitividad de la tarifa eléctrica en

GRÁFICO 2
PRECIOS MERCADOS MAYORISTAS EN EUROPA (EUR/MWh)



Fuente: Bloomberg. Media del precio del mercado diario desde el 1 de enero de 2003 hasta el 31 de octubre de 2012.

GRÁFICO 3
COMPARATIVA DE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN LA UE



Fuente: Informe KPMG, «Estudio sobre el modelo retributivo de la actividad regulada de distribución de energía eléctrica en Europa», enero 2012.

España: es la aplicación al consumo de electricidad de un 21 por 100 de IVA (hasta hace unos meses era del 18 por 100), y tiene un impuesto de la electricidad de alrededor del 5 por 100 cuyo destino final son las Comunidades Autónomas. El análisis es que no tiene sentido aplicar el 21 por 100 del IVA a un producto cuyo precio se tiene tan tutelado y que se quiere contener su impacto en las economías domésticas e industriales. Otros países europeos, pese a que no tienen el problema del déficit tarifario, han optado por aplicar valores inferiores al de España; por ejemplo (1), Reino Unido ha optado por aplicar un IVA del 5 por 100 a los consumidores eléctricos domésticos; Italia aplica un tipo del 10 por 100. Valores inferiores del IVA permitirían una mayor velocidad de adecuación de los peajes y, a su vez, de eliminación del déficit, mitigando el impacto sobre la factura final de los clientes.

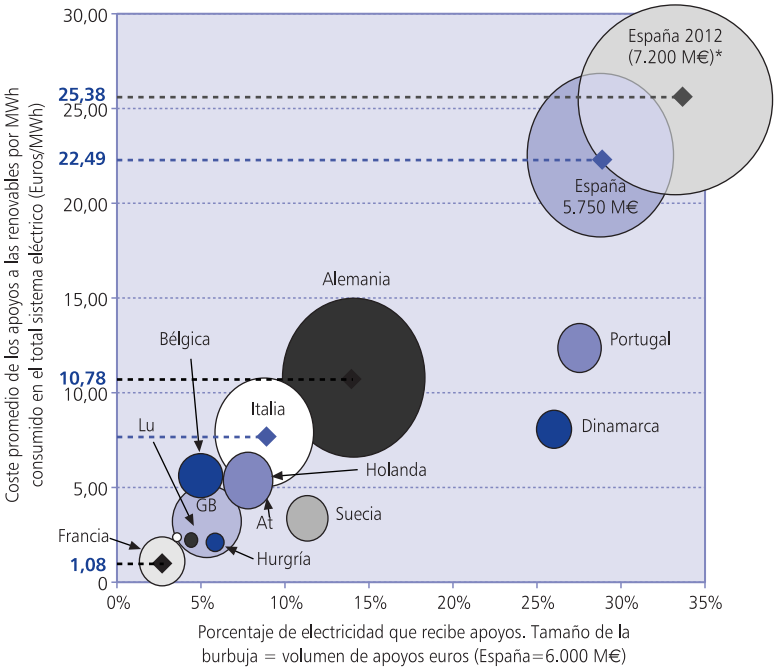
d) En el ámbito de los costes de acceso asociados, la principal reflexión es que ninguno de ellos debería estar incluido en las tarifas, o, por lo menos, alguno de ellos no en su totalidad.

No tiene sentido que los sobrecostes extrapeninsulares (por encima de 1.800 M€ y que obedecen a objetivos de cohesión territorial), o los apoyos que se dan, mediante primas, a las instalaciones del régimen especial (6.000-7.000 M€/año y creciendo) que obedecen a políticas medioambientales (con objetivos que trascienden al propio sector eléctrico porque son de índole nacional y deberían afectar, o bien a todos los ciudadanos, o en segunda instancia a todos los consumidores de todas las energías, y no solo a los consumidores de electricidad), o las anualidades del déficit de años anteriores (que superan ya los 2.000 M€/año y que corresponden a una decisión de política económica y social) estén incluidos en las tarifas de acceso.

Además de la merma de competitividad que representa el que los citados costes asociados estén en la tarifa eléctrica, en las siguientes líneas se analiza brevemente la partida de costes que más ha crecido en los últimos años: la de las primas al régimen especial.

En el gráfico 4, obtenido de un informe del Consejo de Regu-

GRÁFICO 4
COMPARATIVA DEL CONSEJO DE REGULADORES EUROPEOS DE LOS SISTEMAS DE APOYO A RENOVABLES



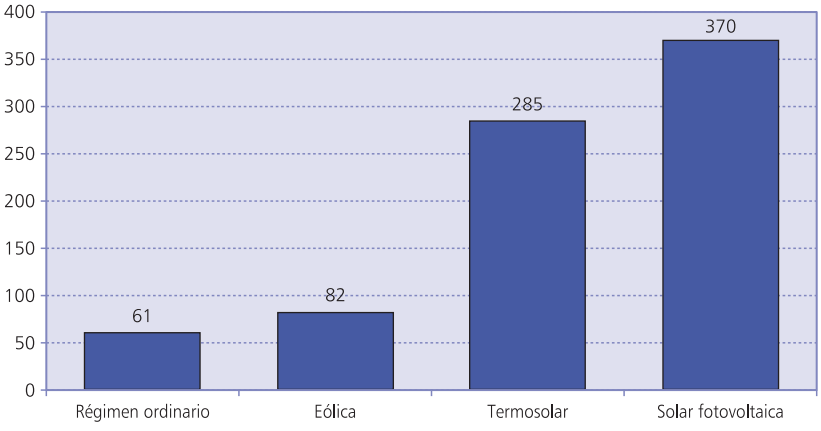
Fuentes: CEER (Consejo de Reguladores de Energía Europeos), Informe sobre Apoyo a Energías Renovables en Europa Ref.: C10-SDE-19-04a, 4 de mayo de 2011. Elaboración propia según metodología CEER.

ladores de Energía Europeos sobre esta cuestión, se observa cómo ya en 2009 los apoyos a las renovables pesaban mucho más sobre los consumidores en España que en otros países. Hay dos elementos que destacan de España: el primero, que el grado de penetración de las energías primadas (renovables + cogeneración) en el *mix* español (por encima del 30 por 100) es el más alto de Europa. El segundo elemento es que dicha penetración de renovables se hace a mucho mayor coste que otros países: por ejemplo, Portugal y Dinamarca tienen porcentajes similares pero su coste agregado es mucho menor, ya que han alcanzado dicha penetración con tecnologías mucho más baratas.

La previsión elaborada para 2012 exacerba aún más la diferencia de España respecto de otros países.

En el gráfico 5 puede comprobarse por qué el coste unitario del apoyo es mucho mayor en España. Es evidente que hay que fomentar las renovables, y dado que hoy en día no son competitivas frente a las energías convencionales, hay que apoyarlas económicamente. Hemos dicho que el coste de incentivación debería salir, al menos parcialmente, fuera de la tarifa eléctrica. Pero independientemente de que lo paguen los ciudadanos (Presupuestos) o los consumidores eléctricos (tarifa) o el conjunto de consumidores energéticos, la eficiencia debería haber guiado que la penetración masiva y la consecución de los objetivos establecidos se hiciese con la tecnología más eficiente disponible —la eólica— a un coste de 82 euros y no a los 285 o 370 €/MWh de otras tecnologías disponibles. Ello no significa que se tuviera que haber abandonado la fotovoltaica o la termosolar, sino que se debería haberlas

GRÁFICO 5
COSTE MEDIO POR TECNOLOGÍAS EN ESPAÑA (En euros/MWh)



Fuente: CNE.

apoyado con objetivos más moderados, a través del I+D+i y proyectos de demostración, hasta que se disminuyesen sus costes unitarios. Es importante señalar cómo la curva de aprendizaje de la fotovoltaica ha permitido que sus costes sean en el momento actual del orden de los 120 €/MWh, lo que significa que si el desarrollo masivo que se hizo en 2008, con pagos cercanos a los 400 €/MWh, se hubiese retrasado y se hiciese a día de hoy, los ahorros para los consumidores eléctricos en los próximos veinticinco años serían enormes. Y dicha curva de aprendizaje también demuestra que la fotovoltaica es una tecnología muy importante a futuro si sigue con dicha tendencia.

III. ¿QUÉ ES EL DÉFICIT TARIFARIO Y CÓMO SE FINANCIA?

Se presentan a continuación algunas definiciones que tienen que ver con el déficit tarifario:

— *Déficit tarifario:* El déficit tarifario es el desfase entre lo que se recauda de los usuarios a través de los peajes y los costes regulados que hay que satisfacer, quebrándose con ello el principio de suficiencia tarifaria, que debe tener en cuenta cualquier sistema de tarificación sostenible.

— *Déficit tarifario anual* (2): Es el déficit tarifario que se genera en un año o el desfase que se produce entre los costes regulados que hay que pagar un año dado y la recaudación por la aplicación de los peajes de acceso que se definen para ese año. En el gráfico 8 puede observarse cuál ha sido el déficit anual que se ha generado desde 2002 hasta la actualidad.

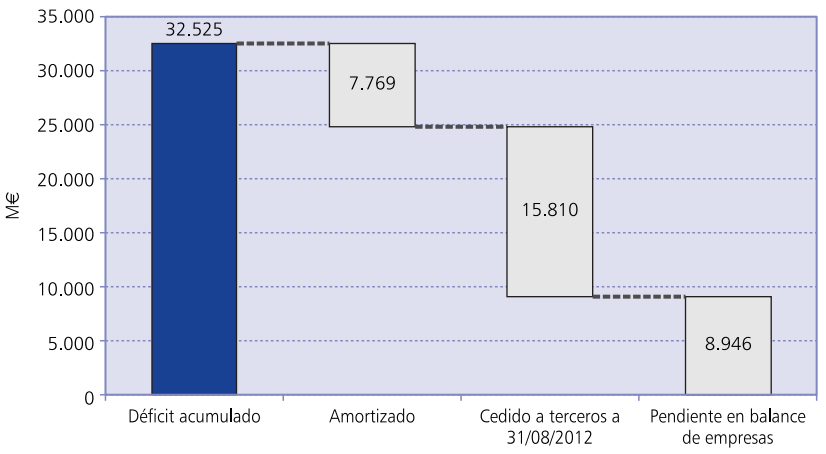
— *Anualidad del déficit del año «n»:* El déficit generado en un año «n» se recupera en los siguientes quince años mediante un recargo en la tarifa de acceso, o anualidad, que incluye la recuperación de una quinceava parte de déficit del año «n», más los intereses que se generan. A la hora de calcular los peajes de un año, esta anualidad se trata en esos quince años como si fuese un coste más de ese año. Por lo tanto entre los años «n+1» y «n+15», en los peajes de acceso de cada uno de estos años se deberán añadir a los costes anuales el correspondiente a X/15 más intereses del déficit que se generó en el año «n».

— *Déficit tarifario total acumulado:* Es la suma de todos los déficits anuales que se han generado desde la aparición del primero (ver gráficos 6 y 8). Asciende a unos 32.000 M€. Parte de él ya ha sido recuperado a través de anualidades incorporadas en las tarifas de los últimos años.

— *Déficit tarifario pendiente de recuperar:* Es la parte del déficit tarifario total acumulado que aún no se ha recuperado con las anualidades de las tarifas de acceso. En el momento actual asciende a unos 25.000 M€ (ver gráfico 8). Esta cantidad se adeuda, una parte a las empresas eléctricas que financiaron al origen el déficit, y otra a agentes financieros que, a través de procesos diversos de cesión del derecho a cobrar las anualidades futuras, se han hecho con dichos derechos.

— *Déficit tarifario en los balances de las empresas o pendiente de titulizar:* Es la parte del déficit tarifario pendiente de recuperar que aún permanece en el balance de las empresas eléctricas financiadoras del déficit. A cierre de 2011 ascendía a unos 8.627 M€ y en el momento actual se acerca a los 9.000 M€ (ver gráfico 6), de los cuales 7.000 corresponden a déficits *ex ante* titulizables y el resto a los desajustes temporales netos que han surgido hasta la fecha en 2012.

GRÁFICO 6
SITUACIÓN DE DÉFICIT ACUMULADO Y PENDIENTE A 31 DE AGOSTO DE 2012



Fuentes: Minetur y CNE.

IV. EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT. LAS LLAVES REGULATORIAS DE LA ADMINISTRACIÓN

La aparición del déficit tarifario en el sector eléctrico español fue de la mano de la aportación de ingresos para pagar dicho déficit por parte de cinco empresas (Hidrocantábrico, Endesa, EON, Iberdrola y Gas Natural Fenosa).

Esto ocurrió por primera vez en 2000. La Administración se encontró con que no podía hacer frente a los pagos de los costes reales con los ingresos que estaban pagando los clientes a través de las tarifas aprobadas por ella misma. Como la cantidad en aquellos momentos era pequeña (algunas decenas de millones de euros) y esta provenía esencialmente de un desajuste temporal entre ingresos y costes, provocado porque las tarifas solo se revisaban una vez al año y las mismas podían desajustarse por incorrectas previsiones de los costes o de ingresos realizados a principios del año, la Administración decidió establecer un sistema de financiación, asimismo temporal, para solventar dicha coyuntura. Para ello obligó a cinco empresas a realizar las aportaciones de dichos desajustes pequeños y coyunturales, y cuya financiación se devolvería en pocos meses cuando se realizase la siguiente revisión anual de tarifas.

Esta fue la génesis del problema. El problema se podría haber resuelto con pequeños ajustes de la tarifa (bimestrales, trimestrales o semestrales, más frecuentes según el desajuste que se detecte sea mayor para que no siga creciendo), como dicta la ortodoxia regulatoria.

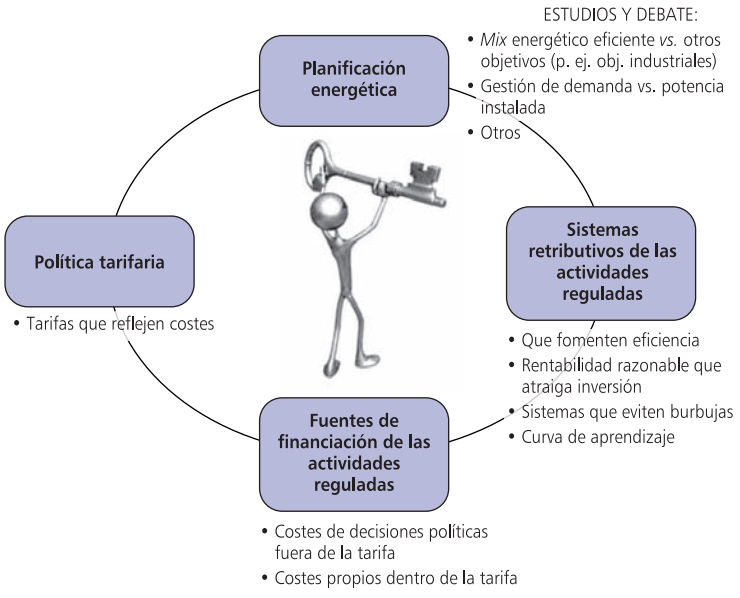
Antes de proseguir conviene hacer un inciso, de cara a identificar correctamente las responsabilidades de la Administración en la génesis y evolución del déficit.

La Administración tiene en sus manos cuatro «llaves» regulatorias (gráfico 7):

— *Planificación energética*. La Administración es la responsable de establecer la política energética y, en especial, la planificación vinculante de todo lo que tenga que ver con actividades reguladas (la producción de energía eléctrica convencional está liberalizada desde 1998 y no entra dentro de la planificación energética). Por ejemplo, la Administración es la que aprueba las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que deben ser construidas o la que decide cuántas renovables, en qué momento y de qué tipo, hay que tener en España. Dicha planificación debe estar soportada por estudios, debates y audiencias que le den el rigor y la sostenibilidad necesarias. Al definir dicha planificación, la Administración tiene toda la capacidad de decidir ir más allá de las decisiones más eficientes desde el punto de vista particular del sector eléctrico.

— *Sistemas retributivos de las actividades reguladas*. Para las actividades reguladas, la Administración decide su régimen retributivo y la forma de ajustarlo o revisarlo en el tiempo. Al ser actividades reguladas debe garantizar a quien invierta en ellas (en redes o en energías que requieren de apoyos, como las renovables o la cogeneración) una rentabilidad razonable y acorde al riesgo que se asume en dichas actividades reguladas y una predictibilidad sobre los potenciales mecanismos de ajuste de la retribución que otorgue las adecuadas garantías regulatorias. Todo ello

GRÁFICO 7
LAS LLAVES REGULATORIAS DE LA ADMINISTRACIÓN



Fuente: Elaboracion propia.

debe hacerlo de manera eficiente, evitando sobrerrentabilidades, para defender el interés de los consumidores.

— *Establecimiento de fuentes de financiación de las actividades reguladas*. La Administración dispone de la capacidad para definir los mecanismos de financiación que permitan hacer sostenible la política energética y retributiva que ha definido. Podrá optar por que una parte de la política energética se financie de presupuestos públicos y otra, por ejemplo, de la tarifa eléctrica, o que lo paguen el conjunto de los consumidores energéticos, en el caso de las energías renovables.

— *Política tarifaria*. Dispone también la Administración de la propia gestión de la tarifa eléctrica, en la que debería garantizar que los costes asignados a la misma son recaudados de manera puntual, sostenible y eficiente, y que las señales económicas que dan dichas tarifas guían las decisiones de consumo de manera eficiente.

Solo la Administración tiene capacidad sobre las cuatro llaves. Y, como veremos a continuación, a través de una inadecuada gestión de las cuatro llaves se ha creado el problema del déficit.

Volviendo a los inicios del déficit, a partir del año 2001 el déficit pasó de ser una herramienta de carácter técnico para financiar desajustes pequeños y coyunturales a lo largo de un año, a ser una potente herramienta política que creaba enormes desajustes tarifarios y cuyo plazo de recuperación de las cantidades aportadas por los financiadores supera la decena de años. Y la cantidad ha ido creciendo hasta alcanzar valores de déficits acumulados superiores a los 30.000 M€, de los que quedan por recuperar de las tarifas futuras cerca de 25.000 M€ y con déficits anuales que han superado en algún año los 5.500 M€ (ver gráfico 8).

Hasta 2007, la Administración fue utilizando determinados argumentos para justificar mecanismos de intervención de ingresos a determinados agentes para ir conteniendo el déficit. Estos argumentos eran del tipo:

— «El mercado mayorista es poco fiable porque está controlado por pocos agentes», motivo por el cual se tenía la excusa para no considerar en las tarifas finales el precio real que surgía del mercado.

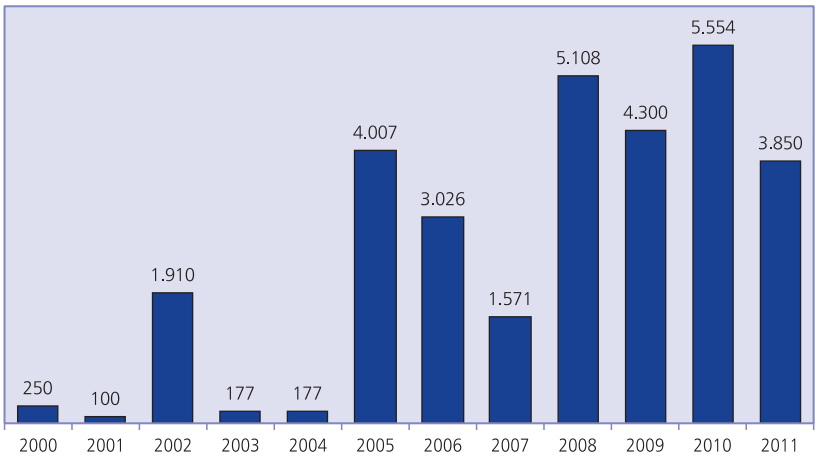
— O «Hay que quitar los pagos de potencia a las hidráulicas y nucleares porque están amortizadas», aunque dichas centrales estuviesen prestando el servicio por el cual se les retribuía y aunque fuese falso que estuviesen amortizadas. Este argumento de la amortización como argumento para intervenir rentas es recurrente por algunas personas, pero paradójicamente solo se plantea para el sector eléctrico. Aunque fuese cierto que estuviesen amortizadas —que no lo es—, no tiene ningún sentido su aplicación en un mercado liberalizado.

— O, el tantas veces repetido, «Las empresas se forran», mezclando interesadamente como argumento para la intervención de ingresos los beneficios obtenidos en el extranjero con los nacionales, u obviando que los beneficios absolutos, al compararlos con el alto valor de los activos y la alta base de accionistas, representaría una rentabilidad unitaria baja, etcétera.

La realidad ha puesto de manifiesto que dichos argumentos no son ciertos:

1. El mercado mayorista eléctrico español se ha convertido en uno de los más competitivos y con los precios más bajos de Eu-

GRÁFICO 8
EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE TARIFA



Fuente: CNE.

ropa, como reconocen las propias autoridades reguladoras españolas y europeas (3).

2. Los activos hidráulicos y nucleares no están amortizados, además de que eso no debería ser ningún motivo para intervenir sus ingresos estando en una actividad libre.

3. La rentabilidad de las empresas tradicionales por su actividad española ha ido cayendo sistemáticamente y está totalmente contenida.

A partir del año 2009, la situación que se había generado en las empresas financiadoras del déficit (obligándolas a financiar cada vez cantidades mayores y, de vez en cuando, interviniendo sus retribuciones mediante modificaciones de sus marcos legales) era tan crítica que se aprobó una normativa para posibilitar que las empresas pudiesen ceder (titulizar) a una entidad nueva, llamada FADE (Fondo de Amortización del Déficit Tarifario), los derechos de cobro futuro de la deuda que tenían en sus balances. Una vez cedidos estos derechos, el FADE subasta diferentes productos financieros (por ejemplo bonos) para que agentes del mercado financiero aporten los fondos necesarios para hacerse con los derechos que las empresas eléctricas han transferido al FADE. Los ingresos obtenidos en dichas subastas son transmitidos por el FADE a las empresas eléctricas, que descuentan de sus balances la parte de la deuda por cobrar que tienen, al tiempo que los adjudicatarios de las subastas de FADE se quedan con el derecho a percibir del sistema tarifario las anualidades incluidas en las tarifas de acceso de los siguientes años. De esta manera, se desbloquean parcialmente los balances de las empresas eléctricas pudiendo dedicar sus recursos a realizar sus funciones habituales de inversión y explotación, dejando de ser empresas financiadoras a la fuerza.

En un contexto de crecimiento del déficit tarifario, a lo largo de 2009 y 2010 se promulgaron tres RD-ley (4) que establecían una serie de compromisos mediante los cuales la Administración asumía a futuro la obligación de disciplinarse en su política tarifaria (aunque dicha disciplina debería haberse cumplido sin necesidad de nueva normativa, ya que el marco legal ya vigente desde el año 1997 —la Ley 54/1997— ya establecía el principio de suficiencia tarifaria a cumplir por la Administración). Para ello se establecieron déficits máximos anuales decrecientes y se concretó el año 2013 como el de eliminación del déficit. De paso, esas normas introducían nuevas obligaciones en algunas de las empresas eléctricas, que volvían a mermar sus ingresos o a aumentar sus costes (por ejemplo, obligar a asumir el coste del bono social y el coste de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, seguir financiando el déficit, pasar a pagar peajes de transporte, limitar retribuciones de la fotovoltaica, etc.).

Cabe señalar que los tres RD-ley no fueron simultáneos; por ejemplo, el RD-ley 6/2010 vino a aumentar aún más los límites de déficit que había establecido el RD-ley 6/2009, debido a que, con posterioridad a la publicación de este, la Administración había vuelto a incumplir las obligaciones legales establecidas pocos meses antes.

Pero el tema no paró ahí. Después de promulgado el RD-ley 6/2010, la Administración volvió a gestionar de manera inadecuada las cuatro «llaves» citadas anteriormente, disparándose de nuevo el déficit. Por ejemplo:

— Planificó de manera ineficiente: existiendo el problema del déficit, publicó un Plan de Renovables que apostaba por una planificación cara, que iba más allá de los compromisos de renovables del 20 por 100 en 2020.

— Pese a que los RD-ley aprobados establecían el inicio de una limpieza de la tarifa de los costes que no le correspondían (en este caso, un proceso gradual de paso a Presupuestos Generales del Estado en cuatro años del sobrecoste extrapeninsular), no se ha cumplido dicho proceso, aumentándose el déficit.

También en dirección contraria a dicha limpieza de costes se promulgó una nueva normativa que incentivaba el consumo de carbón nacional, más caro y más contaminante que otras alternativas disponibles de producción de electricidad.

— En las diferentes revisiones trimestrales que ha habido hasta el momento actual se han incumplido los compromisos de eliminación del déficit, que la propia Administración fijó entre 2009 y 2010, al establecerse subidas tarifarias muy por debajo de lo necesario para cumplir los límites. El incumplimiento ha sido tan evidente, que el Tribunal Supremo ha dictado recientemente varios autos y sentencias obligando a la Administración a que cumpla la legalidad vigente.

En 2012 se aprobó el RD-ley 1/2012, que hace un intento de parar a futuro los altos costes de la planificación debidos a algunas tecnologías renovables caras. Junto al anterior RD-ley, en este mismo año se han aprobado otros dos, orientados a avanzar en la solución del déficit tarifario:

1. El RD-ley 13/2012 (5), cuya principal medida consiste en un

ajuste del 10 por 100 en la retribución del transporte, la distribución y otras actividades reguladas. La medida más radical, por su monto (casi 700 M€) como por su falta de justificación y la rotura del marco regulatorio vigente para la actividad, fue una reducción de la retribución de la distribución. Si, como se ha demostrado anteriormente, esta ya era una actividad eficiente y que no era motivadora del problema del déficit, significaba que se volvía a caer en errores similares a los del pasado: tomar medidas contra actividades eficientes, sin justificar el porqué, y dejar sin resolver los problemas que de verdad generan el déficit.

2. El RD-ley 20/2012 (6), que introduce entre otras cuestiones: ajustes para reducir la partida de costes extrapeninsulares, la obligación de establecer un suplemento territorial en los peajes de acceso en aquellas comunidades autónomas donde se aprueben tributos autonómicos sobre las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico y la eliminación de la revisión trimestral de los peajes de acceso. Una vez más dicha nueva normativa, que no estaba acompañada de ningún estudio económico que justificase las medidas ni los efectos colaterales que pudiese representar, más que arreglar el problema de la mala regulación ha aumentado la incertidumbre. Especialmente llamativa es la anulación de la revisión de peajes trimestrales, al no entenderse cómo se elimina la posibilidad de ir ajustando los peajes cuando aparezcan oportunidades de hacerlo.

De forma adicional a los ajustes incluidos en los tres anteriores RD-ley, el Consejo de Ministros del 14 de septiembre de 2012 aprobó el Anteproyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que incluye las siguientes medidas:

— Un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica con un tipo único del 6 por 100 a aplicar a los ingresos de la producción de energía eléctrica (7).

— Impuestos a la generación y almacenamiento de residuos nucleares:

1. Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica.

2. Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

— Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica:

1. Tipo del 22 por 100 del valor económico de la energía hidroeléctrica producida.

2. El canon se reduce en un 90 por 100 para instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y para todas las instalaciones de bombeo.

— Céntimos verdes sobre el gas natural para consumo y generación eléctrica y sobre el carbón, el fueloil y el gasóleo utilizados para generar electricidad:

1. Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio.

2. Carbón para producción eléctrica: 0,65 euros por gigajulio.

3. Fuelóleo destinado a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas: 12 euros por tonelada.

4. Gasóleo destinado a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas: 29,15 euros por 1.000 litros.

— La eliminación de primas para la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible fósil en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles (por ejemplo, la utilización de gas natural en las plantas termosolares).

Además, en la rueda de prensa en que se aprobó el citado Anteproyecto de Ley se anunciaron las siguientes medidas (que, no obstante, no han sido publicadas en el Proyecto de Ley):

— Que la recaudación por la subasta de derechos de CO_2 se destine a cubrir costes del sistema eléctrico.

— El traspaso de anualidades del déficit tarifario a Presupuestos Generales del Estado.

La cuantificación de las medidas anteriores fue también presentada por el Gobierno en la rueda de prensa y se recogen en el cuadro n.º 1.

Tal y como se verá en detalle en el apartado V, esta última propuesta de reforma parte una vez más de un diagnóstico inadecuado: toma de nuevo medidas inadecuadas sobre actividades eficientes y, pese a lo que señala

CUADRO N.º 1

CUANTIFICACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LOS IMPUESTOS SEGÚN LA MEMORIA ECONÓMICA DEL PROYECTO DE LEY

	M€/año
1. Impuesto del 6 por 100 a toda la generación:	
a) Rég. ordinario	572
b) Rég. especial	688
2. Impuestos nucleares:	
a) Generación residuos radioactivos	266
b) Almacenamiento de residuos	0
3. Canon de generación hidráulica	304
4. Céntimo verde:	
a) Al gas natural	793-936
b) Al carbón para generación eléctrica	287
c) Fueloil y gasóleo para producción de energía eléctrica	60
5. Sin primas a la producción renovable con gas natural (termosolar)	60
6. Ingresos de subastas de CO2*	450
7. Anualidades del déficit a PGE*	2.200
TOTAL	5.680-5.823

Nota: (*) Partidas no incluidas en el Proyecto de Ley.
Fuente: Elaboración propia.

su objeto, no ofrece las señales medioambientales que debería ofrecer, teniendo un objetivo claramente recaudatorio, muy enfocado en extraer recursos de las actividades más eficientes. Lo que es peor, no resuelve el déficit tarifario y, por ello, anuncia para más adelante otra reforma generalizada en el sector eléctrico.

V. EFECTOS NEGATIVOS Y DISTORSIONES CREADOS POR EL DÉFICIT TARIFARIO

La falta de ortodoxia en la regulación eléctrica y, en particular, el mantenimiento de un déficit tarifario sistemático han planteado problemas de eficiencia económica, barreras al desarrollo de la actividad de comercialización y, en especial, una percepción muy negativa entre los analistas e inversores, cuyo impacto va más allá del sector eléctrico, perjudicando la imagen de España como destino de inversión.

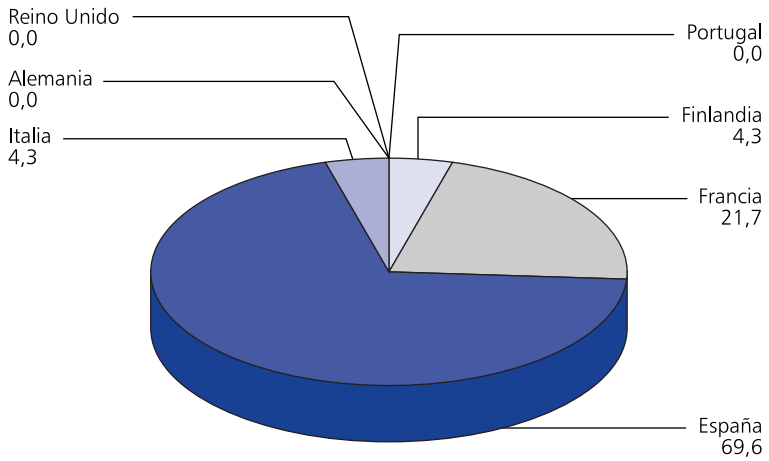
1. Riesgo regulatorio

El efecto sobre la credibilidad regulatoria del sector eléctrico español ha sido enorme: tanta intervención de normativas retributivas en contra de derechos de los agentes eléctricos, y la falta de voluntad política de o bien trasvasar costes a presupuestos públicos o bien afrontar subidas de tarifas con las que ir solucionando el problema del déficit, ha sido percibido por los mercados de capitales con preocupación, lo que a la postre significa un empeoramiento de la prima de riesgo y un encarecimiento de la financiación privada.

En una encuesta de Nomura de julio de 2012, el 70 por 100

GRÁFICO 9

RESULTADOS DE ENCUESTA NOMURA SOBRE RIESGO REGULATORIO ¿EN CUÁLES DE ESTOS PAÍSES EL RIESGO POLÍTICO ES MÁS ALTO PARA LA CONVENIENCIA DE LAS EMPRESAS? (Elija Uno. La respuesta se muestra en porcentaje)



Fuente: Nomura, «Q2 2012 Investor Outlook Survey», julio de 2012.

de los cuarenta inversores con los que contaba la muestra daba a España como el país europeo en el que las *utilities* tienen mayor riesgo regulatorio.

Esto se constituye como un elemento desincentivador de la inversión en activos eléctricos, que unido al impacto negativo sobre la situación económico-financiera de las empresas obligadas a la financiación del déficit, supone una barrera importante al papel dinamizador de la economía del sector eléctrico como principal inversor industrial en España.

2. Distorsiones de eficiencia

En cuanto a los problemas de eficiencia, limitar los incrementos tarifarios del presente de forma artificial, financiándolos con cargo al consumo futuro, eleva el consumo presente respecto a los niveles de consumos requeridos y eficientes en un modelo sostenible. Lo contrario ocurrirá en el futuro, cuando se disuada de consumir aunque la energía pueda estar barata, porque se están pagando numerosas anualidades de déficit de años anteriores.

Esta distorsión al consumo de electricidad es una señal que conduce a decisiones ineficientes (tanto en el caso de particulares como de empresas) en relación a:

— la elección de fuentes energéticas (electricidad *versus* gas);

— la decisión de cuánto consumir;

— las decisiones en equipos consumidores de energía, etcétera.

La adopción de estas decisiones en función de señales de precio eficientes es uno de los elementos básicos para avanzar en la mejora de *la eficiencia energética, identificada como la principal medida para hacer frente a los retos del modelo energético*, más aún en España que cuenta con una elevada intensidad energética y una alta dependencia energética exterior.

Poniendo en contexto europeo la distorsión de precios generada por el déficit tarifario, el peor comportamiento registrado por la intensidad energética española (consumo energético/PIB) respecto a los países de nuestro entorno, tiene entre sus condicionantes el hecho de que los consumidores eléctricos han ido siguiendo las señales que se han lanzado desde un sistema tarifario, que lejos de fomentar la eficiencia energética ha fomentado el consumo.

3. Barreras a la comercialización y al desarrollo de mercados de futuros

Hasta la total desaparición de las tarifas integrales en 2009, el déficit de tarifa había supuesto un grave impedimento al desarrollo de la comercialización libre debido a la imposibilidad de que los comercializadores pudieran competir en el mercado con unas tarifas integrales por debajo de costes que sirvieron de refugio a los consumidores.

Lo mismo ocurría con los mercados de futuros, que no se pudieron desarrollar debido a que las múltiples intervenciones regulatorias hacían que el riesgo regulatorio fuese muy superior al riesgo de mercado que tratan de gestionar dichos mercados de futuro.

VI. VALORACIÓN DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS Y ALTERNATIVAS PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA DEL DÉFICIT

1. Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

En términos generales, la propuesta que está en su trámite parlamentario incrementa el riesgo regulatorio por muchos motivos:

a) No acota en el tiempo el esfuerzo que se recaba de los agentes. Da la sensación de que se implanta un sistema recaudatorio.

b) Los mercados de capitales aumentan la prima de riesgo aún más sobre el sector, ya que, además de la norma en trámite parlamentario, se anuncia que en los próximos meses se volverá a revisar toda la normativa sectorial, con lo cual —e independientemente de los efectos que ya de por sí genera la propuesta en tramitación— alejará a cualquier inversor de invertir en el sector eléctrico en España durante mucho tiempo.

c) No soluciona el problema del déficit tarifario, al haber incurrido de nuevo en errores de diagnóstico. Es necesario que las tarifas de acceso dejen de recoger costes que no le corresponden. Por ejemplo, sobrecostes extrapeninsulares (casi 2.000 M€).

d) En verdad, y aunque su título y objeto así lo dicen, no es una norma de objeto medioambiental:

— Da señales contrarias al supuesto objeto perseguido (por ejemplo, penaliza a la hidráulica

como si fuese la tecnología más contaminante).

— En relación al establecimiento de céntimos verdes, es destacable que se sigue manteniendo la discriminación a favor del sector de hidrocarburos líquidos, porque a estos no se les ha establecido un «céntimo verde».

e) La falta de transparencia y de robustez en el planteamiento de las propuestas genera numerosos efectos colaterales indeseables, ineficientes e imprevistos. La memoria económica presentada no es tal, ya que no aporta estudios solventes que demuestren, por ejemplo, si se esperan problemas con los grandes consumidores de electricidad, o con la cogeneración, o con el equilibrio económico-financiero de las empresas eléctricas basado en sus cuentas auditadas; o con el retraimiento de la inversión y sus efectos sobre la economía, etc. O estudios que expliquen el porqué de los distintos valores impositivos planteados; o por qué se impone el 22 por 100 de impuesto de manera discriminatoria a la tecnología más limpia que es la hidráulica, etcétera.

f) Finalmente cabe señalar que, a pesar de las medidas propuestas en la nueva norma y las aprobadas en los primeros meses del año, no está asegurado el cumplimiento del déficit de 2012:

— Una estimación realista de déficit para 2012 supone 3.500 M€ por encima del límite de los 1.500 según RD-ley 14/2010.

— Dado que la ley entraría en vigor en 2013, no se solucionaría el extradéficit de 2012.

— En el Proyecto de Ley no se ofrece ninguna alternativa para ajustar el desfase de 2012.

2. ¿Cómo debería ser la actuación de la Administración con relación a las cuatro llaves que gestiona? Necesidad de procedimientos administrativos

La Administración tiene plena capacidad para diseñar la política energética que consideren oportuna. No obstante, se le debería exigir el cumplimiento de una serie de requisitos para que dicha política sea eficiente y sostenible.

Recordemos las cuatro llaves de que dispone la Administración:

— Planificación energética.

— Sistemas retributivos de las actividades reguladas.

— Establecimiento de fuentes de financiación de las actividades reguladas.

— Política tarifaria.

Una política energética ortodoxa pasa por establecer los objetivos que pretende la misma, analizar las opciones disponibles y sus potenciales consecuencias en términos de sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad, y optar por la que se considere más adecuada, concretando a continuación el pertinente marco económico y legal que permita su consecución.

El análisis de la política energética española muestra que ha adolecido de importantes debilidades que, como se ha comentado, han introducido señales muy negativas a los inversores. Tomando el ejemplo de las energías renovables, el proceso ha seguido la siguiente dinámica (con decisiones explícitas y, en algunos casos, implícitas):

— Se ha tomado la decisión de incentivarlas (primera decisión, que consideramos adecuada).

— En un momento dado se decide ir más allá del compromiso adquirido por España e incentivar tecnologías más caras que otras opciones disponibles (segunda decisión, de la cual no se dispone de los estudios que justifican las bondades de ir más allá).

— Se establece que la fuente de financiación sean las tarifas eléctricas (tercera decisión, de la cual tampoco existen estudios que demuestren la bondad de esta decisión y de cómo afectará la misma a las economías domésticas y a los clientes industriales).

— Posteriormente, tras darse cuenta de la pérdida de competitividad que tal política de incentivación genera, se toma la decisión de trasvasar a clientes futuros, mediante la limitación de los incrementos tarifarios, el coste que el fomento de la política de renovables puede provocar en el cliente actual (cuarta decisión, de la cual tampoco existen estudios que analicen los efectos sobre la intensidad energética, o sobre los efectos económicos y de bienestar de los clientes futuros, etc.).

— Una quinta decisión sería haber obligado a cinco empresas (no a todas) del sector eléctrico, y no al sector financiero, a realizar la financiación de tal política de incentivación, sin analizar si esto podía poner en riesgo la sostenibilidad de las mismas.

— Una sexta decisión ligada a la anterior es que la financiación la realizasen las empresas *holding* en vez de las empresas que realizan actividades reguladas en España, como hubiese sido lo lógico en

un régimen de separación de actividades como el establecido en la normativa española y siendo el déficit de tarifas un problema ligado a las actividades reguladas en España.

— Y una séptima decisión la configuran las distintas iniciativas que han ido modificando los marcos retributivos de las renovables más allá de los controles que ya estaban establecidos en las normas iniciales, aumentando la inseguridad regulatoria de los inversores.

Sin perjuicio de lo anterior, se presenta a continuación una selección de algunas de las medidas que podrían adoptarse para solucionar el problema del déficit tarifario.

3. La principal medida: la recuperación de la credibilidad regulatoria

Es crítico recuperar la credibilidad en las actuaciones de la Administración en el sector eléctrico, ya que son demasiadas las ocasiones en que se han hecho promesas que se han incumplido o se han tomado medidas normativas en contra de los principios de la política energética. Se han incumplido los marcos legales y normativos que la propia Administración se había dado, y que había transmitido a los agentes y a los mercados de capitales. La reforma de la regulación del sector eléctrico debe hacerse sobre una visión del funcionamiento del sector a largo plazo. Las medidas basadas en diagnósticos inadecuados, no dialogadas, y con objetivos de corto plazo (por ejemplo, incremento de la recaudación fiscal) no servirán para recuperar la confianza y la credibilidad del sistema.

4. Actuaciones principales para acabar con el déficit tarifario

Tal y como se ha señalado anteriormente, el punto de partida para abordar la solución al problema del déficit tarifario es la ruptura con el círculo vicioso derivado de la falta de ortodoxia en la regulación y su discrecionalidad.

Las medidas deberán enmarcarse en torno a seis grandes bloques:

1) Eliminar de las tarifas conceptos de coste que no le corresponden, y adecuar su fiscalidad a la de un bien básico.

2) Medidas sobre actividades reguladas: ajustar la planificación a la situación de demanda que surge de la crisis, y adecuar las retribuciones de las actividades reguladas que tienen sobrerretribuciones respecto de una retribución razonable.

3) Suficiencia tarifaria: ajustar tarifas a costes de suministro garantizándose normativamente el cumplimiento del principio de suficiencia tarifaria para que no se haga uso electoralista de las tarifas eléctricas.

4) Incremento de ingresos adicionales a las tarifas (inyección al sector eléctrico de las subastas de CO_2, etc.).

5) Cambio en el sistema de financiación del déficit mientras exista: emisiones FADE para el déficit pasado y el ICO como financiador de los nuevos déficits.

6) Contribución de los hidrocarburos a la financiación de la política de fomento de las energías renovables.

VII. CONCLUSIONES

A lo largo del artículo se ha tratado de explicar lo que significa el déficit tarifario, su génesis y evolución, los efectos negativos que genera y una propuesta de medidas para salir de la situación actual en que se encuentra el sector eléctrico.

A modo de resumen se presentan las principales conclusiones que se pueden extractar del artículo. Estas podrían ser de gran utilidad para elaborar la versión final del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como la anunciada reforma posterior del sector eléctrico, y poder alcanzar una verdadera solución al déficit tarifario y la base de un marco regulatorio ortodoxo en el sector eléctrico español.

1) Es necesario concretar normativamente el establecimiento de procedimientos para que las Administraciones (actuales y futuras) cumplan de manera eficiente con las cuatro llaves de las que son responsables.

2) La falta de competitividad de la tarifa eléctrica proviene de que la misma ha estado soportando costes que no le deberían corresponder. Entre dichos costes estarían:

— Extracostes de políticas ambientales (primas a las renovables, planes de eficiencia (8), etcétera).

— Extracostes de política social (apoyo al carbón nacional).

— Extracostes de políticas de cohesión territorial (extracostes extrapeninsulares).

— Extracostes de política económica (anualidades del déficit tarifario).

Estos costes deberían atribuirse a los Presupuestos Generales del Estado o ser compartidos con otros sectores energéticos.

3) En el caso del apoyo a las renovables, debería definirse un sistema de reparto de estos extracostes ambientales entre el conjunto de los consumidores energéticos (9), por ser costes originados por el consumo final de todos los tipos de energía.

4) Debe eliminarse la práctica de intervenir de manera discrecional los ingresos de las actividades que funcionan de forma eficiente, como se ha venido haciendo de manera habitual, y como se repite una vez más en la última propuesta de proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, empezando a dotar de confianza a los agentes y mercados de capitales. Para ello:

— En las actividades liberalizadas debe eliminarse cualquier control de ingresos por parte de la Administración.

— En el ámbito de las actividades reguladas —transporte, distribución, primas a las renovables, etc.— se debe adecuar su retribución a una rentabilidad semejante y acorde con el nivel de riesgo de las mismas, evitando que en alguna de ellas se produzcan rentabilidades no adecuadas.

5) España necesita las energías renovables. El sobrecoste asociado a su desarrollo no debe perjudicar la competitividad de los costes de suministro eléctrico.

6) A la mayor brevedad posible debe eliminarse el instrumento del déficit tarifario, y adoptarse prácticas tarifarias ortodoxas de suficiencia tarifaria. La tarifa eléctrica debe obedecer a los mismos principios de suficiencia de ingresos de cualquier producto. Las tarifas de acceso deben reflejar siempre los costes, definiendo una metodología técnica no manipulable por temas coyunturales o discrecionales.

7) Si por decisión política se decide que los clientes actuales no paguen la totalidad de costes, la decisión correcta debería ser trasladar esta política social/industrial a los Presupuestos Generales del Estado, una vez recibido el visto bueno de la Comisión Europea.

8) Si existe interés en controlar a la baja la factura eléctrica para los consumidores, no parece lógico que se le aplique un IVA que no sea el reducido, o que se le aplique un impuesto de la electricidad que es, directamente, un mecanismo de financiación autonómico.

9) No tiene sentido hacer cargar con la financiación del déficit a cinco empresas eléctricas por algo que es una responsabilidad de la Administración. Lo lógico sería que, si se decide que exista déficit, su financiación corriese a cargo de instituciones financieras del Estado (el ICO) o privadas, cuyo objeto social y especialización de negocio es la aportación de financiación.

10) La devolución del déficit financiado debe hacerse cuanto antes. Esto es un derecho de las empresas y una obligación de la Administración que les impuso una obligación de financiación.

NOTAS

(*) La elaboración de este artículo ha sido posible gracias a la colaboración de José Manuel López Linares, Miguel Muñoz Rodríguez, Isabel Martín Rodríguez, Gonzalo Saenz de Miera Cárdenas y Francisco Laverón Simavilla. El presente artículo es una actualización del que fue publicado en *Cuadernos de Energía*, del Club Español de la Energía, en junio de 2012.

(1) Véase www.ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_en.pdf.

(2) El déficit de un año dado se divide a su vez en dos conceptos: el déficit *ex ante*, que es el que se prevé antes de que empiece un año, y que se incluye en las tarifas de acceso de ese año, y el déficit *ex post* o desajustes temporales que se presentan por encima de dicho déficit *ex ante* una vez transcurrido el año. La introducción de estos dos elementos añadiría complejidad a la explicación, por lo que hemos considerado oportuno solo hablar de déficit anual. Pero sí que es importante señalar que el déficit *ex ante*, o sea, programar con antelación un desajuste de ingresos, es algo único en la regulación internacional.

(3) La CNE ha ratificado recientemente, en su informe «Información CNE en relación a la supervisión de la negociación en el mercado OMPI y el mercado OTC y su efecto en la 15ª y 16ª subastas CESUR supervisadas», que no existe manipulación en las subastas eléctricas, como venían repitiendo algunas voces.

(4) RD-ley 6/2009, RD Ley 6/2010 y RD Ley 14/2010.

(5) RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

(6) RD-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

(7) A fecha de cierre de este artículo, en la tramitación parlamentaria del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se ha introducido una enmienda que propone un tipo único del 7 por 100 en lugar del 6 por 100.

(8) Los planes de eficiencia sirven para financiar programas de eficiencia energética por distintas administraciones (central, autonómicas, etc.) en cualquier sector. Por ejemplo, desde cambiar ventanas a planes de transporte público.

(9) Hay que recordar que los compromisos de España en materia de renovables afectan a todas las energías finales (electricidad, gas y productos petrolíferos, entre otros), pero por eficiencia en costes se desarrollan mayoritariamente en el sector eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

BOCG (2012), Congreso de los Diputados núm. A-25-1 de 28/09/2012, página 1. Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (121/ 000025).

BOE (1997), Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

— (1997), Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

— (2006), RD-ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

— (2009), RD-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

— (2010), Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

— (2010), RD-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

— (2010), RD-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

— (2012), RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Comisión Europea (2012), «VAT Rates Applied in the Member States of the European Union». Disponible en: www.ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_en.pdf.

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2010), *La energía en España*.

Sáenz de Miera, G. (2011), *Un análisis prospectivo de la electricidad en España,* s.l., Club Español de la Energía.

Sallé, C. (2009), «Los principios de buena regulación en el sector eléctrico», en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*, Aranzadi, pp. 211-256.

www.energiaysociedad.es (http://www.energiaysociedad.es/material_didactico.asp)

POLÍTICAS PARA LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO (*)

María Paz ESPINOSA
Cristina PIZARRO-IRIZAR
Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea, UPV/EHU, BRiDGE

Resumen

En este artículo cuantificamos el efecto de las medidas impositivas recogidas en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Aun cuando estas medidas fiscales persiguen obtener un nivel de recaudación que reduzca el déficit, desafortunadamente pueden tener efectos secundarios sobre el precio de mercado. Una vez cuantificado el alza de los precios de la electricidad en el *pool* (mercado diario) y su impacto sobre el déficit tarifario, el efecto neto de los nuevos impuestos sobre el déficit es muy reducido. Finalmente, y dado que el déficit tarifario tiene su origen en parte en los incentivos para estimular la inversión en energías renovables, estudiamos la posibilidad de sustituir el sistema actual de FIT (*feed-in tariff*) o FIP (*feed-in premium*) por un mercado de certificados verdes.

Palabras clave: política energética, mercado eléctrico, energía renovable, déficit de tarifa.

Abstract

In this article we measure the effect of the new Tax Regulation for Environmental and Energy Sustainability, approved by the government on September 14, 2012. These new tax measures are designed to obtain a level of revenue that will reduce the deficit of regulated activities. Unfortunately, they may also have side effects on the market price. Once the increase in pool electricity prices and its final impact on the deficit is taken into account; it turns out that the net effect of the new taxes on the deficit is very small. Finally, since the deficit of regulated activities is to a large extent caused by the incentives to renewable energy, we analyze the possibility of replacing the current system of FIT (feed-in-tariffs) or FIP (feed-in-premium) by a green certificate market.

Key words: energy policy, electricity market, renewable energy, deficit of regulated activities.

JEL classification: L51, Q40.

I. INTRODUCCIÓN

La organización de los mercados de energía, incluyendo las políticas de apoyo a la energía renovable, es hoy una cuestión económica de primera magnitud. Las decisiones del regulador sobre el mercado eléctrico han afectado y seguirán afectando a la eficiencia del mercado y obviamente son susceptibles de generar mejoras o empeorar su funcionamiento (1). Lo que quizá no es tan evidente es la enorme influencia de este mercado en la economía en su conjunto. Por supuesto, está el hecho de que la energía supone un 4-5 por 100 del PIB en los países industrializados, pero este porcentaje subestima la relevancia del sector. Para ilustrar el peso del sector eléctrico recurriremos a una historia que escuchamos de Tom Rutherford (Rutherford, 2012; Hogan y Manne, 1977). Cuenta esta historia que si se hace un guiso con la carne de un elefante y de un conejo, solo se apreciará el sabor de la carne del elefante. Y así uno tiene la tentación de pensar que el diseño del mercado eléctrico no se apreciará de forma significativa en los resultados macroeconómicos. Pero si tenemos en cuenta que las decisiones regulatorias pasadas han generado un déficit tarifario que actualmente está en torno a los 24.000 millones de euros, resulta claro que el sabor del conejo se aprecia claramente en el guiso de elefante. Las decisiones que se tomen en cuanto al diseño de este mercado son por ello especialmente relevantes y deben analizarse con detalle y con datos. El diseño del mercado eléctrico nos debe preocupar de forma prioritaria en el contexto de la situación de la economía española actual.

En este artículo analizamos el efecto de varias medidas que potencialmente tendrían un impacto reductor sobre el déficit tarifario. Por un lado, examinamos la implementación del nuevo esquema impositivo a la generación, recogido en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Por otro lado, estudiamos la posibilidad de implantación de un sistema de certificados verdes como medida de apoyo a la energía renovable.

En primer lugar, para el análisis de las medidas impositivas empleamos el siguiente procedimiento. Estimamos el efecto que los nuevos impuestos previstos tendrían sobre los resultados del *pool* (mercado diario), como primera componente del precio final de la electricidad (en el sistema eléctrico español, al precio del mercado diario se añaden los resultados del mercado intradiario, servicios de ajuste del sistema y pago por capacidad para formar el precio final) (OMIE, 2012b). Para ello, calculamos el efecto que dichos impuestos tendrían sobre el coste marginal de las distintas tecnologías. Puesto que las empresas incurren en la obligación del pago de una cierta can-

tidad por cada MWh producido o, en el caso de un impuesto *ad valorem*, una obligación de pago que es proporcional a los ingresos, un impuesto de estas características es asimilable a un coste de producción. Este desplazamiento al alza de las curvas de costes de las distintas tecnologías es de esperar que afecte a las pujas en la subasta diaria de electricidad y posiblemente al *merit order* (orden de mérito) de las distintas tecnologías, puesto que los tipos impositivos considerados no son uniformes (aun cuando el tipo del 6 por 100 es uniforme, para algunas tecnologías se fijan cargas fiscales adicionales).

Una vez replicados los resultados del *pool* introduciendo el efecto de las medidas impositivas sobre las pujas de las distintas plantas según tecnología para el periodo junio 2011-mayo 2012 (2), comprobamos que el hecho de que las tasas sean diferenciadas realmente afecta al *merit order*, a la tecnología que resulta ser marginal en cada hora y al precio del *pool*. Este efecto al alza sobre los precios de la electricidad en el *pool*, que lógicamente agrava el problema del déficit tarifario, hace que el impacto neto de las tasas sobre el déficit se vea muy mitigado.

Este ejercicio indica el efecto que hubiesen tenido las medidas impositivas recientemente aprobadas de haber sido implementadas en junio 2011 y puede servir al menos para ilustrar el efecto que tendrán una vez en funcionamiento. Predecir con mayor exactitud el efecto que tendrán en el futuro requeriría conocer condiciones de mercado adicionales, como nivel general de la demanda, condiciones de hidraulicidad, precios de los combustibles, etcétera.

Finalmente, consideramos la introducción de un mercado de certificados verdes para las tecnologías renovables más maduras, complementado con un sistema de primas para aquellas que se encuentren en un periodo inicial de desarrollo. A diferencia de lo que ocurre bajo un sistema de FIT (*feed-in tariff)* o FIP (*feed-in premium)* generalizado, las mejoras de eficiencia se traducen inmediatamente en reducciones en el precio de los certificados verdes, evitando al regulador los posibles errores en el cálculo de la tarifa y la necesidad de cambiar retroactivamente los incentivos a las energías renovables. Este sistema es particularmente apropiado para tecnologías ya maduras, puesto que en este caso el riesgo asumido por las empresas por su participación en el mercado no es distinto ni más elevado del asumido por las empresas en otros sectores en los que el Estado no garantiza los precios de venta. En el caso de tecnologías menos maduras y de costes elevados, tiene sentido complementar los ingresos del mercado de certificados verdes con una tarifa que premiara el beneficio social derivado de la diversificación de fuentes de energía y compensara los elevados costes de la I+D en estos sectores.

Aun cuando el establecimiento de un mercado de certificados verdes es una medida que podría tener efectos beneficiosos en un plazo relativamente corto, otras medidas fiscales convenientemente diseñadas podrían tener un efecto más inmediato sobre el déficit tarifario, y en este sentido ambas propuestas pueden considerarse complementarias.

El resto del artículo se estructura como sigue. En la sección II se analiza el efecto de la aplicación de tasas diferenciadas por tecnología sobre la producción de electricidad. En la sección III se presenta una propuesta para un mercado de certificados verdes, combinado con FIT/FIP para las tecnologías menos desarrolladas, como alternativa a una estructura pura de FIT/FIP. Por último, las conclusiones se recogen en la sección IV.

II. POLÍTICAS FISCALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO: EFECTO DE LAS MEDIDAS FISCALES EN MATERIA MEDIOAMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

La magnitud del déficit tarifario es de tal gravedad que, en línea con el objetivo de supresión de nuevo déficit aprobado en 2009 (RD Ley 6/2009), se ha propuesto la introducción de nuevos impuestos a los distintos tipos de tecnología con el fin de reducir el tamaño del déficit a corto plazo, o al menos de frenar su ascenso. En esta sección se analiza el impacto sobre el déficit tarifario de las modificaciones fiscales para el sector de la energía aprobadas en el Consejo de Ministros del 14 de septiembre de 2012 (Proyecto de Ley de medidas fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética).

La recaudación derivada del nuevo esquema de fiscalidad energética podría reducir el tamaño del déficit al aumentar los recursos disponibles. En particular, se ha propuesto gravar las actividades de producción de energía eléctrica, con un tipo homogéneo del 6 por 100 a aplicar a los ingresos obtenidos por las instalaciones de generación eléctrica, tanto del RO como del RE. Adicionalmente, la energía hidráulica deberá pagar un canon por la utilización de aguas continentales que se traduce en un 22 por 100 sobre el

valor económico de la energía producida. Por otro lado, la energía nuclear estará sujeta a dos nuevos impuestos sobre residuos nucleares: el primero de ellos, referente a la producción de residuos, será de 2.190 euros por kilogramo de metal pesado; el segundo, asociado al almacenamiento de residuos, sustituirá a los actuales impuestos de Comunidades Autónomas. Finalmente, se fijarán una serie de impuestos especiales que recogen la creación de céntimos verdes para el gas natural (2,79 céntimos por metro cúbico), generación de energía con carbón (14,97 euros por tonelada), fueloil (12 euros por tonelada) y gasóleo (29,15 euros por cada 1.000 litros de gasóleo) (Minetur, 2012).

En el cuadro n.º 1 se contabiliza la recaudación anual que sería previsible obtener con estas tasas, de mantenerse constante el *mix* (mezcla) actual de tecnologías de producción, teniendo en cuenta los datos de generación correspondientes al periodo junio 2011-mayo 2012 (últimos datos oficiales publicados en la fecha de realización del presente artículo).

La columna (a) del cuadro es el cálculo de la recaudación si el precio se mantuviera constante y el *mix* de producción no se viese alterado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que un aumento de tasas supone un incremento de costes para las empresas que tendrían que ofertar su energía en el *pool* a precios más elevados. Esto conlleva necesariamente un aumento de precios que se ha tomado en consideración en el cálculo de la recaudación de la columna (b). Nótese que la recaudación es mayor debido a este aumento de precios.

Además, el aumento de tasas no es el mismo para todas las tecnologías, por lo que el impacto sobre los costes no es simétrico. Las generadoras presumiblemente tratarán de integrar el coste de la reforma en su estructura de pujas. De esta manera, aunque todas las tecnologías se vean gravadas de forma homogénea con un 6 por 100, los impuestos adicionales sobre la energía hidráulica y nuclear, así como los céntimos verdes, harán que el incremento de las pujas de cada tecnología sea distinto. En la columna (c) se presentan los datos estimados de recaudación considerando que tanto el precio como el *mix* de tecnologías resultante son los de mercado una vez las empresas han incorporado a sus pujas el nuevo esquema impositivo. Puesto que algunas tecnologías son gravadas de manera más severa, es verosímil que cambie el *merit order* y con ello el *mix* de tecnologías resultante en la casación. El valor de la recaudación de la columna (c) es inferior porque es probable que reduzcan su presencia en el *mix* aquellas tecnologías fuertemente gravadas y, por el contrario, aumenten su representación otras con tasas menores. En neto, al considerar este cambio de *mix*, la recaudación es inferior a la de las columnas (a) y (b).

Desafortunadamente, este no es el final de la historia porque esta «cura» para el mal del déficit tiene «efectos secundarios». El hecho de que el precio de mercado suba, por los mayores costes que las tasas imponen a las generadoras, tiene consecuencias adicionales. El precio de mercado afecta al coste de la energía para el sistema y es un coste reconoci-

CUADRO N.º 1

RECAUDACIÓN ANUAL EN MILLONES DE EUROS CON EL NUEVO ESQUEMA IMPOSITIVO A LA GENERACIÓN (PROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)

Tecnología	Mix *y precio constantes (a)*	Mix *constante, precios de mercado (b)*	Mix *y precios de mercado (c)*
Recaudación total sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	**1.787,67**	**1.844,12**	**1.774,11**
Régimen Ordinario (RO)	1.083,89	1.083,89	1.013,88
Régimen Especial (RE)	703,78	760,23	760,23
Recaudación total (e)* sobre producción neta nacional (sistema peninsular y extrapeninsular) (269.816 GWh b.c., 2011)	**2.625,48**	**2.708,38**	**2.605,56**

Nota:
(*) Los cálculos se han realizado considerando la energía negociada en el mercado diario para el periodo junio 2011-mayo 2012, y el cálculo se ha extrapolado después a la producción neta nacional en barras de central (las energías medidas en estos puntos tienen deducidos los consumos propios de las centrales).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2012a), REE (2011) y CNE (2011).

do que se incorpora de manera directa al déficit de tarifa. A menos que la tarifa que paga el consumidor final suba para compensar el incremento de precios, las tasas tienen un efecto secundario negativo para el déficit.

El cuadro n.º 2 presenta los resultados de simular el resultado del *pool* si las empresas generadoras incorporan a sus pujas los nuevos gravámenes. Como se puede comprobar, el incremento de las horas en las que las centrales hidroeléctricas marcan el precio marginal es sustancial, lo que se traduce en una menor casación de sus pujas frente a las de otras tecnologías, como los ciclos combinados o el carbón, y por tanto una menor aportación de electricidad hidráulica al sistema. Por otro lado, el Régimen Especial, que puja a cero la mayor parte del tiempo, entra en casación en ambos escenarios y con la misma cantidad de energía. En este sentido, el sistema de tasas no afecta a la penetración de la energía renovable en el sistema. Sin embargo, se observa que la producción verde ya no resulta tecnología marginal prácticamente a ninguna hora, debido al incremento de precios.

Como vemos, alterar la composición del *mix* de producción puede tener efectos sobre la eficiencia del sistema debido a su impacto sobre el *merit order*. En este sentido, la definición de un gravamen homogéneo para todas las tecnologías evitaría variaciones indeseadas en el *merit order* y podría mejorar la eficiencia del sistema.

El cuadro n.º 2 cuantifica el efecto alcista de las medidas fiscales sobre el precio final de la electricidad en 10-11 euros por MWh. Si tenemos en cuenta que la producción en el régimen ordinario en el año 2011 fue de 194.440 GWh en b.c. (REE, 2011) y el régimen especial a mercado, que supone alrededor del 47 por 100 del régimen especial, supuso 43.621 GWh (REE, 2011, y CNE, 2011), el alza de precios supone un coste extra para el sistema

CUADRO N.º 2

TECNOLOGÍAS MARGINALES ANTES (ESCENARIO DE REFERENCIA) Y DESPUÉS DE LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TASAS (ESCENARIO DEL ANTEPROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES EN MATERIA MEDIOAMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)

*Tecnología**	*Escenario de referencia*		*Escenario de medidas fiscales*	
	Porcentaje horas precio marginal	*Precio marginal medio* (€/MWh)*	*Porcentaje horas precio marginal*	*Precio marginal medio* (€/MWh)*
Régimen Ordinario (RO)	**91,14**	**51,07**	**99,34**	**61,48**
Ciclo combinado	14,81	50,31	9,13	50,31
Carbón	32,99	50,29	19,36	54,92
Hidráulica	34,71	53,43	63,87	67,98
Nuclear	0,01	91,01	2,83	24,99
Otros	8,62	45,82	4,14	41,43
Régimen Especial (RE)	**8,86**	**44,18**	**0,66**	**37,42**
Total		**50,46**		**61,32**
Precio final medio (e)**		**60,45**		**71,31**
Δ Precio		**10,86**		

Notas:
(*) El esquema impositivo considerado para la modificación de las pujas es el siguiente: 6 por 100 de los ingresos de producción sobre todas las tecnologías del RO y, además, los impuestos especiales sobre nuclear e hidráulica y los céntimos verdes al gas, carbón y fuel. Para el RE no se suponen incrementos en las pujas, ya que los nuevos gravámenes equivalen a un descenso de sus primas y no afectan a su coste marginal.
(**) El precio final medio del escenario de referencia se ha calculado como el promedio del precio medio mensual desde junio 2011 hasta mayo 2012 (ambos incluidos), mientras que el precio final medio para el escenario de medidas fiscales se ha estimado añadiendo al precio de mercado el mismo incremento que la diferencia entre precio de mercado y precio final en el escenario de referencia.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.

muy cercano a los 2.700 millones de euros, que está previsto recaudar con estas medidas (ver cuadro n.º 1) (3).

Por tanto, lo que se deduce de los resultados presentados en los cuadros n.os 1 y 2 es que no está claro que el efecto neto de las nuevas medidas fiscales para la sostenibilidad energética sea una reducción apreciable del déficit, ya que es posible, bajo escenarios razonables, que se recaude una cantidad cercana al coste que la implantación de esta reforma impositiva supondría para el sistema. De hecho, en el cuadro n.º 3 se aprecia que el coste adicional estimado que supondría el alza de los precios del *pool* (2.638 millones de euros) es de una magnitud muy cercana a la recaudación total esperada (2.606 millones de euros). No obstante, es necesario destacar que este cálculo es meramente orientativo, ya que no es posible conocer con certeza cómo repercutirán las empresas generadoras el aumento de sus costes en las pujas, aunque es razonable suponer que las nuevas medidas fiscales tendrán un efecto alcista sobre los precios del *pool* (4).

Nótese también que el cuadro n.º 3 no está considerando dentro del análisis coste-beneficio de las medidas fiscales el hecho de que al haberse establecido las tasas sobre los ingresos de las compañías generadoras, los beneficios contables y la recaudación por el Impuesto de Sociedades también serán menores.

Pero la historia tampoco termina en este punto, ya que es previsible que el efecto alcista de los precios del *pool* se traslade a los precios de la subasta CESUR, subasta que determina en parte la tarifa de último recurso (TUR) que paga el consumidor final (5). Así pues, si se consigue que el déficit tarifario se reduzca en alguna medida, será a costa únicamente del aumento de la tarifa. Puesto que existen límites al aumento de las tarifas al consumidor final, posiblemente la reducción del déficit no puede descansar exclusivamente sobre las tarifas.

La conclusión del análisis anterior es que las medidas impositivas propuestas tienen graves efectos secundarios: 1) Su impacto en el déficit de tarifa se ve mitigado porque implican subidas en el precio del *pool* con el consiguiente aumento en el coste de la energía para el sistema; 2) al haberse fijado tipos impositivos diferenciados, cuando estos impuestos se trasladan a las pujas, alteran el *merit order* de las distintas tecnologías posiblemente alterando la eficiencia del *mix*; 3) el efecto alcista sobre el *pool* implica que estos impuestos acabarán recayendo sobre los consumidores acogidos a la TUR, a través de cambios en los precios de la subasta CESUR, y, finalmente, 4) es preciso tener en consideración el posible efecto de estas medidas sobre la recaudación del Impuesto de Sociedades.

CUADRO N.º 3

ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO (MILLONES DE EUROS) DEL NUEVO ESQUEMA IMPOSITIVO A LA GENERACIÓN (PROYECTO DE LEY DE MEDIDAS FISCALES PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA)

	Escenario de referencia	*Escenario de medidas fiscales*
A. RECAUDACIÓN		
A.1. Recaudación sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	–	1.774
A.2. Recaudación producción nacional neta en b.c. (269.816 GWh, 2011)	–	**2.606**
B. COSTE		
B.1. Coste sobre energía negociada en el mercado diario (183.716 GWh, junio 2011-mayo 2012)	11.106	12.903
B.2. Coste producción nacional neta (269.816 GWh b.c., 2011)	16.311	18.950
B.3. Coste primas al RE	6.577	6.577
B.4. Coste total producción nacional neta (269.816 GWh b.c., 2011) (B.2 + B.3)	22.888	25.526
B.5. Coste extra por las medidas fiscales (B.4. Medidas fiscales – B.4. Referencia)	**2.638**	

Fuente: REE (2011) y elaboración propia.

De este análisis se desprende que es preciso considerar otras medidas complementarias que contribuyan a reducir el déficit tarifario. Entre ellas podría encontrarse un nuevo sistema de promoción al régimen especial que mitigara el impacto de las primas vigentes.

III. POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES: MERCADO DE CERTIFICADOS VERDES

La incorporación de la energía renovable en el mercado eléctrico español ha ocasionado una reducción de las alzas de precios (Ciarreta *et al.*, 2012a y 2012b). En ausencia del fuerte incremento de la capacidad renovable de los últimos años, es dudoso que otras tecnologías hubiesen contribuido a la capacidad del sistema en la misma medida. La moratoria renovable (RD Ley 1/2012) presumiblemente ralentizará las inversiones en energía verde y es preciso diseñar un sistema de apoyo a las renovables que incentive su participación en el mercado, a fin de alcanzar el objetivo del 20 por 100 sobre el consumo total de energía fijado por la Comisión Europea (2009/28/CE), y al mismo tiempo mitigue su efecto sobre el déficit. Una posibilidad, implementada ya en algunos países europeos (Italia, Reino Unido, Suecia, Bélgica, Polonia y Rumanía) y en Estados Unidos, es el establecimiento de un mercado de certificados verdes, con distintas variantes de diseño por países.

Los mercados de certificados verdes aprovechan las características ecológicas de la energía renovable y las internalizan para comercializarlas en un mercado separado al de la electricidad, con el fin de alcanzar una determinada cuota de su suministro de electricidad obtenida de fuentes renovables. De esta forma, por cada MWh producido por las tecnologías verdes, el generador es provisto de un certificado verde válido durante un periodo de tiempo, generalmente un año. Puesto que el impacto ecológico de cada una de las fuentes de energía renovable es diferente, la relación entre MWh generados y certificados verdes entregados no tendría por qué ser uno a uno en todos los casos, pudiéndose aplicar multiplicadores que otorguen más peso a ciertas tecnologías menos desarrolladas. De hecho, aunque el diseño tecnológicamente neutro resulta ser más adecuado para fomentar la competitividad de las diferentes tecnologías verdes, impulsando un desarrollo eficiente en costes (ya que es el mercado quien marca las tecnologías que completarán el objetivo) (Nilsson y Sundqvist, 2007), las tecnologías menos desarrolladas pueden verse perjudicadas si no se les aplica un multiplicador. Por este motivo, prácticamente todos los países han optado por un diseño diferenciado por tecnologías.

En cuanto a la demanda de certificados, se puede considerar una demanda voluntaria (por parte de los consumidores finales, instituciones, empresas, etcétera) o una demanda regulada (inducida en los comercializadores por parte del regulador), que puede trasladarse a su vez tanto a la oferta como a la demanda de electricidad. En el caso de demanda voluntaria (Holanda), los comercializadores pueden ofrecer a los consumidores pagar más en su factura a cambio de que el comercializador compre más certificados de los exigidos o las empresas pueden demandar voluntariamente certificados para mejorar su imagen. Sin embargo, esta opción parece tener poco impacto en el desarrollo de las tecnologías verdes, debido a que, a pesar de que todos los consumidores se consideran a favor de la energía renovable, pocos están dispuestos a pagar un precio más alto para conseguirlo (Rader y Norgaard, 1996). En cuanto a la demanda regulada, en algunos países (Italia) se transfiere al lado de la oferta, mientras que en otros se traslada a la demanda (distribuidores en Reino Unido y consumidores finales en Suecia), a fin de evitar problemas de *free-riding* (viajero sin billete) ocasionados por la naturaleza de bien público del beneficio ecológico de la energía renovable.

El intervencionismo regulatorio en este tipo de mercados, una de las mayores críticas a este sistema, varía según su diseño. En este sentido, la intervención mínima consiste en la fijación de la cuota de energía verde a cumplir. Cuanto mayor sea esta cuota, más demanda de certificados se generará en el mercado y, por tanto, mayor será su precio.

Adicionalmente, el regulador puede fijar una penalización por cada certificado verde que falte para cumplir la cuota, para garantizar un precio máximo de los certificados y proteger de esta forma a los consumidores (a riesgo de que el precio del certificado se sitúe permanentemente en el nivel de penalización, como ha ocurrido en Polonia). Los productores también pueden verse protegidos si se fija un precio mínimo del certificado, lo cual también es posible lograr a través del intervencionismo del regulador, permitiendo el almacenamiento de certificados entre periodos (Bélgica). Más aún, en Italia el propio regulador actúa como comprador

de los certificados verdes que han quedado sin vender en el mercado cuando la demanda determinada por la cuota no ha sido suficiente.

En cuanto a la formación del precio del certificado verde, este vendrá dado por la diferencia entre los costes marginales de generación y el precio de venta de la electricidad convencional en el mercado. Sin embargo, dado el carácter intermitente de muchas de las fuentes de energía renovable (por las variaciones de viento e irregularidades en las precipitaciones) la volatilidad del precio del certificado es relativamente alta.

Comparando los sistemas de FIT y certificados verdes, la principal ventaja del segundo es su característica de instrumento de mercado, lo cual permite un ajuste de los precios más ágil que en el caso de las FIT, que necesitan fijar la prima al nivel apropiado, arriesgándose a que su valor sea demasiado alto, y generar beneficios excesivos para algunos productores de energía verde; o muy bajo, limitando la inversión en tecnologías renovables (Green y Vasilakos, 2011). Además, los certificados verdes facilitan la competencia, optimizando la ratio coste-beneficio de la generación renovable, aunque con un precio único de certificado las tecnologías menos maduras pueden ver reducido su desarrollo. Otra de las críticas al sistema de certificados verdes es la incertidumbre sobre el precio futuro de la producción renovable, debido a la volatilidad de las propias fuentes renovables ya mencionada anteriormente, lo cual se traduce en un aumento de la prima de riesgo percibida por los inversores y con ello mayores dificultades para obtener financiación por parte de los pequeños productores (Neuhoff, 2005).

En resumen, la clave del éxito del modelo de certificados verdes radica en las características de su diseño: establecimiento de la cuota de energía verde a cumplir, caracterización de la penalización por cada megavatio renovable no cubierto, selección de la proporción de energía renovable asignada a cada certificado, periodo de validez de los certificados, venta a plazo de certificados, participación del Gobierno en la compra-venta de certificados, etcétera.

A continuación planteamos una alternativa que podría permitir la implantación eficiente de este sistema en España.

1. Un mercado de certificados verdes en España

Según la literatura existente (Christiansen, 2001; Meyer, 2003; Jacobson y Lauber, 2006; Midttun y Gautesen, 2007), los sistemas de promoción a la energía renovable son distintos según el estadio de desarrollo en que se encuentre cada tecnología y, a su vez, la madurez tecnológica está estrechamente relacionada con el coste por megavatio hora de cada tecnología. Así, si el ciclo de producción se halla en fase de innovación, lo que parafraseando a Jensen (2003) llamamos tecnologías no competitivas, los desarrollos se encuentran en fase experimental y, por tanto, el grado de incertidumbre es mayor, por lo que estas tecnologías no sobrevivirían sin incentivos y se requieren políticas enfocadas a la inversión en I+D o subsidios directos (eólica marina, geotérmica, marina) para fomentar su desarrollo. En cambio, cuando las tecnologías están en su segunda fase, tecnologías moderadamente no competitivas, necesitan ser complementadas con un apoyo más modesto. El coste de producción de estas tecnologías es más elevado que el de las fuentes convencionales y por ello necesitan recursos adicionales (eólica, biomasa, pequeña hidráulica, solar), pero no requieren un apoyo tan intenso como las del primer grupo. Finalmente, cuando las tecnologías alcanzan su fase de madurez y se convierten en tecnologías competitivas, ya no necesitan apoyo adicional debido a que su coste es igual o incluso inferior al de las fuentes convencionales (hidráulica).

En España, la mayor parte de las tecnologías del RE se encuentran actualmente en la segunda fase, por lo que no podrían subsistir sin apoyo económico adicional. En este sentido, la moratoria renovable (RD Ley 1/2012) podría inhibir el crecimiento del sector renovable, por lo que es necesario proponer nuevos sistemas de incentivos que permitan la incorporación de nueva capacidad renovable y afecten en menor medida al déficit tarifario.

Considerando el impacto económico que ha tenido el sistema de FIT/FIP, la aplicación de un sistema de certificados verdes podría ser viable hoy en día para la mayor parte de las tecnologías verdes (energía eólica, biomasa o pequeña hidráulica). En cambio, como los datos de mercado indican, la producción solar todavía no está lo suficientemente madura como para subsistir bajo un modelo puro de certificados verdes. De hecho, según datos de la CNE (Comisión Nacional de Energía), la energía solar en 2010 solo supuso un 7 por 100 de la producción del RE, aunque ingresó el 37 por 100 de las primas. Vista la poca incidencia de la energía solar en el mercado, el precio del certificado quedaría marcado por las fuentes más competitivas (viento,

sobre todo) y no sería lo suficientemente alto como para incentivar la energía solar. Por ello, proponemos la combinación de un modelo de certificados verdes con un sistema de primas a la energía solar.

A medida que las tecnologías alcanzan mayores cotas de desarrollo, la propia bajada de sus costes marginales haría que el precio del certificado disminuyera de forma automática, sin necesidad de modificaciones en el sistema regulatorio. Es decir, cualquier mejora de eficiencia en la producción de electricidad renovable tendría el efecto inmediato de bajada de precios, aun cuando el regulador no internalizara tal mejora. Esta transmisión de señales de mercado es la que precisamente aumenta la efectividad del sistema de certificados verdes frente al de FIT/FIP. Sin embargo, al quedar marcado el precio del certificado por las tecnologías más eficientes, su valor podría no ser suficiente para las tecnologías no competitivas (solar), por lo que para esos casos proponemos la combinación de los certificados verdes y las FIT.

Como se ha mencionado con anterioridad, las FIT consiguen mantener la confianza de los inversores, con lo que las tecnologías menos desarrolladas estarían más protegidas ante un precio de certificado bajo y podrían ir integrándose de forma gradual en un sistema puro de certificados verdes. Al mismo tiempo, puesto que es la tecnología más eficiente en costes la que marca el precio de los certificados y este a su vez se ajusta vía mercado, el modelo de certificados (aun incluyendo una FIT para las tecnologías menos maduras) es más eficiente que uno que aplica FIT exclusivamente (ya que el precio del certificado se ajusta dinámicamente), con lo que el impacto en el déficit sería menor. De hecho, con un sistema combinado de certificados verdes y FIT, se intenta aprovechar las ventajas de ambos mecanismos de incentivos y así integrar la energía renovable en el mercado de la forma más eficiente posible.

Finalmente, son numerosos los estudios que se decantan a favor de un sistema internacional de certificados verdes (Ringel, 2006; Söderholm, 2008; Aune *et al.*, 2012; entre otros). Estos trabajos afirman que si se permitiera comercializar los certificados entre países, el coste del sistema sería aún menor, ya que el aumento del tamaño del mercado reduciría el problema de poder de mercado (6) que se podría establecer cuando el mercado queda limitado a un único país. Incluso la propia Directiva de Energía Renovable de la Comisión Europea (COM, 2011) sugiere el establecimiento de mecanismos de cooperación entre los Estados miembros para fomentar el uso de la energía renovable. En su Libro Verde sobre la seguridad de suministro energético (COM, 2000), la Comisión ha manifestado que considera el modelo de certificados verdes como el mejor candidato para la implementación de un sistema único de apoyo a la energía renovable en la Unión Europea. En el informe se reconoce que las FIT han promocionado de forma exitosa la energía renovable en algunos países, destacando sobre todo el caso de la energía eólica en Dinamarca o Alemania, pero consideran que las FIT no son el instrumento idóneo para cumplir con el objetivo de un mercado liberalizado único en Europa, mostrándose a favor de los certificados verdes.

Este hecho abre la posibilidad de ampliar el alcance de los mercados de certificados verdes más allá de las fronteras nacionales. Los países aceptarían los certificados adquiridos en otros países europeos para el cumplimiento de los requisitos nacionales. En este caso, España, con una producción elevada de energía renovable, se vería beneficiada de esta internacionalización si, como es de esperar, se convirtiera en exportador neto de certificados.

IV. CONCLUSIONES

El déficit de tarifa en España asciende actualmente a una cifra cercana a los 24.000 millones de euros. Su elevado valor impulsa la definición de políticas regulatorias enfocadas a su reducción. Por ello, en este artículo hemos analizado el efecto de dos medidas que potencialmente tendrían un impacto reductor sobre el déficit tarifario. Primero, hemos examinado la implementación del nuevo esquema impositivo a la generación, recogido en el Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética aprobado el 14 de septiembre de 2012 por el Consejo de Ministros. Segundo, hemos analizado la posibilidad de establecer un sistema de certificados verdes como medida de apoyo a la energía renovable.

La conclusión del análisis de las medidas fiscales en materia energética es que las tasas propuestas tienen graves efectos secundarios: 1) Su impacto en el déficit de tarifa se ve mitigado porque implican subidas en el precio del *pool* con el consiguiente aumento en el coste de la energía para el sistema; 2) al haberse fijado tipos impositivos diferenciados, cuando estos impuestos se trasladan a las pujas, alteran el merit or*d*er de las distintas tecno-

logías posiblemente alterando la eficiencia del *mix*; 3) el efecto alcista sobre el *pool* implica que estos impuestos acabarán recayendo sobre los consumidores acogidos a la TUR, a través de cambios en los precios de la subasta CESUR, y, finalmente, 4) es preciso tener en consideración el posible efecto de estas medidas sobre la recaudación del Impuesto de Sociedades.

Por otro lado, el peso que actualmente supone el sistema de FIT/FIP sobre el déficit de tarifa es preocupante. Sin embargo, la energía renovable aún no está lo suficientemente madura como para participar en el mercado de ofertas sin incentivos económicos adicionales. Por tanto, otra medida para su reducción podría ser la incorporación de un mercado de certificados verdes en España, completado con una prima que permita el desarrollo de las tecnologías verdes menos competitivas. Este hecho, además de 1) lograr un ajuste de los incentivos a la energía renovable vía mercado (las mejoras de eficiencia se traducen inmediatamente en reducciones en el precio de los certificados verdes, evitando al regulador los posibles errores en el cálculo de la tarifa y la necesidad de cambiar retroactivamente los incentivos a las energías renovables), 2) abriría la posibilidad de ampliar el alcance de los mercados de certificados a toda la Unión Europea. Bajo un hipotético mercado de certificados europeo, España, con una producción elevada de energía renovable, podría convertirse en un exportador de certificados.

NOTAS

(*) Agradecemos la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (ECO2012-35820) y del Gobierno Vasco (DEUI, IT-313-07). Cristina Pizarro-Irizar agradece al Gobierno Vasco la financiación recibida a través del Programa de Ayudas para la Formación y Perfeccionamiento del Personal Investigador del Departamento de Educación, Universidades e Investigación (BFI-2011-301).

(1) Análisis del impacto de las medidas regulatorias en el mercado ibérico de electricidad en Ciarreta y Espinosa (2012).

(2) Para la simulación de mercado se sigue la metodología empleada en Ciarreta *et al.* (2012a y 2012b).

(3) El 53 por 100 del régimen especial es remunerado a tarifa, por lo que su coste no se vería modificado por el alza de los precios del *pool*.

(4) Además, en la simulación únicamente se han considerado datos referentes al mercado diario, extrapolando después el resultado a la producción total y sin incluir otros costes del sistema que podrían variar de distinta forma a la esperada tras la aprobación del proyecto de ley que regula las tasas a la producción eléctrica.

(5) Dado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso (TUR) se calcula añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios establecido para las Comercializadoras de Último Recurso.

(6) Análisis del ejercicio de poder de mercado en el mercado eléctrico ibérico en Ciarreta *et al.* (2010a y 2010b).

BIBLIOGRAFÍA

Aune, F.R.; Dalen, H.M., y Hagem, C. (2012), «Implementing the EU renewable target through green certificate markets», *Energy Economics*, 34: 992-1000.

Christiansen, A.C. (2001), «Technological change and the role of public policy: an analytical framework for dynamic efficiency assessments», *Report of the Fridtjof Nansen Institute*, 74 pp.

Ciarreta, A., y Espinosa, M.P. (2010a), «Market power in the Spanish electricity auction», *Journal of Regulatory Economics*, 37(1): 42-69.

— (2010b), «Supply Function Competition in the Spanish Wholesale Electricity Market», *The Energy Journal*, 31(4): 137-157.

— (2012), «The Impact of Regulation on Pricing Behavior in the Spanish Electricity Market (2002-2005)», *Energy Economics*, 34(6): 2039-2045.

Ciarreta, A.; Espinosa, M.P., y Pizarro-Irizar, C. (2012a), «The Effect of Renewable Energy in the Spanish Electricity Market», *Lecture Notes in Information Technology*, 9: 431-436.

— (2012b), «Efecto de la energía renovable en el mercado diario de electricidad: escenario 2020», *Cuadernos económicos de ICE*, 83: 101-116.

Comisión Europea (2000), «Towards a European strategy for the security of energy supply», 29 de noviembre.

— (2009), Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 23 de abril.

— (2011), «Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target», *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council*, Bruselas, 31 enero.

Comisión Nacional de Energía (CNE) (2011), «Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial», Publicaciones CNE, septiembre.

Green, R., y Vasilakos, N. (2011), «The economics of offshore wind», *Energy Policy,* 39(2): 496-502.

Hogan, W., y Manne, A.S. (1977), «Energy-Economy Interactions: The Fable of the Elephant and the Rabbit?», *Energy Modeling Forum*, Stanford University.

Jacobsson, S., y Lauber, V. (2006), «The politics and policy of energy system transformation-explaining the German diffusion of renewable energy technology», *Energy Policy*, 34(3): 256-276.

Jensen, J.C. (2003), «Policy support for renewable energy in the European Union», Energy Research Centre of the Netherlands, *ECN Publication*, ECN-C-03-113.

Meyer, N.I. (2003), «European schemes for promoting renewables in liberalized markets», *Energy Policy*, 31(7): 665-676.

Midttun, A., y Gautesen, K. (2007), «Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry», *Energy Policy*, 35: 1419-1422.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur) (2012), «Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales en Materia Medioambiental y Sostenibilidad Energética», *Consejo de Ministros*, 14 de septiembre.

Nilsson, M., y Sundqvist, T. (2007), «Using the market at a cost: How the introduction of green certificates in Sweden led to market inefficiencies», *Utilities Policy,* 15: 49-59.

Neuhoff, K. (2005), «Large-scale deployment of renewables for electricity generation», *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1): 88-110.

Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE) (2012a), «Informe de Mercado correspondiente al ejercicio 2011», Publicaciones OMIE.

— (2012b), «Daily and intraday electricity market activity rules», Publicaciones OMIE, 23 julio.

Rader, N., y Norgaard, R. (1996), «Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: The renewable portfolio

standard», *The Electricity Journal,* 9(6): 37-49.

Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, *BOE* n.º 111, sección I, pp. 39404-39419.

Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, *BOE* n.º 24, sección I, pp. 8068-8072.

RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (REE) (2011), «Informe del Sistema Eléctrico 2011: El sistema eléctrico español», Publicaciones REE.

RINGEL, M. (2006), «Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates», *Renewable Energy*, 31(1): 1-17.

RUTHERFORD, T. (2012), «The Tale of the Elephant and the Rabbit», The International Energy Workshop, University of Cape Town, South Africa, 20 de junio.

SÖDERHOLM, P. (2008), «The political economy of international green certificate markets», *Energy Policy*, 36: 2051-2062.

LA EVOLUCIÓN DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS MINORISTAS DE GAS Y ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Mónica GANDOLFI (*)

Autoridad reguladora de gas y electricidad inglesa (OFGEM)

Yolanda SICILIA ALADRÉN

Comisión Nacional de Energía

Resumen

Este artículo analiza el marco regulatorio y la estructura de los mercados minoristas de electricidad y gas en España, con particular atención a los aspectos que pueden afectar su evolución hacia una mayor competencia y «capacitación» de los consumidores. Tras casi una década desde la liberalización total en enero de 2003, se han registrado avances en las medidas de transparencia y acceso a la información sobre puntos de suministro, pero quedan aspectos críticos relacionados con la estructura verticalmente integrada de ambos sectores (distribución-comercialización y venta mayorista-comercialización) y la implementación del sistema de suministro de último recurso.

Palabras clave: electricidad, gas, mercados minoristas, consumidores, competencia, regulación.

Abstract

This article analyses the structure and regulation of Spanish gas and electricity retail markets, focusing on features that may affect its evolution towards more competition and customer empowerment. Since January 2003, after about a decade of full liberalization, progress has been made regarding transparency and access to supply points information. However, critical issues remain in relation with the vertically integrated structure of both sectors (retailing-distribution and retailing-wholesale supply), as well as with the implementation of the last resort supply system.

Key words: gas, electricity, retail markets, customers, competition, regulation.

JEL classification: D18, L51, L94, L95.

I. INTRODUCCIÓN

El modelo de liberalización del sector eléctrico y gasista en España contempla, de forma coherente con la normativa comunitaria (1), la apertura a la competencia de los mercados minoristas. Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores finales de gas y electricidad pueden elegir libremente su suministrador. Estos mercados han ido desarrollándose paulatinamente, condicionados en gran medida por tres factores: 1) el marco regulatorio, tanto nacional como europeo; 2) el desarrollo de los mercados mayoristas y de las infraestructuras necesarias para la adquisición de la energía; y 3) la estructura de mercado anterior a la liberalización, modificada posteriormente por operaciones empresariales (2) y la entrada de nuevos agentes.

La situación resultante en ambos sectores se caracteriza, aun con importantes diferencias, por una mayor presión competitiva en el segmento de los consumidores industriales y por un grado de competencia incipiente en el segmento de los consumidores domésticos y comerciales, que en su mayoría pueden elegir entre suministro a precio libre y regulado (la tarifa de último recurso). Asimismo, la principal dinámica competitiva se circunscribe a los grupos empresariales establecidos, con un grado de integración vertical elevado entre comercialización, aprovisionamiento de energía y distribución de gas y/o de electricidad.

A nivel europeo se registra también un avance insuficiente en el desarrollo de los mercados energéticos minoristas de consumidores de menor tamaño, lo que se ha puesto de manifiesto en sucesivos informes de la Comisión Europea (CE) sobre los progresos del mercado interior (véase, por ejemplo, Comisión Europea, 2011, y ECME Consortium, 2009). De hecho, las Directivas de gas y electricidad de 2009, que se han traspuesto en el ordenamiento legal español mediante el Real Decreto Ley 13/2012, incorporan medidas que pretenden superar esta situación, aumentando la protección de los consumidores en su relación (contractual y precontractual) con las empresas energéticas, y reforzando las funciones de supervisión de los reguladores. Por su parte, el Consejo de Reguladores Europeos (CEER) ha emitido recientemente recomendaciones para fomentar la respuesta de la demanda, tanto a través de medidas regulatorias como mediante la potencialidad de aplicaciones que pueden resultar de la implementación de redes inteligentes (véase CEER, 2011, y ERGEG, 2011).

El desarrollo futuro de la competencia en los mercados minoristas se enfrenta en España, como en muchos otros países europeos,

a retos importantes. Entre ellos, destacan, por una parte, la desaparición de los precios finales regulados, manteniendo a la vez un sistema eficaz de protección para los consumidores vulnerables (3), y, por otra, el establecimiento de un diseño de mercado que sea lo más favorable posible a la participación activa de los consumidores. A este fin, tal y como se ha puesto de manifiesto en las conclusiones del Citizens' Energy Forum de Londres de 2011 (4), es crítico que el papel de comercializadores y distribuidores, así como el sistema de intercambio de información entre ambos, estén claramente definidos. Se trata, en particular, de que los comercializadores actúen como principal punto de contacto de los consumidores para los procesos relacionados con el suministro (por ejemplo en los cambios de suministrador y la facturación) y de que los distribuidores, como operadores neutrales de las redes, proporcionen toda la información y ejecuten de manera eficiente las operaciones necesarias para facilitar la realización de dichos procesos.

El objeto de este artículo es analizar el marco regulatorio vigente y la estructura de los mercados minoristas de electricidad y gas en España, con particular atención a los aspectos que pueden afectar su evolución hacia un modelo más orientado a la competencia y «capacitación» de los consumidores.

Tras esta introducción, el artículo se estructura de la siguiente forma: en la sección II se presentan las características de la demanda final de gas y electricidad; en las secciones III y IV, respectivamente, se aborda el contexto regulatorio y los mercados mayoristas. En la sección V se muestra la estructura que caracteriza tanto al mercado de electricidad como al de gas, para posteriormente en la VI profundizar en el funcionamiento de dichos mercados. Por último, la sección VII resume las principales conclusiones.

II. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA FINAL DE GAS Y ELECTRICIDAD

Por su naturaleza, el gas y la electricidad son productos relativamente homogéneos, aunque en ambos sectores existe una segmentación determinada por las características y preferencias de los distintos tipos de consumidores (domésticos, industriales, etcétera) y por las diferentes opciones de suministro que estos pueden tener, en términos de precios regulados y de suministradores. Desde una perspectiva geográfica, estos mercados suelen tener una dimensión nacional, debido a que las comercializadoras generalmente ejercen su actividad sobre la base de requisitos legales que abarcan a todo el territorio nacional y a que las transacciones transfronterizas son casi inexistentes y, en todo caso, limitadas a grandes consumidores.

En cuanto a su tamaño, los mercados de electricidad y gas en España se sitúan entre los principales a nivel europeo. Con una demanda final de 240.396 GWh en 2011, en términos de consumo, el mercado eléctrico es el quinto más grande en la UE-27, tras Alemania, Francia, Inglaterra e Italia. Dada la naturaleza esencial de las actividades de suministro eléctrico, se trata de un mercado muy desarrollado, con un alto grado de penetración en los hogares, que contaba con 28,2 millones de consumidores a 31 de diciembre de 2011. La composición de la demanda de electricidad en términos de energía revela un reparto de aproximadamente el 50 por 100 entre consumo en alta tensión, principalmente de tipo industrial, y consumo en baja tensión, principalmente de pymes y consumidores doméstico-comerciales.

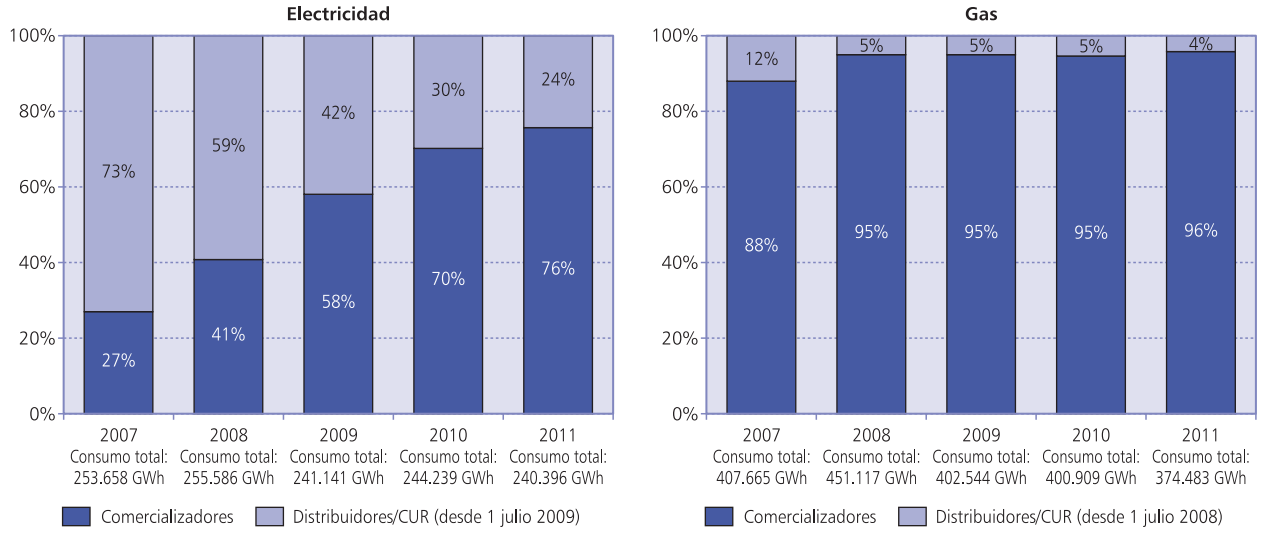
Con una demanda final de 374.483 GWh en 2011, en términos de consumo, el mercado del gas natural es el sexto en la UE-27, tras Alemania, Inglaterra, Italia, Francia y Holanda. Se encuentra todavía en fase de expansión, especialmente en cuanto a penetración en los hogares se refiere, contando, a finales de 2011, con 7,28 millones de clientes. La composición de la demanda final de gas en términos de energía revela el predominio del consumo industrial y de generación eléctrica, que representaron, respectivamente, el 54,7 y el 29,5 por 100 del total en 2011. El consumo doméstico-comercial representó el 14,1 por 100 y el consumo para uso no energético el restante 1,7 por 100.

Entre 2007 y 2011 ambos mercados han registrado una reducción de la demanda, en parte debida a la coyuntura de crisis económica. El descenso ha sido del 5,2 por 100 en electricidad y del 8,1 por 100 en gas. En este último sector, al efecto de la crisis se ha sumado la mayor producción de energía eléctrica con energías renovables, que ha desplazado la generación con ciclos combinados de gas, y el hecho de que 2011 fue un año atípicamente cálido.

III. EL CONTEXTO REGULATORIO

A pesar de sus especificidades estructurales, los mercados minoristas de gas y electricidad han registrado una evolución similar en

GRÁFICO 1
SUMINISTRO EN MERCADO LIBRE Y REGULADO (GWh)



los últimos años, estrechamente relacionada con el contexto regulatorio.

1. Precios libres y tarifas reguladas

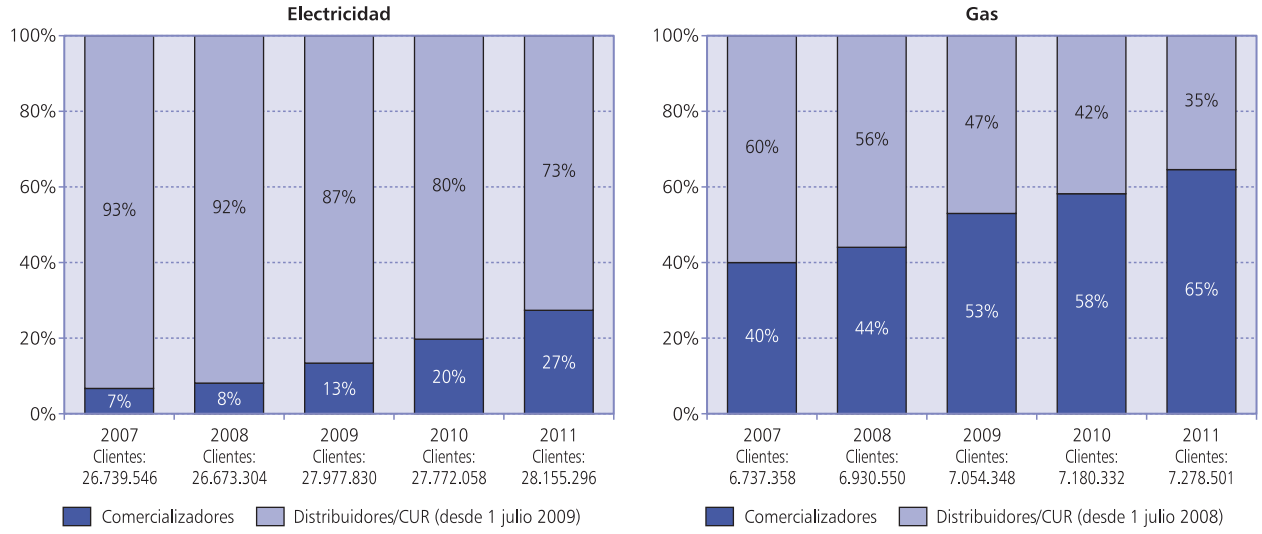
En ambos mercados, donde para todos los consumidores el suministro a precio libre coexistía con el suministro a precio regulado (5), se ha asistido a la progresiva eliminación de las tradicionales tarifas de venta reguladas. El 1 de julio de 2008 en el sector del gas, y el 1 de julio de 2009 en el sector eléctrico, se eliminó el suministro a tarifa por parte de los distribuidores y se introdujo el suministro de último recurso (6), aplicable solo a los consumidores que se encuentren en determinadas circunstancias: los consumidores de gas con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh y los consumidores de electricidad con potencia contratada igual o inferior a 10 kW. Ambos grupos de consumidores tienen la posibilidad de ser suministrados a tarifa de último recurso (TUR) por empresas comercializadoras autorizadas expresamente para ello, denominadas comercializadores de último recurso (CUR). Además, los CUR tienen la obligación de atender, durante un periodo establecido por la normativa, a todos los consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato con un comercializador.

Sobre todo en el sector eléctrico, la comercialización a precio libre ha ido desarrollándose a medida que se han suprimido las tarifas reguladas. En el sector gasista este desarrollo, al menos en el segmento de consumidores industriales, se ha adelantado a la supresión de las tarifas reguladas, debido a que estas se han caracterizado tradicionalmente por un mayor grado de suficiencia con respecto a los costes subyacentes. Como muestra el gráfico 1, el porcentaje de demanda suministrada en el mercado libre ha pasado del 27 por 100 en 2007 al 76 por 100 en 2011 para el sector eléctrico, y del 88 por 100 en 2007 al 96 por 100 en 2011 para el sector gasista.

En términos de número de consumidores, se observa que un porcentaje más elevado sigue acogiéndose a la tarifa regulada de último recurso, aunque muestra una tendencia al descenso (ver gráfico 2).

En el caso del sector eléctrico cabe mencionar el problema del déficit tarifario, que además de minar la sostenibilidad económico-financiera del sector, constituye un lastre para el desarrollo del mercado minorista (véase CNE, 2012a). Debido a la insuficiencia de los peajes de acceso para cubrir los costes de las actividades reguladas y, sobre todo, a la incertidumbre regulatoria que caracteriza su evolución, el déficit afecta negativamente a la actividad de los comercializadores, ya que en sus ofertas a los consumi-

GRÁFICO 2
SUMINISTRO EN MERCADO LIBRE Y REGULADO (N.º DE CONSUMIDORES)



dores finales deben tener en cuenta variaciones futuras en los peajes que son de difícil previsión.

2. La designación de los comercializadores de último recurso y el mecanismo de traspaso automático de los consumidores

Tanto en electricidad como en gas, la normativa estableció que los comercializadores de último recurso fueran designados por el Gobierno, coincidiendo con empresas asociadas a los principales grupos empresariales, y que los consumidores que, en la fecha de entrada en vigor de la TUR, no hubiesen elegido un comercializador en el mercado libre, se traspasaran, con carácter general, de forma automática, a los comercializadores de último recurso pertenecientes al mismo grupo empresarial del distribuidor (7). Como consecuencia, alrededor del 1 de julio de 2008 se traspasaron automáticamente unos 4 millones de consumidores de gas a los CUR. Análogamente, alrededor del 1 de julio de 2009, se traspasaron de manera automática a los CUR aproximadamente 24 millones de consumidores eléctricos.

De esta manera se contribuyó a mantener la relación histórica entre consumidores (principalmente domésticos) y grupos empresariales establecidos y se perdió una ocasión importante para facilitar a nuevos comercializadores (por ejemplo mediante concurso o subasta) el acceso a un volumen importante de pequeños consumidores, típicamente con un coste elevado de cambio de suministrador, y alcanzar así la escala mínima necesaria para operar en este segmento de mercado.

Asimismo, la implementación del citado mecanismo de traspaso automático fue el origen de una sanción de la Comisión Nacional de Competencia (CNC) a la patronal de las principales empresas eléctricas (UNESA). El 13 de mayo de 2011 la CNC resolvió que existieron conductas colusorias de UNESA para obstaculizar los cambios de suministrador en el mercado de comercialización de energía eléctrica a pequeños clientes entre mayo de 2007 y junio de 2009. Entre dichas conductas se incluyó la supuesta coordinación de las empresas de UNESA para suspender, sin aviso explícito al regulador y a otros comercializadores, la tramitación de las solicitudes de cambio de suministrador en fechas cercanas a la entrada en vigor de la TUR. Los distribuidores involucrados motivaron esta conducta por la necesidad de adaptar, en muy poco tiempo, sus sistemas informáticos al traspaso masivo de clientes (8).

La normativa también estableció que los CUR «acogieran», de manera automática y durante un periodo transitorio, que se ha prorrogado hasta la actualidad,

a todos los clientes sin derecho a TUR de la zona del distribuidor afiliado, que pagarían un recargo (liquidable al sistema) como mecanismo para motivar su salida al mercado libre (9). Esta situación generó un incentivo para los CUR, a trasladar clientes sin derecho a TUR al mercado libre, a un precio referenciado a dicho recargo. A este respecto, recientemente la CNC ha establecido multas en relación con dos denuncias por el traspaso de clientes sin derecho a tarifa de último recurso, suministrados por un CUR, al mercado libre sin recabar su consentimiento expreso (10).

3. El acceso a las bases de datos de puntos de suministro de los distribuidores

Desde los comienzos de la liberalización, el acceso a la información sobre los puntos de suministro (esencialmente su localización y características técnicas) se ha considerado como un aspecto clave para fomentar la competencia. Sin embargo, la normativa (11) presentaba inicialmente lagunas y, a raíz de su aplicación, surgieron denuncias por parte de nuevos comercializadores. En particular, la CNC estableció que durante el periodo 2007-2009 algunas distribuidoras actuaron en contra de la competencia, denegando o condicionando de manera injustificada el acceso de nuevos entrantes a esta información, mientras sí que permitían los accesos a sus filiales comercializadoras (12).

En parte como resultado de estos casos, la regulación se fue definiendo con mayor precisión y alcance. Finalmente, el Real Decreto 1011/2009 estableció el derecho de acceso gratuito e incondicional por parte de comercializadores y consumidores al sistema de información de puntos de suministro (SIPS) de los distribuidores de gas y electricidad, especificando además requisitos comunes de acceso, mantenimiento y contenido mínimo (este último abarca no solo aspectos técnicos y contractuales, como la ubicación, la potencia contratada, la tarifa de acceso, etc., sino también datos identificativos del titular del contrato y datos históricos de consumo mensual de los últimos dos años). Por tanto, se trata de información valiosa para el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, que puede contribuir a reducir las posibles asimetrías entre comercializadores independientes y comercializadores integrados en los grupos de sociedades que desarrollan actividades de distribución. No obstante, en la actualidad la gestión de dicha información depende de la diligencia de cada distribuidor y no existe todavía un sistema estándar de acceso homogéneo, sujeto a regulación o control por parte de una entidad independiente. El establecimiento de un modelo eficaz de gestión de esta información es especialmente importante a la vista de la implementación de contadores inteligentes, que por normativa debe completarse en España a 31 de diciembre de 2017, ya que la información disponible sobre puntos de suministro aumentará significativamente, así como la variedad de agentes y usos de dicha información (13).

4. La creación de la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM)

Mediante las Leyes 12/2007 y 17/2007 se creó la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM), como sociedad mercantil en cuyo accionariado participan comercializadores (70 por 100) y distribuidores (30 por 100) en medida proporcional a sus cuotas de mercado, con el objeto exclusivo de garantizar que los cambios de suministrador se realicen de manera conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia. A este fin OCSUM tiene asignadas, por el Real Decreto 1011/2009, entre otras, las funciones específicas de solicitar información a distribuidores y comercializadores, de realizar informes periódicos que permitan conocer el funcionamiento real de los procesos de cambio de suministrador, de proponer mejoras en los mismos y de verificar que los consumidores han otorgado su efectivo consentimiento al cambio de suministrador.

Hasta la fecha, este organismo ha contribuido positivamente a fomentar el consenso entre los distintos agentes sobre procedimientos de cambio de suministrador, de altas, bajas y cortes de suministros, y flujos de información relacionados, lo que está redundando en una mayor agilidad y homogeneidad de los procesos y, en la medida de lo posible, en una mayor simetría entre gas y electricidad.

Sin embargo, dada su estructura accionarial, la principal limitación de OCSUM es la dificultad de garantizar su actuación neutral y objetiva, en beneficio de los consumidores y de todos los agentes del sistema. En este sentido, la CNE ha reclamado un papel de supervisión más proactivo sobre este organismo incluyendo la potestad de dictar instrucciones vinculantes, encaminadas a establecer pautas para asegurar un ejercicio efectivo de las funciones de OCSUM, especialmente a la hora de poner de manifiesto posibles incidencias y problemas en los cambios de suministrador.

5. Protección y «capacitación» de los consumidores

Los consumidores, especialmente los domésticos y las pequeñas empresas, carecen todavía de toda la protección legal e información que serían necesarias para poder ejercer de manera efectiva su derecho a elegir un suministrador de gas y electricidad. Entre las principales medidas que se han introducido recientemente para mejorar la transparencia informativa para el consumidor, se destaca que la Orden ITC/3520/2009 de gas, así como la Orden ITC/ 3519/2009 de electricidad, asignan a la CNE la responsabilidad de gestionar un sistema de comparación de precios sobre la base de las ofertas que, para colectivos o grupos de consumidores, realicen las empresas comercializadoras. Dicho sistema se puso oficialmente en marcha el 27 de abril de 2011. Se trata de una aplicación, disponible en el sitio web de la CNE (www.cne.es) o en el acceso directo (www.comparador.cne.es), que permite obtener en tiempo real toda la información sobre las alternativas más económicas y que mejor se adapten a las necesidades de los consumidores, según su perfil específico de suministro. El comparador está orientado especialmente al consumidor de pequeño/mediano tamaño e incluye ofertas para consumidores con y sin derecho a TUR.

Finalmente, el citado Real Decreto Ley 13/2012 introduce mejoras relacionadas con el cambio de suministrador (en particular el establecimiento del plazo máximo de tres semanas para la realización del cambio de suministrador y de seis semanas para la liquidación de la cuenta final tras el cambio) y la protección de los consumidores (por ejemplo, se ha obligado a los comercializadores a disponer de un servicio gratuito de atención al cliente cuyo incumplimiento se sanciona expresamente). Asimismo, en la función trigésima segunda se establece que la CNE sea responsable de tener a disposición de los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. No obstante, el Real Decreto Ley 13/2012 deja pendientes de definición muchos aspectos relevantes y regula de forma asimétrica la electricidad y el gas (por ejemplo, los derechos del consumidor contenidos en el Anexo I de las directivas se reproducen casi de manera literal para el sector del gas, mientras se indica que se desarrollarán en normativa futura para el sector eléctrico).

IV. LOS MERCADOS MAYORISTAS

En ambos sectores existe un modelo regulatorio basado en la separación de propiedad entre las actividades de compraventa y las de transporte/operación del sistema, con acceso de terceros regulado. Además, ha ido creciendo el margen de la capacidad de producción/importación en las infraestructuras con respecto a la demanda punta (en 2011 el margen ha sido del 161 por 100 en el caso del gas, considerando la capacidad de emisión conjunta de regasificación, gasoductos y almacenamientos, y del 133 por 100 en el caso de la electricidad, considerando toda la potencia disponible y las interconexiones internacionales).

Sin embargo, el desarrollo de los mercados mayoristas, crucial para determinar las condiciones de adquisición de la energía por parte de comercializadores y grandes consumidores, ha sido diferente en cuanto a organización y marco regulatorio.

En el sector eléctrico, desde el 1 de enero de 1998, la regulación prevé la existencia de un mercado de contado organizado, en el cual en la actualidad comercializadores y grandes consumidores adquieren en torno al 60 por 100 de la energía generada en España (el restante 40 por 100 se obtiene mediante contratos bilaterales físicos con los productores). Adicionalmente, desde 2007, se ha asistido a un importante desarrollo de los mercados a plazo (véase CNE, 2011a), organizados (mercado de futuros gestionado por OMIP-OMICLEAR) y no organizados (mercado OTC bilateral en el que las partes negocian contratos a plazo con liquidación financiera, normalmente a través de una agencia de intermediación). El mayor volumen de negociación se registra en el mercado no organizado, que en 2011 alcanzó los 284 TWh, superando la demanda de energía eléctrica peninsular. Cabe en todo caso subrayar que la cobertura de riesgo que estos mercados pueden aportar, especialmente a nuevos entrantes que a diferencia de los grupos empresariales establecidos no tienen una estructura verticalmente integrada entre generación y comercialización, presenta costes en términos de garantías financieras y se limita a plazos relativamente cortos, ya que la liquidez del mercado OTC se concentra en contratos con vencimiento igual o inferior a un año, que no necesariamente coinciden con las coberturas deseadas por los agentes (14).

En el sector del gas natural, desde 2006 se registra un volumen creciente de intercambios bilaterales que responden esencialmente a las necesidades de

los agentes de corregir desajustes y mantener sus posiciones equilibradas en el corto plazo, mientras la gran mayoría de contratos de importación de gas natural son de largo plazo, con vencimiento superior a diez años. El volumen total intercambiado en 2011 fue de 565.664 GWh, un 44 por 100 por encima de la demanda del año. A pesar de su importante tamaño, este mercado no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado con precios transparentes y contratos estándares o con agencias de intermediación que publiquen estimaciones de precios. Esta situación está limitando el atractivo del mercado gasista español para nuevos entrantes, así como la capacidad de comparación de ofertas de los consumidores industriales, constituyendo un grave obstáculo al pleno desarrollo de la competencia en el sector del gas (15).

Finalmente, cabe señalar que, en ambos sectores, existen mecanismos de mercado (subastas), sujetos a la supervisión de la CNE, con el objeto de determinar el coste de adquisición de la energía que se incorpora en las tarifas reguladas de último recurso. Estos mecanismos no están exentos de problemas y requieren mejoras, que la CNE ha puesto de manifiesto en varias ocasiones. En el caso eléctrico, se precisa una supervisión más amplia, que abarque al mercado OTC, de naturaleza financiera, ya que las negociaciones influyen inevitablemente en los resultados de las subastas CESUR para la determinación de la TUR eléctrica (esta interrelación se ve reforzada por el hecho de que la gran mayoría de los agentes participan tanto en el mercado OTC, como en OMIP y en CESUR) (16).

En el caso del gas, la problemática de la supervisión de las subastas es más grave, ya que la ausencia de un mercado *spot* organizado, con precios transparentes, dificulta el análisis de los precios de equilibrio resultantes de las subastas, y, más en general, el análisis del estado real de la competencia en los mercados minoristas.

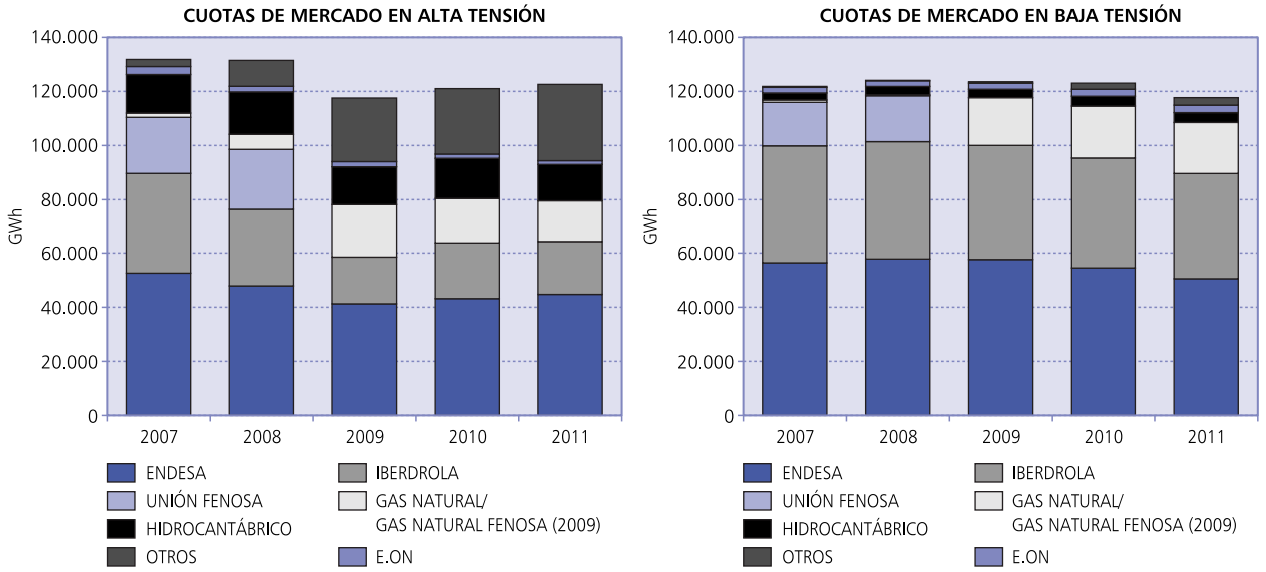
V. LA ESTRUCTURA DE MERCADO

En cuanto a la estructura de mercado, en ambos sectores el mayor número de comercializadores activos se está observando en el segmento de los consumidores de gran tamaño, con elevada elasticidad al precio y sin posibilidad de acogerse a una tarifa regulada. Por otra parte, se registra una menor presión competitiva en el segmento de consumidores domésticos, con demanda menos elástica y mayores costes de cambio de suministrador, donde la entrada de nuevos competidores ha sido reducida y la referencia de precio prácticamente coincide con la tarifa de último recurso. En todos los segmentos de mercado analizados, tanto de gas como de electricidad, los indicadores de concentración muestran una tendencia decreciente en el periodo considerado, también afectada por el impacto de la fusión, que se concluyó en 2009, entre Unión Fenosa y Gas Natural, autorizada por la CNC con condiciones, mediante Resolución del 11 de febrero de 2009.

En el sector eléctrico, en el segmento de alta tensión, que incluye esencialmente a los consumidores industriales, el HHI (17) descendió hasta 1.971 en 2011. La cuota conjunta de las principales empresas comercializadoras, Iberdrola y Endesa, que en 2007 se situaba en el 68 por 100, se redujo al 58 por 100 en 2008, cayendo hasta el 52,3 por 100 en 2011. Correspondientemente, como se muestra en el gráfico 3, se ha observado un crecimiento de la cuota de otros grupos verticalmente integrados y de comercializadores independientes —agrupados en «Otros» (18)—, pasando estos últimos del 2 por 100 en 2007 al 23 por 100 en 2011. En contraste, en el segmento de baja tensión, donde coexisten consumidores doméstico-comerciales y pymes, las cuotas son más estables y el nivel de concentración más elevado, con un HHI del 3.221 en 2011. Con respecto a 2007, en 2011 Endesa e Iberdrola han reducido sus cuotas en un 3,5 y un 2,3 por 100 respectivamente, alcanzando Endesa una cuota del 43 por 100 (24,2 por 100 a través de su filial de comercialización de último recurso) e Iberdrola del 33,3 por 100 (16,2 por 100 a través de su filial CUR).

En gas (ver gráfico 4), el segmento que presenta menor grado de concentración es el del suministro a centrales de generación eléctrica, principalmente centrales de ciclo combinado (CCGT), con un HHI de 1.854 en 2011. En el segmento industrial se registra un HHI de 2.007 en 2011, con una cuota de Gas Natural Fenosa del 37 por 100. Por otra parte, en el segmento doméstico-comercial, a pesar de mostrar una reducción de casi 2.400 puntos entre 2007 y 2011, el HHI sigue situándose en un valor elevado, de 3.839 en 2011, debido principalmente a la cuota del 58 por 100 de Gas Natural Fenosa. En este segmento cabe destacar, en el periodo 2007-2011, el aumento del 7 por 100 de la cuota de Iberdrola (que alcanza el 8,7 por 100), del 6 por 100 de la cuota de Endesa (que alcanza el 14,7 por 100) y del 6,4 por 100 de GALP, que adquirió clientes de Gas Natural Fenosa a raíz de la Resolución de la CNC de 11 de febrero de 2009.

GRÁFICO 3
CUOTAS DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD



La propiedad de redes de distribución, tanto de gas como de electricidad, ha sido hasta la actualidad el principal factor explicativo de la estructura de mercado observada, ya que los principales grupos empresariales han desarrollado su actividad de comercialización, en particular a consumidores domésticos, en sus zonas tradicionales de distribución, utilizando la ventaja de una infraestructura capilar y una masa crítica de clientes anterior a la liberalización.

La información disponible en 2010 (ver gráfico 5) muestra que alrededor del 90 por 100 de los consumidores de gas y electricidad son suministrados por comercializadores que pertenecen a grupos empresariales con actividades de distribución de gas y/o de electricidad.

La relación entre redes de distribución y comercialización es principalmente de tipo vertical. Tanto en gas como en electricidad, el grado de fidelización de los consumidores más pequeños, medido como el porcentaje medio de ventas de un comercializador en el área del distribuidor del mismo grupo empresarial, se sitúa por encima del 70 por 100. Por otra parte, existe también evidencia que indica la posible importancia de un efecto de conglomerado, al menos en algunas Comunidades Autónomas, entre distribución de gas y comercialización eléctrica, y distribución de electricidad y comercialización de gas (véase CNE, 2012c).

No obstante, cabe resaltar el creciente dinamismo observado en la actividad de comercialización en los últimos dos años, debido en parte a la reducción de la demanda, a la creciente captación de clientes por algunas empresas fuera de sus áreas de distribución y a otros factores específicos. Como consecuencia, el porcentaje de clientes de gas en zonas con redes propias (de gas o electricidad) se ha reducido del 94,1 por 100 en 2008 al 86,4 por 100 en 2010. La entrada de GALP, como consecuencia de la desinversión impuesta por la citada Resolución de la CNC de febrero de 2009, con 368.500 clientes en zonas sin redes propias (esencialmente Madrid) es responsable de casi el 5 por 100 de la reducción de dicho porcentaje. En electricidad, el porcentaje medio pasa del 93,9 por 100 en 2009 al 90,6 por 100 en 2010, y es especialmente relevante en el caso de E.ON, que pasa de tener el 72 por 100 de sus clientes en zonas con redes propias al 57 por 100, y el de Iberdrola, que pasa del 97 al 93 por 100 en el periodo 2008-2010.

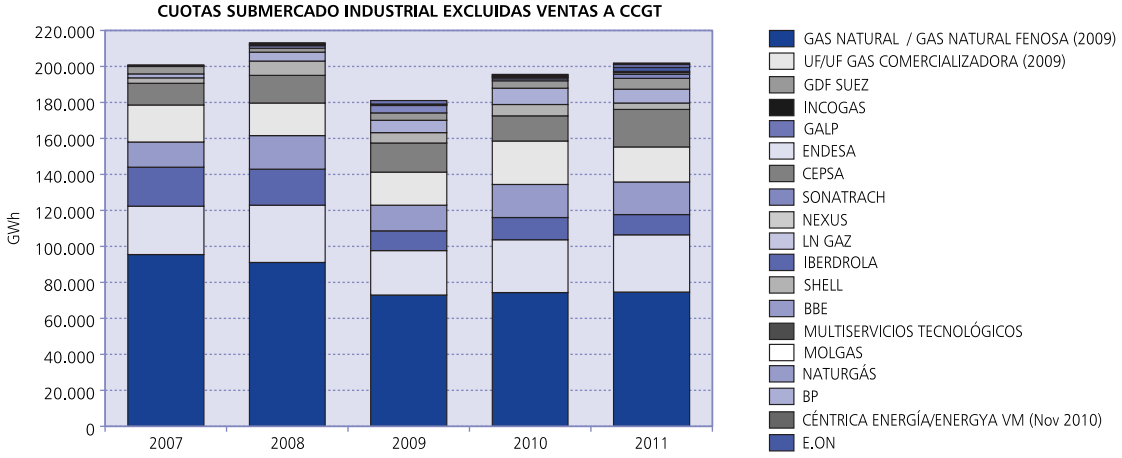
VI. EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS MINORISTAS

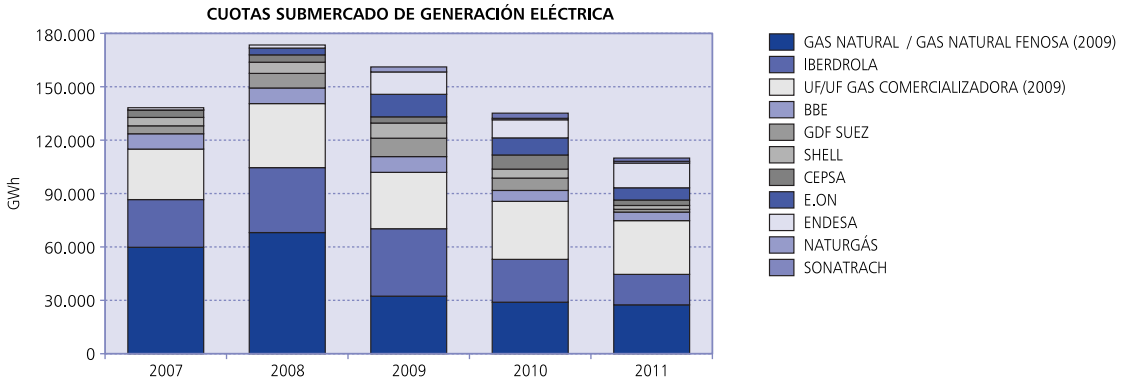
1. Grado de satisfacción de los consumidores

El grado de satisfacción de los consumidores constituye un pri-

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, N.º 134, 2012. ISSN: 0210-9107. «EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL»

GRÁFICO 4
CUOTAS DEL MERCADO MINORISTA DE GAS





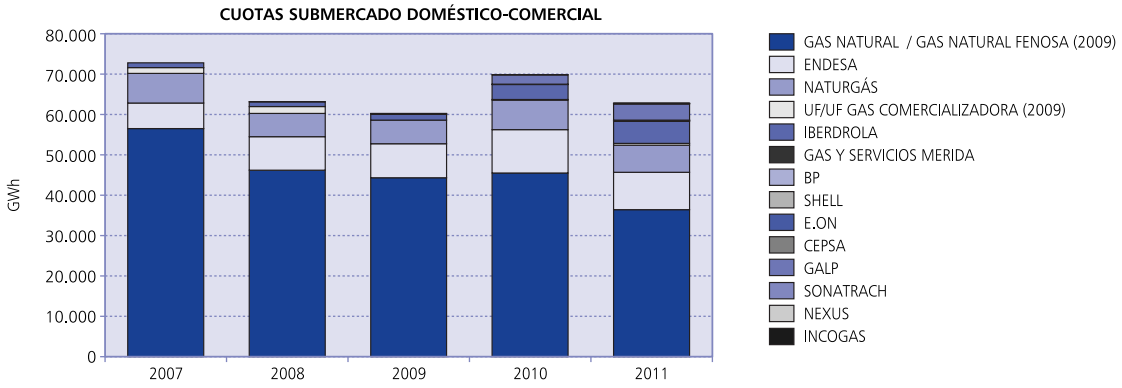
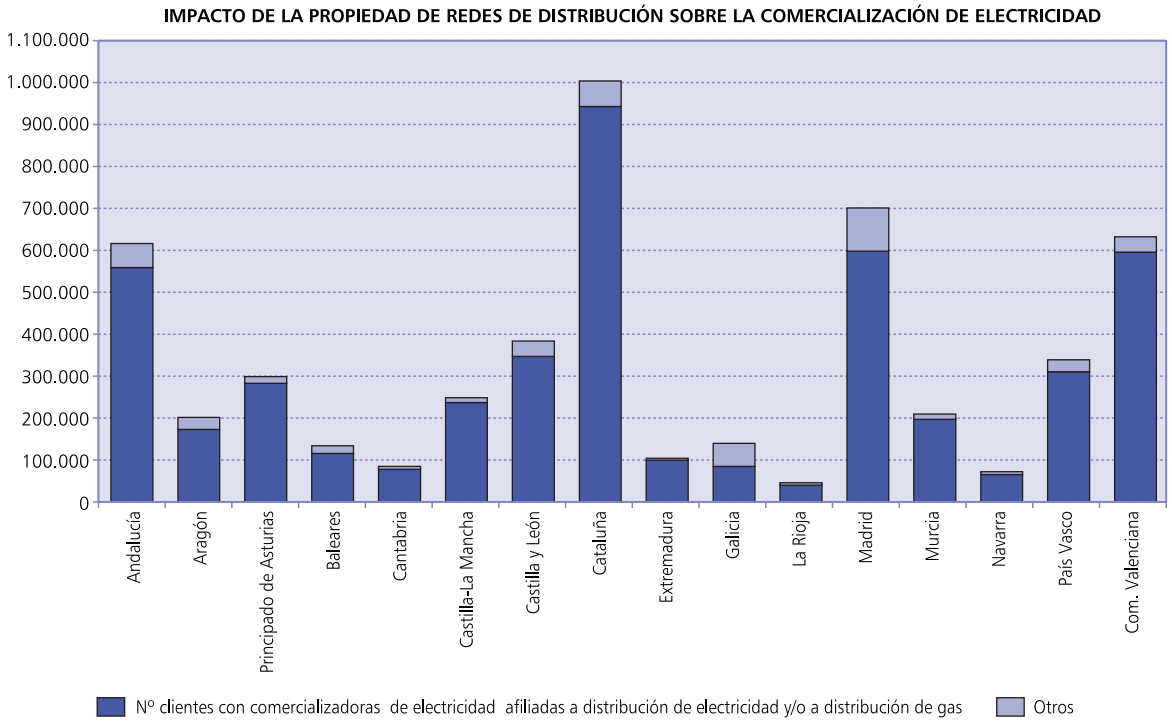
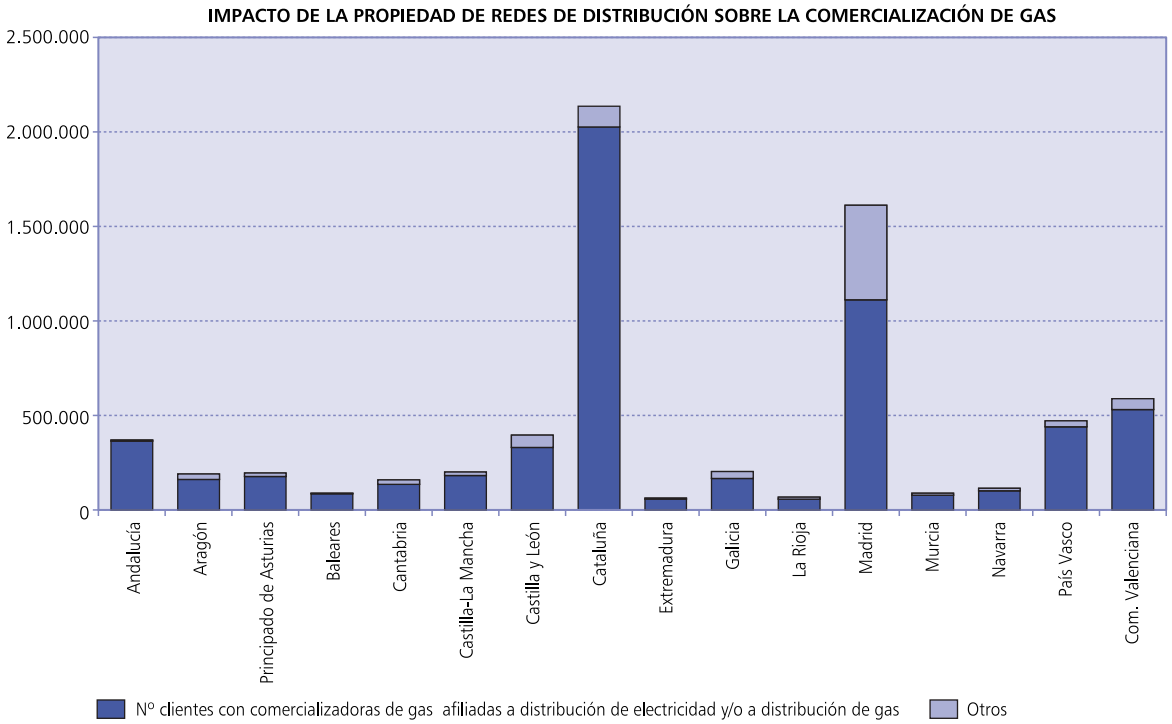


GRÁFICO 5

NÚMERO DE CLIENTES Y REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS Y ELECTRICIDAD





mer indicador del funcionamiento de los mercados minoristas. En este sentido, el *Consumer Market Scoreboard* (CMS) publicado por la Comisión Europea en octubre de 2011, indica la existencia de un grado elevado de descontento y desconfianza de los consumidores europeos en general, más acusado en el caso del servicio eléctrico con respecto a otros servicios (19). Un análisis más pormenorizado revela que los mercados de gas y electricidad en España se sitúan entre los peor valorados por los consumidores.

En lo que concierne al servicio eléctrico, la percepción de los consumidores considerados en el CMS sitúa a España en la penúltima posición, con un resultado de 84,9 respecto a la media normalizada (100) de la Unión Europea (27 países). Esto se explica porque España tiene el porcentaje más elevado de consumidores eléctricos en toda la Unión que afirman encontrar graves dificultades de comparación entre servicios ofrecidos por diferentes suministradores y haber tenido algún problema con su suministrador. Asimismo, España muestra el segundo porcentaje más elevado (tras Bulgaria) de consumidores que afirman no tener confianza en el cumplimiento de las normas de protección de los consumidores por parte de los suministradores y no estar en absoluto satisfechos con el servicio prestado por los suministradores. Cabe por otra parte reseñar que el resultado del CMS de 2011 presenta un empeoramiento significativo, de más de 12 puntos, con respecto al resultado del CMS de 2010, y que la propia CE considera que podría atribuirse a la situación de crisis económica prolongada en España.

En cuanto al servicio de gas, la percepción de los consumidores en España es mejor, aun cuando España se sitúa en la antepenúltima posición, con una puntuación de 96,3 respecto de la media normalizada (100) de la Unión Europea (23 países). Este resultado también se debe a bajas valoraciones de los consumidores en las áreas de comparabilidad, confianza, problemas y satisfacción global. En gas el resultado del CMS de 2011 también ha empeorado con respecto a 2010, aun cuando el descenso ha sido solo de 3 puntos.

Por otra parte, cabe destacar que, en ambos sectores, el porcentaje de consumidores españoles que se muestran activos en presentar una reclamación tras experimentar un problema con su suministrador es entre los más altos en la Unión Europea: 95 por 100 en electricidad (con respecto a una media europea del 81 por 100) y 88 por 100 en gas (con respecto a una media europea del 83 por 100).

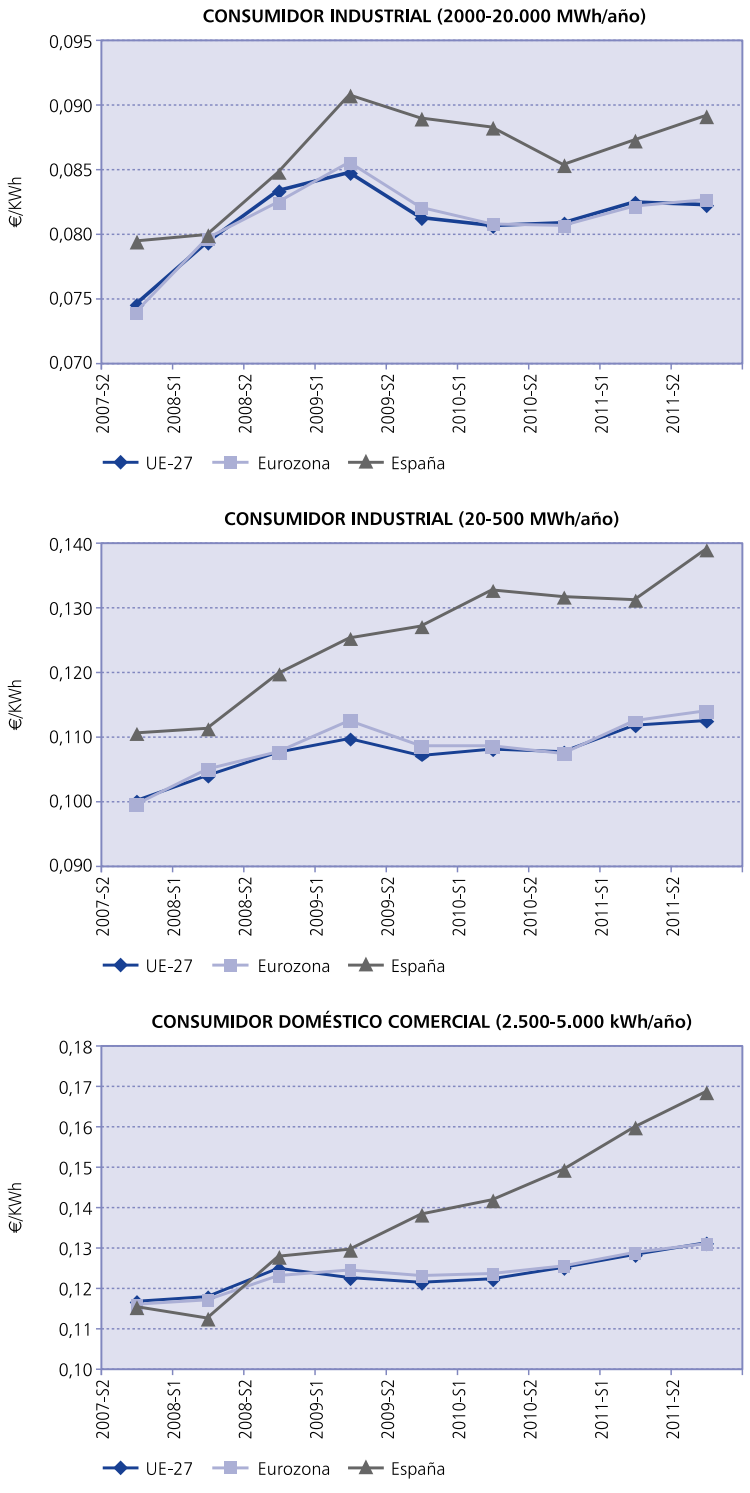
2. Comparativa de precios

En el periodo considerado, la evolución de los precios finales de electricidad sin impuestos en España ha seguido generalmente la tendencia de la media del resto de países europeos, aunque el precio de la electricidad pagado por los consumidores domésticos e industriales son superiores a los correspondientes precios medios de los países de la UE, lo que contribuye a explicar, al menos parcialmente, el elevado grado de descontento de los consumidores que revela el CSM. Hasta el año 2009, los precios de la electricidad en España, para los consumidores doméstico-comerciales y para los consumidores industriales más grandes, con un consumo mayor a 2.000 MWh/año, se situaban más cerca de la media europea. A partir del primer semestre de 2009 se registran incrementos mucho mayores en España que en la media europea, especialmente en el segmento de los consumidores doméstico-comerciales, como se muestra en el gráfico 6 (20).

En lo que concierne a los precios de gas, entre 2008 y 2011 han seguido una tendencia generalmente en línea con la del resto de países europeos, aun con algunas diferencias en función del tipo de consumidor analizado, como se muestra en el gráfico 7.

Así, para los consumidores industriales, tanto grandes (278-1.112 GWh/año) como de menor tamaño (2,78-27,8 GWh/año), desde el segundo semestre de 2007 hasta el segundo semestre de 2011, el precio del gas ha seguido las mismas tendencias observadas en el resto de Europa y se ha situado por debajo del precio de la eurozona y de la UE-27. Sin embargo, para el consumidor doméstico-comercial español, se ha observado un precio por encima de la media de la eurozona y de la UE-27 hasta el primer semestre de 2011. En el segundo semestre de 2011 el precio para estos consumidores ha pasado a ser significativamente inferior a las medias europeas. A este respecto cabe recordar que se trata en gran parte de consumidores con suministro a tarifa de último recurso o con un precio de mercado libre referenciado a dicha tarifa, y que, en el segundo semestre de 2011, sus peajes fueron congelados y el precio del gas, determinado parcialmente por la subasta TUR de gas y también por la evolución de las cotizaciones internacionales, del Brent y de los futuros de gas, apenas se incrementó con respecto al periodo anterior.

GRÁFICO 6
COMPARATIVA DE PRECIOS FINALES DE ELECTRICIDAD ANTES DE IMPUESTO



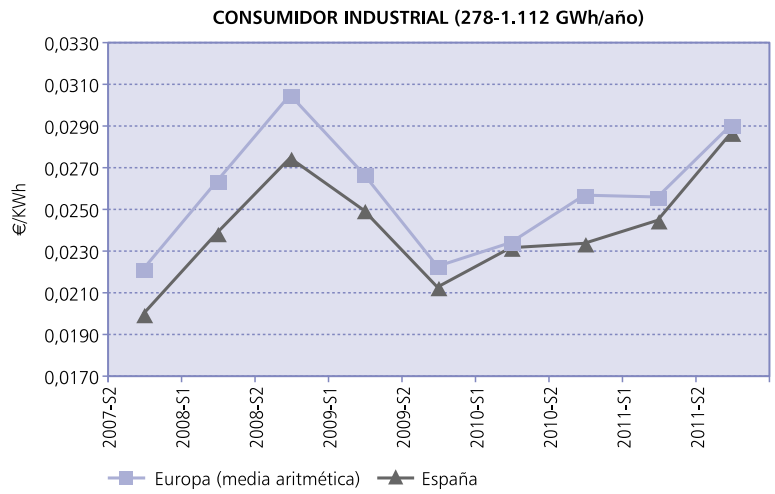
3. Tasas de *switching*

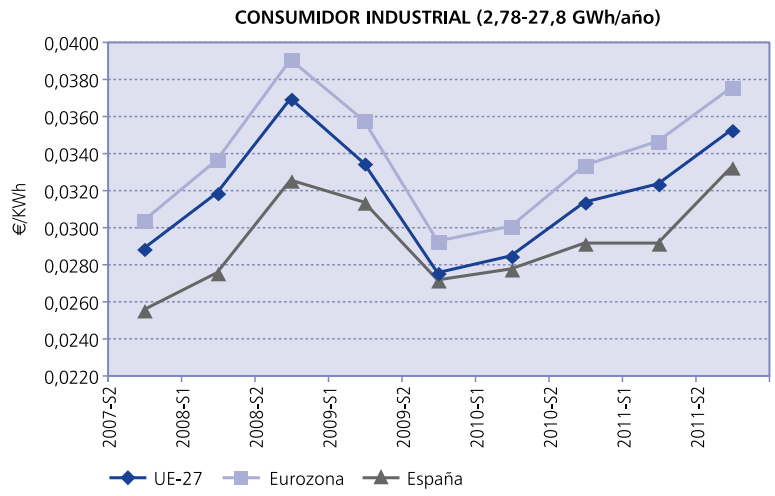
En los últimos años se destaca el aumento significativo, en ambos sectores, de la tasa de cambio de suministrador (tasa de *switching*), calculada como la ratio entre el número total de cambios de suministrador realizados y el número promedio de consumidores en el año considerado. En 2011, en electricidad se alcanzó una tasa de *switching* del 10 por 100 (con respecto al 7,4 por 100 en 2010 y al 5,23 por 100 en 2009) y en gas del 19,5 por 100 (con respecto al 12 por 100 en 2010 y al 5,6 por 100 en 2009). Se trata de tasas muy en línea, o incluso superiores en el caso del gas, a la media europea de los mercados de gas y electricidad (en 2009-2010 se registraron tasas en torno al 10 por 100).

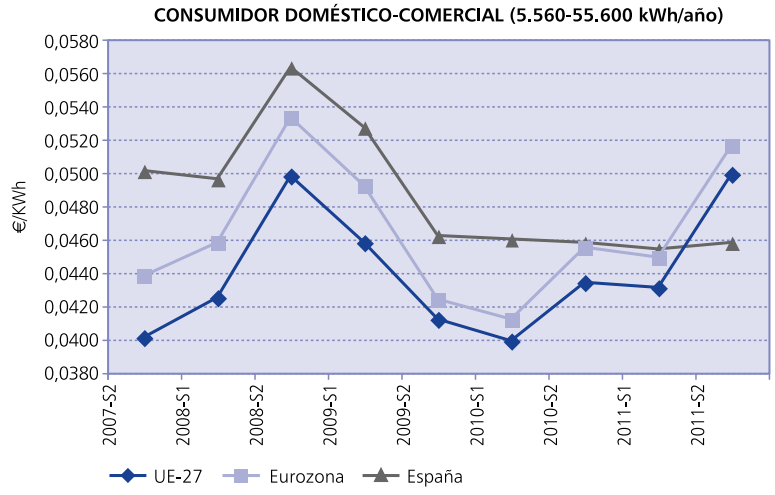
En todo caso, cabe recordar que la tasa de *switching* es un indicador que debe valorarse conjuntamente con otros indicadores de la estructura y del grado de satisfacción de los consumidores. Por tanto, si bien una tasa de *switching* elevada indica el buen funcionamiento de los procedimientos de cambio de suministrador, no necesariamente refleja condiciones de elevada competencia y calidad del suministro. En este caso no se puede descartar que, en ausencia de cambios estructurales y de variaciones significativas entre precios ofertados para servicios básicos de gas y electricidad (21), el considerable crecimiento de las tasas de *switching* pueda explicarse, al menos en parte, por el elevado grado de descontento de los consumidores y que este, a su vez, esté muy relacionado con la situación de crisis y con el aumento generalizado de los precios finales entre 2008 y 2011.

Los datos de los cuadros n.os 1 y 2 indican también que los pro-

GRÁFICO 7
COMPARATIVA DE PRECIOS FINALES DE GAS ANTES DE IMPUESTO







cesos operativos de cambio de suministrador no están condicionando de forma significativa el funcionamiento de los mercados minoristas, ya que en ambos sectores la tasa de *switching* realizado es cercana al porcentaje de cambios solicitados por los consumidores (tasa de *switching* «solicitado»). Asimismo, se observa una reducción de la tasa de solicitudes rechazadas y se mantiene el alto porcentaje de solicitudes gestionadas sin retrasos. No obstante, estos indicadores no son homogéneos entre agentes y existen situaciones específicas que requieren mejoras. Este es el caso, por ejemplo, de pequeños distribuidores eléctricos que no disponen todavía de sistemas informáticos adecuados para la gestión de los cambios de suministrador o de las actuaciones de algunos distribuidores de gas en materia de validación de las solicitudes de cambio; concretamente, en una reciente Resolución la CNC consideró que un distribuidor abusaba de su posición de dominio a través de esta función (22).

Por otra parte, siguen existiendo diferencias entre electricidad y gas: en el primero existe un mayor porcentaje de cambios entre comercializadores de último recurso y otros comercializadores (paso de suministro regulado a suministro libre) y en el segundo dominan los cambios entre grupos empresariales distintos y entre comercializadores en el mercado libre. Lo anterior está relacionado con el mayor porcentaje de consumidores acogidos a tarifa de último recurso en el sector eléctrico, como muestran los gráficos 1 y 2.

VII. CONCLUSIONES

Tras casi una década desde la liberalización total en enero de

CUADRO N.º 1

INDICADORES DE *SWITCHING* PARA EL SECTOR ELÉCTRICO (En porcentaje)

		MERCADO ELÉCTRICO		
		2009	*2010*	*2011*
Dinámica de mercado	Tasa de *switching* «solicitado»	6,37	8,22	11,66
Posibles obstáculos al cambio	Ratio de solicitudes rechazadas	8,79	8,20	5,98
Agilidad de los procesos	Porcentaje de solicitudes activadas en plazo	98,32	97,15	98,43
Resultados de los procesos	Tasa de *switching*	5,23	7,42	10,61
Cambios realizados según el tipo de suministro*	CUR-CUR	0,04	0,16	0,09
	CUR-NOCUR	60,89	78,95	70,50
	NOCUR-CUR	2,79	3,00	2,12
	NOCUR-NOCUR	5,14	17,89	27,29

Nota: (*) El 31,15 por 100 de los cambios realizados en el mercado eléctrico en 2009 corresponde a clientes suministrados a tarifa por los distribuidores que pasan al mercado libre durante el primer semestre de 2009 (a partir del 1 de julio de 2009 se introduce la comercialización de último recurso y los distribuidores pierden su anterior función de suministradores a tarifa regulada).

2003, el balance que puede extraerse sobre la evolución de la competencia en los mercados minoristas de gas y electricidad contiene sin duda elementos positivos, pero presenta también aspectos estructurales y regulatorios problemáticos que pueden condicionar la evolución futura hacia un diseño de mercado más favorable a la competencia y a la participación activa de los consumidores.

En lo que concierne a los elementos positivos, se resaltan: el derecho de acceso incondicionado a la información de los distribuidores sobre puntos de suministro, el marco (en parte regulado y en parte consensuado entre agentes) para los procedimientos de cambio de suministrador y el comparador de precios gestionado por la CNE. Todos ellos se sitúan en la línea indicada por la Comisión Europea y por el CEER, como medidas que fomentan el intercambio de información entre comercializadores y distribuido-

CUADRO N.º 2

INDICADORES DE *SWITCHING* PARA EL SECTOR GASISTA (En porcentaje)

		MERCADO DE GAS		
		2009	*2010*	*2011*
Dinámica de mercado	Tasa de *switching* «solicitado»	6,37	14,73	20,75
Posibles obstáculos al cambio	Ratio de solicitudes rechazadas	7,85	9,14	6,72
Agilidad de los procesos	Porcentaje de solicitudes activadas en plazo	99,99	99,99	99,99
Resultados de los procesos	Tasa de *switching*	5,61	12,28	19,54
Cambios realizados según el tipo de suministro	CUR-CUR	0,00	0,00	0,00
	CUR-NOCUR	18,42	35,33	27,69
	NOCUR-CUR	1,83	0,16	0,13
	NOCUR-NOCUR	79,75	64,51	72,18

res, la respuesta de la demanda y la transparencia informativa sobre ofertas, respectivamente (23).

En cuanto a los aspectos problemáticos, cabe destacar dos: 1) el mantenimiento de la tarifa de último recurso para un sector amplio de consumidores, en la medida en que actúa como una barrera a la entrada de nuevos comercializadores y, por lo tanto, puede perjudicar al consumidor en el medio-largo plazo; y 2) las ventajas que la doble integración vertical (distribución-comercialización y aprovisionamiento de energía-comercialización) sigue otorgando a los grupos empresariales establecidos con respecto a otros agentes. En este contexto, la designación de los comercializadores de último recurso y el mecanismo de traspaso automático de clientes a los mismos no han contribuido a disminuir el grado elevado de fidelización de los clientes más pequeños a los grupos establecidos, creando incluso un contexto en el que se han originado conductas sancionadas por parte de la Comisión Nacional de Competencia. Sería deseable que en el futuro, la transición a un modelo sin precios regulados (junto con un mecanismo de protección de consumidores vulnerables) fuera acompañada por una serie de medidas regulatorias (véase CNE, 2012a) que incluyeran la designación de los CUR mediante un mecanismo de concurso o subasta; la promoción de procesos de *switching* colectivos (24), teniendo en cuenta que el primer cambio de suministrador tiende a ser el más importante para el cliente, y una mayor concreción de la capacidad de supervisar y realizar investigaciones por parte de la autoridad reguladora.

Por otra parte, la ventaja relacionada con la integración entre aprovisionamiento/generación y comercialización puede verse reducida en la medida en que se incremente la liquidez y profundidad del mercado (mayorista) a plazo de electricidad, especialmente en el segmento de contratos con vencimiento anual o superior, y se desarrolle un mercado organizado (de contado y a plazo) en gas que la propia normativa debería facilitar.

NOTAS

(*) Comisión Nacional de Energía hasta agosto de 2012.

(1) Las Directivas europeas de 2003 para la creación del mercado interior de gas y electricidad establecieron por primera vez la obligación de los Estados miembros de garantizar que todos los consumidores finales pudieran elegir libremente su suministrador a partir del 1 de julio de 2007. Esta obligación permanece bajo las Directivas vigentes de 2007 (Directiva 2007/72/CE de electricidad y Directiva 2007/73/CE de gas). Existen otros países donde el modelo de liberalización solo abarca a los mercados mayoristas (este es el caso de la gran mayoría de estados en Estados Unidos).

(2) Tras los intentos frustrados de fusión entre Iberdrola y Endesa, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, Gas Natural e Iberdrola, Gas Natural y Endesa, la principal operación empresarial del sector desde los comienzos de la liberalización ha sido la absorción de Unión Fenosa por parte de Gas Natural autorizada con condiciones por la Comisión Nacional de Competencia (Resolución del 11-2-2009), dando lugar al grupo Gas Natural Fenosa.

(3) La protección de los consumidores vulnerables se recoge en las Directivas 2009/72/ CE y 2009/73/CE, pero la caracterización exacta de dichos consumidores se deja a cada Estado miembro. De hecho, dentro de la Unión Europea existe una gran variedad de experiencias con respecto a la tipología de definición y medidas de protección de consumidores vulnerables (ERGEG, 2009).

(4) Desde 2008, la Comisión Europea, junto con CEER, las autoridades reguladoras nacionales, los gobiernos, las asociaciones de los consumidores, los representantes de organismos de mediación y resolución extrajudicial de conflictos y de las empresas europeas de gas y electricidad, establecen el Foro de Londres como proceso de debate permanente para avanzar en la liberalización de los mercados minoristas de gas y electricidad y en la defensa de los consumidores. El Foro se reúne cada año en otoño, con el objeto de analizar los estudios elaborados por sus participantes y realizar nuevas propuestas de trabajo para el año siguiente.

(5) Tanto el precio libre como el regulado incluyen un componente de peajes de acceso a las redes que está fijado administrativamente. En el caso del precio libre el componente de energía y los costes de comercialización se determinan en el mercado, mientras en el precio regulado están fijados reglamentariamente.

(6) El sistema del suministro de último recurso se introdujo a través de la Ley 17/2007 y la Ley 12/2007, que transpusieron en el Ordenamiento español, respectivamente, la Directiva 2003/54/CE de electricidad y la Directiva 2003/55/CE de gas.

(7) En la actualidad, las siguientes empresas operan como comercializadores de último recurso: Endesa Energía XXI, S.L.U. (gas y electricidad), Gas Natural Sur SDG, S.A. (gas y electricidad), HC-Naturgás Comercializadora de Último Recurso, S.A. (gas y electricidad), E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.A. (electricidad) y Madrileña Suministro de Gas Sur, S.L. (gas).

(8) La Orden ITC/1659/2009, que definía los detalles del mecanismo de traspaso de los consumidores a los CUR, se aprobó tan solo una semana antes de la entrada en vigor del suministro de último recurso.

(9) El número de consumidores sin derecho a TUR que siguen siendo suministrados por un CUR a un precio disuasorio se ha reducido desde 354.636 en febrero de 2010 a 55.452 en mayo de 2012. La problemática de estos consumidores se ha analizado en CNE (2010).

(10) Tras una denuncia presentada por Gas Natural en diciembre de 2009, el 24 de febrero de 2012, la Comisión Nacional de Competencia (CNC) impuso a Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U. e Iberdrola Generación S.A.U. una multa de 10.685 000 euros por el falseamiento de la libre competencia mediante actos desleales. La CNC consideró acreditado que, desde agosto de 2009 a marzo de 2010, Iberdrola procedió a traspasar clientes (unos 268.000) sin su consentimiento desde la comercializadora de último recurso de su grupo hasta la comercializadora en mercado libre, en contra de la Disposición Adicional Primera de la Orden ITC/1659/2009, que requiere el consentimiento expreso de los consumidores en todos los cambios de suministrador. En un caso similar, el 11 de junio de 2012, la CNC impuso a Endesa Energía XXI, S.L., una multa de 5.475.000 euros, también por el falseamiento de la libre competencia mediante actos desleales. La conducta sancionada consistió en que la comercializadora de último recurso de Endesa realizó, desde noviembre de 2009 a octubre de 2010, mediante una modificación contractual, el traspaso al mercado libre de clientes sin derecho a TUR (más de 300.000 clientes), a los que estaba suministrando transitoriamente a tarifa regulada con penalización, sin recabar su consentimiento expreso.

(11) El Real Decreto 1435/2002 regula por primera vez el sistema de información de puntos de suministro (SIPS) de los distribuidores, indicando que los comercializadores po-

drán acceder a ello según requisitos que se establezcan de forma reglamentaria. Posteriormente, el Real Decreto 1454/2005 amplía el alcance de la información accesible y elimina la necesidad de desarrollos reglamentarios. La Orden ITC/3860/2007 indica explícitamente que los distribuidores no podrán establecer condición alguna para el acceso al SIPS.

(12) En abril de 2009 la CNC estableció multas sancionadoras, de distintos niveles, para Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico y Viesgo por considerar que habían incurrido en prácticas abusivas de la competencia, consistentes en negar el acceso al SIPS a Centrica, y en transmitir de manera discriminatoria información a empresas comercializadoras de sus propios grupos empresariales.

(13) En el punto núm. 11 de las conclusiones del Foro de Londres de 2011 se hace referencia explícita a la importancia de estudiar un modelo de *data hub* que facilite la gestión de la información sobre puntos de suministro. Los primeros resultados de dicho trabajo, actualmente en curso, se presentarán en el Foro de Londres de 2012.

(14) No obstante, el porcentaje de contratos negociados en el mercado OTC eléctrico, con horizonte igual o superior al año, se ha incrementado del 30 por 100 en 2010 al 37 por 100 en 2011.

(15) En abril de 2010 la CNE propuso al Gobierno una hoja de ruta para el desarrollo de un mercado organizado del gas, en línea con el modelo objetivo de mercado europeo del gas, conocido como *gas target model* (véase la parte IV de CNE, 2012a).

(16) La supervisión coordinada del mercado OTC eléctrico español entre la CNE y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) es objeto del convenio firmado entre las dos instituciones el pasado 3 de julio de 2012, relacionado también con el proceso de colaboración entre entidades financieras y energéticas bajo el Reglamento Europeo sobre Transparencia de Mercado (REMIT).

(17) El HHI (índice de Hirschmann-Herfindahl) se define como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de las empresas que operan en el mercado relevante objeto de análisis. Puede asumir valores entre 0 (para un mercado con un número de empresas que tiende al infinito) y 10.000 (para un mercado en régimen de monopolio, donde opera una empresa con una cuota del 100 por 100).

(18) En 2011 los principales comercializadores incluidos en el grupo de «Otros» en el segmento de alta tensión fueron: Fortia (8,5 por 100), Atel (4,4 por 100), Nexus Energía (2,6 por 100), Grupo Villar Mir Energía (2,3 por 100), EGL (1,8 por 100), Factor Energía (1,1 por 100) Y Acciona (0,88 por 100).

(19) Este indicador es un índice compuesto, construido a partir de cinco aspectos de la experiencia del consumidor: comparabilidad, confianza, problemas encontrados en el servicio ofrecido, reclamaciones y satisfacción general. Entre los servicios analizados, además de gas y electricidad, se incluye la telefonía fija y móvil, los bancos, los servicios postales, varios tipos de transporte, etcétera.

(20) La comparativa depende tanto del componente de energía como del componente de peajes de acceso, sujeto a regulación. No se dispone de información homogénea sobre los costes imputados en los peajes de acceso ni sobre la suficiencia de los mismos para cubrir los costes, en distintos países de la UE. Cabe indicar que las tecnologías del régimen especial son financiadas directamente por los consumidores eléctricos en todos los países analizados, por medio de incentivos económicos, certificados verdes o mecanismos de subastas de capacidad, con la excepción de Finlandia, Noruega, Holanda y Luxemburgo, que han establecido mecanismos impositivos para el resto de las tecnologías. Entre los países europeos con precios más elevados se encuentran aquellos que incurren en un mayor coste de financiación del régimen especial.

(21) No obstante, en el primer semestre de 2012 se observan diferencias no despreciables entre las ofertas (publicadas en el comparador de precios de la CNE) para el segmento de consumidores sin derecho a TUR, así como una gran variedad de ofertas ligadas a la contratación de servicios adicionales (véase CNE, 2012b).

(22) El 29 julio de 2011 el Consejo de la CNC, tras la denuncia formulada por Iberdrola, S.A., declaró que Gas Natural Distribución había infringido el artículo 2 de la LDC y el artículo 102 del TFUE, al denegar, entre julio de 2007 y mayo de 2009, solicitudes de cambio de suministrador (realizadas telefónicamente). Para dicha infracción se estableció una multa de 620.000 euros. En la misma Resolución, la CNC declaró que Gas Natural Comercial había infringido el artículo 3 de la LDC al realizar entre mayo y septiembre de 2009 una campaña de información a sus clientes, desleal con sus competidores (para dicha infracción estableció una multa de 2.650.000 euros).

(23) Esta medida está en línea con la Directiva 2009/72/CE, que establece el derecho del consumidor a recibir, gratuitamente, todos los datos de consumo en un formato armonizado fácilmente comprensible y a cederlos, también, sin costes a cualquier comercializador registrado.

(24) Se trata de procesos en los cuales grupos de consumidores de domésticos eligen un representante (típicamente una organización de consumidores) que se encarga de buscar/negociar ofertas en el mercado libre. Una vez seleccionada la mejor oferta (dicha selección puede incluso tomar la forma de una subasta), cada consumidor es libre de decidir si aceptarla o no. Experiencias de este tipo se han observado en Holanda, Bélgica y Alemania, y se están planteando en Reino Unido.

BIBLIOGRAFÍA

CEER (2011), «Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters», diciembre.

— (2012), «Electricity and gas retail market design, with a focus on supplier switching and billing», enero.

CNE (2010), «Expediente informativo para analizar las causas que están provocando los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre», julio.

— (2011a), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2007-2009», septiembre.

— (2011b), «Informe 32/2011 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural», octubre.

— (2011c), «Informe 34/2011 sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica», octubre.

— (2012a), «Informe sobre el sector energético español», marzo.

— (2012b), «Informe de supervisión de las ofertas del mercado minorista de gas y electricidad recogidas en el comparador de ofertas de la CNE», julio.

— (2012c), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y Avance 2011», próxima publicación septiembre-octubre.

COMISIÓN EUROPEA (2011), «2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market», Commission Staff Working Document, junio.

DURBÁN, R. (2011), «La liberalización del suministro de energía y su compatibilidad con un esquema de protección del consumidor. Diez consideraciones para el caso español», en ARIAE, *Electricidad e Hidrocarburos en Iberoamérica. Aspectos regulatorios y medioambientales*, Civitas-Thomson Reuters.

ECME CONSORTIUM (2009), «The functioning of retail electricity markets for consumers in the European Union», Study for the Directorate-General for Health & Consumers.

ERGEG (2009), «Status review of the definitions of vulnerable customers, default supplier and supplier of last resort», julio.

— (2011), «Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas», febrero.

TRES DÉCADAS DE REFORMAS EN EL MERCADO ESPAÑOL DE GASOLINAS:

HISTORIA DE UN FRACASO ANUNCIADO

Jordi PERDIGUERO (*)

Universidad Autónoma de Barcelona, GiM e IREA

Resumen

El sector petrolero español ha sufrido uno de los procesos de reestructuración más intensos de Europa, pasando de ser un monopolio público a su completa liberalización y privatización. Este proceso de reestructuración poseía dos tipos de medidas, unas encaminadas a liberalizar el sector y otras a crear un «campeón nacional». El resultado es un sector fuertemente concentrado e integrado verticalmente. La consecuencia para los consumidores es uno de los precios antes de impuestos más elevados de Europa, y uno de los más rígidos, lo que nos sitúa en el grupo de países con un comportamiento «sospechoso» de colusión.

Palabras clave: combustibles, concentración, colusión.

Abstract

The Spanish oil sector has been one of the most intense restructuring in Europe, passing within a few years of being a public monopoly to complete liberalization and privatization. This process had two types of measures, some aimed at liberalizing the sector, and others to create a «national champion». The result is a highly concentrated and vertically integrated industry. The consequence for consumers is one of the pre-tax prices highest in Europe, and one of the more rigid, which puts us in the group of countries with a «suspicious» behavior of collusive price.

Key words: fuels, concentration, collusion.

JEL classification: L13, L42, L71.

I. INTRODUCCIÓN

El sector de los combustibles es uno de los más relevantes para el buen funcionamiento de la economía, tanto por su elevado consumo como por ser un *input* esencial en la producción y comercialización de la mayoría de los productos. Los precios de los combustibles tienen un peso elevado en la construcción del Índice de Precios al Consumo (IPC), por lo que un precio alto de estos afectaría al índice y se trasladaría al conjunto de la economía. Por esta razón un sector petrolífero ineficiente puede suponer un importante lastre para la competitividad de la economía, pudiendo tener efectos relevantes sobre el bienestar social.

El mercado español de combustibles nació bajo la tutela del sector público y transitó en tan solo veinte años, y empujado por la Comunidad Económica Europea (CEE), a la total liberalización y privatización del sector. España ha pasado de tener un mercado de los combustibles, constituido por un monopolio público con regulaciones administrativas en precios y posibilidades de entrada, a la total liberalización, donde ni tan siquiera los precios de la distribución por oleoducto (con claras características de monopolio natural) poseen ningún tipo de regulación. Sin embargo, de forma paralela a este proceso de liberalización se realizó otro proceso de creación y consolidación de un «campeón nacional» con elevadas cuotas de mercado en todos los segmentos de la industria. Si bien el proceso de liberalización esperaríamos que produjera un incremento en el número de operadores, aumentando la competencia y generando una mejora en la eficiencia del mercado, la creación de un «campeón nacional» con elevadas cuotas de mercado puede limitar esa competencia impidiendo la mejora de eficiencia en el sector.

En el presente artículo se realiza un repaso del proceso de liberalización, así como del proceso de creación del «campeón nacional», para evaluar la situación actual del sector y el posible efecto de estos dos procesos en los precios fijados por las compañías. Como podremos ver, los precios antes de impuestos fijados en el mercado español se sitúan entre los más elevados de Europa, por encima de la media de la zona euro. Parece que entre los dos procesos de reestructuración del sector la creación del «campeón nacional» ha acabado por tener un mayor peso, y tras treinta años de reformas no hemos conseguido tener un mercado competitivo con precios reducidos.

La estructura del artículo es la siguiente: tras esta pequeña introducción, en la sección II se presenta de forma detallada el proceso de reforma llevado a cabo, hacien-

do especial hincapié en las medidas de liberalización, y en aquellas medidas que han facilitado la creación del «campeón nacional». En la sección III se realiza un análisis sobre la estructura actual del mercado español de combustibles, para posteriormente en la sección IV observar cómo han evolucionado los precios fijados por las compañías en este mercado. Finalmente se presentan las principales conclusiones del artículo.

II. LOS AÑOS DE LA LIBERALIZACIÓN: ENTRE LA COMPETENCIA Y EL «CAMPEÓN NACIONAL»

Como hemos indicado, el proceso de reestructuración del mercado español de gasolina resulta un caso particular en Europa debido principalmente a su intensidad y su profundidad. Por un lado, se introdujeron medidas de liberalización que podían producir un incremento de la competencia en el sector. Por otro lado, la introducción de medidas, de forma paralela, que facilitaron la creación de una gran compañía de capital español hace que los resultados de dicho proceso puedan no ser todo lo satisfactorios que se esperaba en términos de competencia y beneficio para los consumidores.

En el presente apartado se realiza en primer lugar un repaso exhaustivo de las principales medidas llevadas a cabo para introducir competencia en el sector, para después analizar las medidas que facilitaron la creación de una gran empresa de capital nacional en el mismo.

1. Medidas de introducción de competencia

Siguiendo a la Comisión Nacional de Energía (CNE) (2002), la historia del sector petrolero español puede dividirse en tres etapas: 1) La comprendida entre 1927 y 1984, es la etapa de creación y funcionamiento del Monopolio de Petróleos, caracterizada principalmente por la intervención estatal. 2) La que abarca entre 1984 y 1992, periodo en el que se produce una transición hacia la liberalización, por las obligaciones de la adhesión de España a la CEE. 3) La etapa que transcurre desde 1992 hasta la actualidad, durante la que se completa la liberalización del sector.

Como se señala en CNE (2002), no es hasta la segunda etapa del proceso de restructuración, con la adhesión de España a la CEE, cuando se comienzan a introducir medidas realmente liberalizadoras en el mercado.

La principal reestructuración llevada a cabo en esta primera etapa fue el Real Decreto Ley 5/1985, de 12 de diciembre, de Adaptación del Monopolio de Petróleos. Este Real Decreto Ley introduce las primeras modificaciones significativas dentro del marco regulatorio del mercado. Entre estas modificaciones destacan: 1) la posibilidad de que el gobierno liberalizara la importación de crudo; 2) la eliminación gradual de las barreras a la importación y exportación de combustibles en la CEE; 3) la posibilidad de crear una red de gasolineras paralela a la red concesional ya existente, lo que suponía de facto la libertad para cualquier compañía de la CEE de establecerse en España, y 4) la posibilidad de cambiar la fijación administrativa de los precios por otro mecanismo compatible con la CEE.

En 1988 se modifica el régimen de distancias mínimas entre estaciones de servicio. El Real Decreto Ley 4/1988, de 24 de junio, disminuye la distancia mínima entre gasolineras, lo que podía impulsar la creación de la red de gasolineras alternativas a las concesionales.

Un año más tarde entran en el mercado español las primeras compañías extranjeras. Concretamente la británica British Petroleum (BP) adquiere una opción entre el 8 y el 15 por 100 del capital de Petromed, que en aquel momento era la cuarta empresa en capacidad de refino en España.

En 1990 se producen dos acontecimientos muy significativos en la liberalización del sector del petróleo en España. Por un lado, la eliminación del sistema de cuotas, lo que significa la liberalización a la importación de crudo. Por otro, la eliminación del sistema de precios fijos para gasolinas, gasóleos de automoción y gasóleos de calefacción en Península y Baleares. A partir de la Orden de 6 de julio de 1990 se elimina el sistema de precios fijos para la comercialización minorista de gasolina. Se pasa a una regulación de precios máximos a través de una fórmula establecida por el gobierno.

Finalmente, el Real Decreto 4/1991, de 29 de noviembre, sobre Medidas Urgentes para la Progresiva Adaptación del Sector Petrolero al Marco Comunitario, da un nuevo impulso al establecimiento de un libre mercado en el sector del petróleo con la reducción de las distancias mínimas entre estaciones de servicio.

A partir de 1992 el sector petrolero español culmina su liberalización. La primera gran medida de esta etapa es la finalización del Monopolio de Petróleos. La Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petro-

lero, supone un gran impulso a la liberalización del sector. El cambio más destacado, dejar de considerar el sector del petróleo como un servicio público. Se pasa a considerar como un servicio de interés económico general. Cabe señalar que los precios finales en la comercialización minorista siguieron sujetos a la fórmula de precios máximos fijada por el Estado.

En 1995 se suprimen las distancias mínimas entre gasolineras, mediante el Real Decreto 155/1995, y un año más tarde se realiza un primer paso hacia la libertad de precios de los productos petrolíferos. La Orden Ministerial de 10 de junio de 1996 liberaliza los precios de los gasóleos, separándolos del sistema de precios máximos. El impulso definitivo hacia la libertad de precios de los productos petrolíferos se realiza en la Ley 34/98 de Hidrocarburos.

La Ley de Hidrocarburos 34/98 se aprueba el 7 de octubre de 1998 y pretende organizar la legislación vigente en ese momento, así como dar un impulso definitivo a la liberalización del sector. Las principales medidas introducidas para cumplir con estos objetivos son la creación de la CNE, la necesidad de una simple autorización administrativa para la realización de la inmensa mayoría de las actividades, el libre acceso por parte de terceros a la red logística de productos petrolíferos y la liberalización de los precios de todos los productos petrolíferos, con excepción de los Gases Licuados del Petróleo (GLP) de 12,5 kilos.

Estas iniciativas fueron reforzadas dos años más tarde con el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. Esta medida, que pretendía el incremento de la transparencia y competencia en los mercados energéticos, introdujo las siguientes medidas en las diferentes actividades:

— Respecto a la logística, se introdujeron dos medidas. Primero, la apertura del capital social de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), con el objetivo de que ninguna sociedad o grupo de sociedades controlara más de un 25 por 100 de la compañía. Igualmente se establece que las compañías con capacidad de refino en España no podrán ostentar más del 45 por 100 de CLH. Segundo, se establece que las compañías titulares de instalaciones de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos deberán comunicar los precios fijados, así como sus posibles modificaciones a la CNE, la cual hará públicos dichos precios.

— Por lo que respecta a la comercialización, se introducen tres medidas principalmente. En primer lugar, se limita la apertura de nuevas estaciones de servicio por parte de los operadores dominantes. Concretamente, los operadores con una cuota de mercado de más del 30 por 100 (en el caso de España únicamente lo cumplía Repsol) no pueden incrementar sus puntos de venta en un periodo de cinco años, mientras que para los operadores con una cuota de mercado de entre el 15 y el 30 por 100 (el caso de Cepsa) el periodo se reduce a tres años. Una segunda medida consiste en la obligación de transmitir los precios fijados por las estaciones de servicio a la Administración, quien podrá difundir esta información públicamente. La tercera medida impuesta intenta favorecer la apertura de estaciones de servicio por parte de los grandes establecimientos comerciales. Para ello se establece que los nuevos centros comerciales que tengan la consideración de gran establecimiento comercial, construidos a partir del Real Decreto Ley 6/2000: «Incorporarán entre sus equipamientos, al menos, una instalación para suministro de productos petrolíferos a vehículos, para cuyo abastecimiento, con carácter preferente, no podrán celebrar contratos de suministro en exclusiva con un solo operador al por mayor de productos petrolíferos».

Finalmente, en 2003 se cumple con la medida de apertura del capital de CLH.

Como hemos podido observar en este apartado, el mercado español de gasolina ha sufrido un intenso proceso de liberalización a lo largo de las últimas décadas. Hemos pasado de los precios regulados administrativamente a su completa libertad; se han eliminado las distancias mínimas para la apertura de nuevas gasolineras; y el mercado se ha abierto a la participación de las compañías extranjeras. Sin embargo, este proceso de liberalización y de introducción de competencia en el mercado se ha visto acompañado por una serie de medidas dirigidas a la creación de una gran compañía de capital español que domina hasta la actualidad el sector. En el próximo apartado se exponen brevemente las medidas que facilitaron la creación de dicho «campeón nacional».

2. La creación de un «campeón nacional»

Si en el apartado anterior observábamos cómo se adoptaron una serie de medidas liberalizadoras del mercado que podían haber impulsado la competencia, a continuación veremos cómo de

forma paralela se establecían medidas que facilitaron la creación de una gran compañía de capital nacional, la cual poseía una elevada cuota de mercado en todos los segmentos de la industria. Estas medidas comenzaron justo en el momento en que España se ve obligada a liberalizar su sector petrolero, debido a su deseo de formar parte de la CEE.

La primera medida encaminada a la creación de una gran compañía de capital español fue la Ley 45/1984 de Reordenación del sector petrolero, de 17 de diciembre. En dicha ley se pretende impulsar la integración vertical de las empresas presentes en el mercado, según la ley, para incrementar así su eficacia y productividad. Para ello se establecen tres principales aspectos: 1) La posibilidad de que el Estado transfiera a Campsa los bienes y derechos de los que es titular. 2) Que las concesiones de estaciones de servicio reviertan en Campsa a su vencimiento. 3) Que las empresas con capacidad de refino en ese momento podían entrar en el accionariado de Campsa, siempre y cuando el Estado mantuviera el 50 por 100 de la sociedad.

El 31 de diciembre de 1984, el Estado transfiere la actividad de transporte de productos petrolíferos a Campsa. Esta transferencia incluye el transporte por oleoducto, el almacenamiento y la distribución por camiones cisterna. En 1985 España firma el Tratado de Adhesión a la CEE. Ese mismo año el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) transfiere la mayoría de su participación en Campsa a las diferentes compañías públicas con capacidad de refino. En aquel momento eran tres: Petronor (que poseía una refinería en Bilbao), Petromed (titular de una refinería en Castellón) y lo que posteriormente se denominaría Repsol Petróleo (que poseía cuatro refinerías, en La Coruña, Tarragona, Cartagena y Puertollano).

En 1987 se crea el Grupo Repsol, empresa con estructura de *holding*, y que es la encargada de gestionar las actividades estatales en el petróleo y el gas, y cuya titularidad ostentaba el INH.

En 1989 se produce el inicio del proceso de privatización del Grupo Repsol, con la venta del 26 por 100 de la compañía a través de una Oferta Pública de Venta (OPV). A partir de ese momento Repsol comienza a cotizar en las Bolsas de Madrid y Nueva York.

Finalmente se introdujo el Real Decreto 4/1991, de 29 de noviembre, sobre Medidas Urgentes para la Progresiva Adaptación del Sector Petrolero al Marco Comunitario. El principal objetivo de este Real Decreto era potenciar la integración vertical de las empresas con capacidad de refino. La integración vertical era la estructura que se consideraba más adecuada para desarrollar la actividad dentro de un mercado competitivo. Para ello se establecieron los siguientes aspectos: 1) Campsa deberá segregar y distribuir entre las compañías propietarias (Repsol, Cepsa y BP) sus activos comerciales, que eran principalmente sus estaciones de servicio. Este reparto se realiza según su participación en Campsa, que coincide con la cuota histórica de refino de las diferentes empresas. 2) Campsa dejará de ser el intermediario obligado para la venta de productos petrolíferos en España. Las refinerías españolas podrán, a partir de ese momento, vender sus productos directamente o a través de terceros, tanto en la red de estaciones de servicio concesional como en la nueva red paralela de estaciones.

Entre 1992 y 1993 se reanuda el proceso de privatización del Grupo Repsol. En 1992, en primer lugar Pemex ejerce su opción de participaciones que posee sobre Repsol, y de esta forma eleva su participación hasta el 5 por 100. En segundo lugar, el INH realiza una emisión de bonos canjeables por acciones de Repsol, lo que acaba suponiendo una disminución de la participación del INH de un 10 por 100. En 1993 se producen dos operaciones más que aumentan el papel del sector privado en el Grupo Repsol: la segunda OPV de la compañía, con un 13,3 por 100 de su capital, y un nuevo canje de bonos del INH por acciones de Repsol, lo que supone un 0,6 por 100 más del capital de la compañía. Esta última operación se repetiría en 1994 por el 0,1 por 100 de la compañía.

En 1995 se avanza en el proceso de privatización de Repsol con la tercera OPV, correspondiente al 19,4 por 100 de la compañía. Con esta operación el Grupo Repsol, a 31 de diciembre de 1995, tenía el 79 por 100 del capital privatizado, constituyendo sus principales accionistas privados el Banco Bilbao Vizcaya (BBV) con un 5,2 por 100, y La Caixa y Pemex con un 5 por 100 cada una.

Un año más tarde el gobierno introduce la *Golden Share* en Repsol, una vez que la participación del Estado en la compañía había descendido del 15 por 100. Como se indica en CNE (2002), esta medida requiere la aprobación administrativa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para llevar a cabo las siguientes medidas: 1) Disolución voluntaria, fusión, escisión o modificación del objeto social de la sociedad. 2) Enajenación de cualquier reserva y refinería de hidrocarburos ubicada en España. 3) Enajenación

por parte de Repsol de acciones o valores convertibles en acciones de las principales sociedades participadas del Grupo Repsol. 4) La adquisición, ya sea directa o indirecta, de acciones o valores convertibles en acciones que puedan hacer que el titular posea una participación del 10 por 100 o más del capital social de Repsol o cualquiera de las sociedades participadas mencionadas anteriormente. Tras la introducción de esta medida de control, la compañía Repsol culmina su proceso de privatización durante los años 1996 y 1997 mediante sendas OPV del 11 y el 10 por 100 respectivamente, con lo que el Estado deja de tener participación alguna en la compañía. La *Golden Share* en Repsol finalizó en febrero de 2003.

Como hemos podido ver en este segundo apartado, el proceso de reestructuración del mercado español de gasolina ha seguido dos caminos paralelos donde a la vez que se introducían medidas liberalizadoras se impulsaban otras que facilitaban la creación de una gran empresa de capital nacional verticalmente integrada. En el cuadro n.º 1 podemos ver este paralelismo.

III. RESULTADO DEL PROCESO: ESTRUCTURA ACTUAL DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES EN ESPAÑA

Tras el intenso proceso de reestructuración, el mercado español de gasolina presenta una estructura altamente concentrada e integrada verticalmente. La ausencia casi total de pozos petrolíferos en España hace que el mercado pueda dividirse en tres segmentos: el refino, el transporte y almacenamiento, y la comercialización minorista. A continuación realizaremos un repaso de las principales características estructurales de estos tres segmentos.

1. El segmento del refino en España

El segmento del refino en España se caracteriza por la elevada concentración, la ausencia de participación pública, así como de cualquier regulación de precios.

En España existen nueva refinerías, cinco de ellas propiedad de Repsol (con el 58 por 100 de la capacidad de refino del país), tres propiedad de Cepsa (un 34 por 100 de la capacidad de refino) y una de BP (el 8 por 100 de la capacidad de refino). Como bien se señala en el informe de la Comisión Nacional de Competencia (CNC) (2011), estos datos hacen que el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) del mercado del refino en España se sitúe en los 4.531 puntos, muy por encima de otros países de la Unión Europea como Francia (3.661 puntos), Italia (1.749 puntos), Alemania (1.702 puntos) o Reino Unido (1.313 puntos). Parece claro que la situación actual, donde una sola compañía posee el 58 por 100 de la capacidad de refino, no es la ideal para que se produzca una competencia efectiva en el mercado. Es cierto que las empresas minoristas pueden optar por comprar las gasolinas refinadas en el mercado internacional, lo que podría disciplinar el comportamiento de las empresas establecidas en España. Sin embargo, debemos tener en cuenta que la importación de gasolinas refinadas supone en muchos casos el pago de mayores costes de transporte, lo que limita su posibilidad de competir.

Las tres empresas con capacidad de refino en España (Repsol, Cepsa y BP) son completamente privadas, sin ningún tipo de participación pública. Además, el Estado no impone sobre ellas ningún tipo de regulación de precios. La combinación de alta concentración y empresas privadas sin regulación de precios es fácil que nos aboque a unos precios por encima de los competitivos. Lamentablemente, los precios de las refinerías españolas no son públicos, por lo que es imposible analizar de forma empírica si efectivamente se acercan a los precios competitivos o no.

2. El transporte y almacenamiento de gasolina

Si el segmento del refino en España resultaba excepcional por su elevada concentración, el del transporte y almacenamiento no resulta diferente. Las características de monopolio natural que muestra el transporte por oleoducto hacen lógico que tan solo exista una compañía (en el caso de España la compañía CLH). Lo que no resulta tan normal es que la compañía fije de forma libre los precios de transporte. La única regulación que debe cumplir CLH es dar servicio a todos los operadores de una forma no discriminatoria, lo que supone el cobro de precios uniformes para todos los operadores que solicitan sus servicios. Este sistema de precios se ha denominado por parte de la CNE como «acceso negociado» y asegura la no discriminación de tarifa entre los diferentes operadores.

Sin embargo, existen trabajos en la literatura económica que señalan que la no discriminación de precios entre compañías puede no ser suficiente para evitar la distorsión en el mercado. Como señalan Adams y Brock

CUADRO N.º 1

RESUMEN DE LAS PRINCIPALES MEDIDAS EN EL PROCESO DE REESTRUCTURACIÓN

Liberalización		*Creación del «campeón nacional»*	
1985	Liberalización de la importación de crudo. Eliminación de las barreras a la importación y exportación de crudo a la CEE. Libertad de cualquier compañía para establecerse en el mercado minorista.	1984	Posibilidad de que el Estado transfiera a Campsa los bienes de los que era propietario. Las concesiones de estaciones de servicio revierten a Campsa a su vencimiento. Transferencia desde el Estado a Campsa de la actividad de transporte de productos petrolíferos.
1988	Disminución de la distancia mínima entre gasolineras.	1987	Creación del Grupo Repsol cuya titularidad ostentaba el INH.
1990	Se pasa de la fijación administrativa de los precios a una regulación de precios máximos.	1989	Privatización el 26 por 100 de Grupo Repsol.
1991	Se vuelve a reducir la distancia mínima entre gasolineras.	1991	Distribución de las gasolineras de Campsa entre las tres compañías con capacidad de refino (Repsol, Cepsa y BP) según su capacidad de refino instalada.
1992	Libertad de actuación empresarial en todos los segmentos del mercado. El Estado deja de tener la obligación de mantener el 51 por 100 de Campsa. Se eliminan las diferencias entre la red de gasolineras concesionales y la red paralela.	1992	Pemex se adjudica el 5 por 100 del capital del Grupo Repsol.
1995	Se suprime definitivamente la distancia mínima entre gasolineras.	1993	Privatización mediante OPV del 13,3 por 100 del Grupo Repsol. Canje de bonos del INH por acciones de Repsol, lo que supone un 0,6 por 100 del capital de la compañía.
1996	Se liberaliza el precio del gasóleo.	1995	Tercera OPV de Repsol por un valor del 19,4 por 100.
1998	Creación de la CNE. Liberalización de las actividades de refino, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. Libre acceso de terceros a la red logística de productos petrolíferos. Liberalización de los precios de todos los productos petrolíferos excepto los GLP de 12,5 kilos.	1996	Introducción por parte del gobierno de la *Golden Share,* que finaliza en 2003. OPV por valor del 11 por 100 del capital.
2000	Apertura del capital de CLH. Limitación de la apertura de nuevas gasolineras por parte de Repsol y Cepsa. Obligación de transmitir los precios a la administración. Apertura de gasolineras por parte de grandes establecimientos comerciales.	1997	Última OPV por el 10 por 100 restante de Repsol.

Fuente: Elaboración propia a partir de CNE (2002).

(1983), existen actuaciones por parte de las empresas de transporte que pueden producir barreras a la entrada o sobrecostes a los pequeños operadores difícilmente superables para ellos. Entre estas actuaciones destacan: 1) La exigencia de volúmenes mínimos elevados, lo que produciría un sobrecoste a los pequeños operadores, que deberían almacenar el producto durante largo tiempo. 2) La fijación de estándares de calidad en el producto desproporcionados. Esta medida

provocaría que los operadores independientes únicamente pudieran comprar su gasolina a nivel mayorista a las grandes compañías que pueden asegurar estos estándares de calidad y que están dentro del capital de la operadora de transporte. 3) La fijación de precios elevados. La fijación de precios no discriminatorios pero por encima de los competitivos provocaría igualmente un sobrecoste para todos aquellos operadores independientes que no son propietarios de CLH.

Siguiendo esta línea argumental, Contín, Correljé y Huerta (1998) y Contín y Huerta (2001) comparten que la existencia de un único operador en el mercado de la distribución por oleoducto, con libertad total de precios, puede suponer un cuello de botella que esté limitando la competencia en el mercado español de gasolina. Asimismo, la CNC en sus informes de 2011 y 2012 señalaba que esta situación era criticable al menos por dos motivos: la libertad total por parte de CLH de fijar las tarifas y la presencia de las operadoras con capacidad de refino en el capital de CLH, lo que les permitiría tener información y recuperar vía dividendos parte de los posibles sobreprecios. De hecho, el propio informe de la CNC (2011) señala que CLH posee una rentabilidad superior al resto del sector, lo que sería coherente con unos precios elevados y explicaría el interés por diferentes inversores financieros en pertenecer al accionariado de CLH.

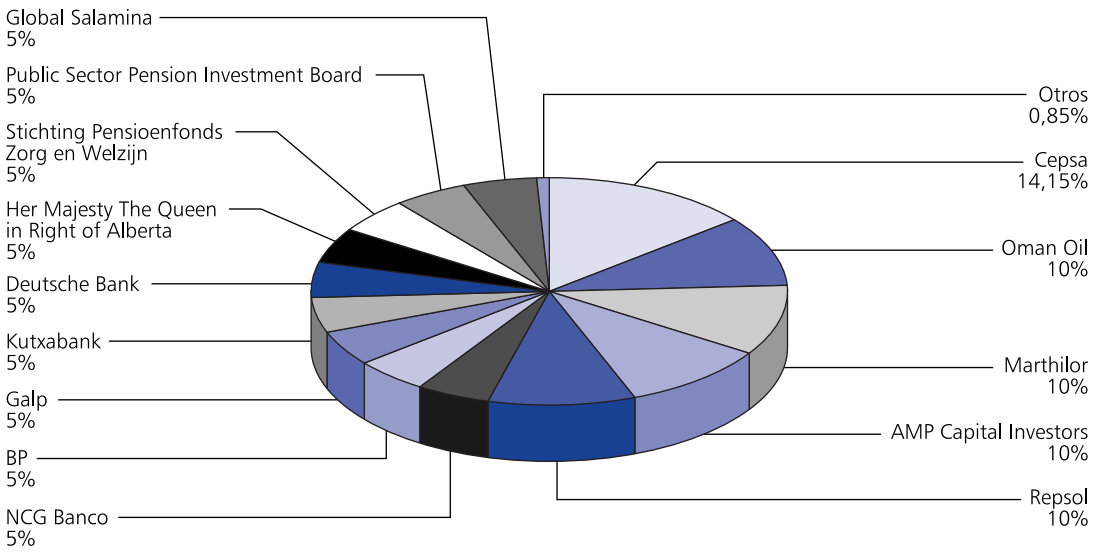
La obligación de abrir y diluir el accionario de CLH por parte del gobierno, junto al atractivo financiero de la compañía, ha hecho que el capital de CLH se encuentre en estos momentos mucho más repartido. A pesar de ello, las empresas operadoras en el mercado español de gasolinas, y especialmente las que disponen de capacidad de refino, siguen teniendo un papel fundamental dentro de la compañía, como se puede ver en el gráfico 1.

Si la ausencia de regulación en el segmento del refino podía llevar a elevados precios debido a la concentración existente en el mercado, en el caso del transporte por oleoducto nos encontramos con la ausencia de regulación de precios, existiendo claras características de monopolio natural. En ambos casos, las condiciones estructurales y regulatorias no parecen ser las ideales para la existencia de precios competitivos en el mercado.

3. La comercialización minorista de gasolinas

El segmento de la comercialización minorista en España no

GRÁFICO 1
DISTRIBUCIÓN DEL CAPITAL DE CLH (AGOSTO DE 2012)



Fuente: Elaboración propia a partir de CLH.

difiere en exceso de los otros dos segmentos analizados anteriormente. El número de estaciones de servicio es reducido, a pesar de la apertura de nuevos puntos de venta en los últimos años, y se encuentran fuertemente concentradas en unas pocas compañías que además poseen contratos de integración vertical, lo que les permite, de forma directa o indirecta, fijar los precios finales que pagamos los consumidores.

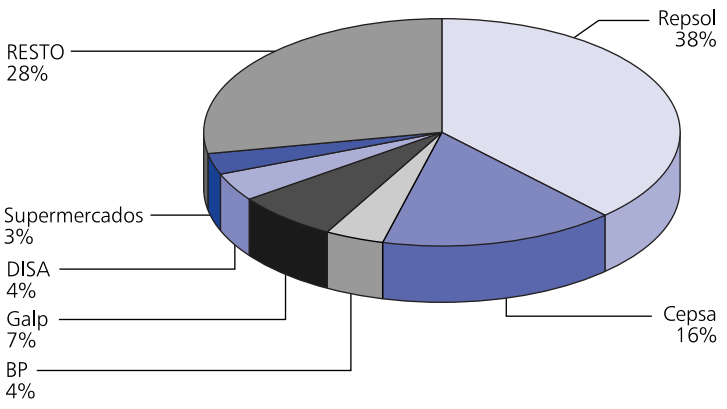
En el gráfico 2 podemos ver la distribución de las cuotas de mercado en el segmento minorista según el número de puntos de venta.

Como podemos observar en el gráfico anterior, el segmento minorista de gasolina en España se encuentra fuertemente concentrado. El índice de concentración de orden 1 alcanza un nivel de 0,38 (que corresponde a la cuota de mercado de la principal compañía, Repsol), el de grado 2 se eleva hasta el nivel de 0,54 (la suma de la cuota de Repsol y Cepsa), mientras que el de grado 3 alcanza el nivel de 0,61 (Repsol, Cepsa y la cuota de Galp). Que las tres principales compañías controlen más del 60 por 100 del mercado nos muestra su elevado grado de concentración. En el plano microeconómico estos niveles de concentración todavía pueden ser mayores, especialmente en las vías de gran capacidad de pago. En las autopistas de peaje las compañías concesionarias tienen la capacidad de gestionar el negocio de los combustibles. La actuación habitual por parte de estas compañías concesionarias es subastar el conjunto de las gasolineras en bloque a una sola compañía petrolera, por lo que se elimina completamente la competencia (1).

Otra de las características del segmento minorista de gasolina en España es la reducida participación de las gasolineras propiedad de supermercados e hipermercados, que alcanza justo un 3 por 100. La reducida presencia de este tipo de establecimientos contrasta con el importante papel que juegan en países como Francia, siendo uno de los principales agentes dinamizadores de la competencia en el segmento.

El tercer elemento que caracteriza el segmento minorista de gasolina en España es su intensa integración vertical. La mayoría de los puntos de venta son propiedad de las compañías con capacidad de refino, las denominadas *Company Owned-Company Operated* (COCO). Pero también, a pesar de ser propiedad de una persona jurídica diferente y no estar gestionada por la compañía petrolera, las denominadas *Dealer Owned-Dealer Operated* (DODO), poseen contratos de exclusividad que acaban significando la integración vertical *de facto* con alguna compañía petrolera. La elevada integración vertical es una característica del mercado de la gasolina que no es exclusiva del mercado español, pues se repite en la práctica totalidad de los mercados internacionales. A pesar de ello, existen dudas sobre los efectos que esta integración vertical puede generar sobre la competencia, y en definitiva sobre los precios finales de los productos. La integración vertical de las compañías que operan en este mercado tendría por un lado efectos positivos, ya que generaría mejoras de eficiencia a través de la reducción de los costes, y sobre todo a través de la eliminación de posibles problemas de doble marginalización. Sin embargo, la integración vertical también podría facilitar la puesta en marcha de prácticas contrarias a la competencia, principalmente a través de actuaciones de precios o costes predatorios. Se consideran prácticas de costes predatorios cuando se imponen precios elevados en el segmento aguas abajo para limitar la competencia en dicho segmento.

GRÁFICO 2
CUOTAS DE MERCADO EN EL SEGMENTO MINORISTA DE GASOLINA (NÚMERO DE PUNTOS DE VENTA, AGOSTO 2012)



Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Si mayoritariamente las relaciones verticales conceden a los comercializadores libertad para fijar los precios, el número de agentes decisores en el mercado aumentaría, con lo que su coordinación se haría más difícil. Sin embargo, si las relaciones verticales existentes dejan en manos de pocos operadores las decisiones de precios, el número de agentes decisores en el mercado se reduce de forma significativa, por lo que su coordinación resulta más sencilla.

Los vínculos DODO en régimen de comisión son de especial interés para determinar quién fija las estrategias de precios de los puntos de venta. Hasta aproximadamente el año 2000 estos vínculos suponían la gran mayoría de las relaciones DODO, y el precio final era fijado por el operador mayorista. Estas características se pueden derivar incluso de los escritos del Servicio de Defensa de la Competencia (SDC). En la Resolución del Expediente 493/00 Cepsa, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) reproduce parte del informe del SDC, donde podemos leer: «Teniendo en cuenta la relación económica de suministro que une al distribuidor con el proveedor, es decir, el régimen de suministro en exclusiva de combustibles, y con independencia del régimen de propiedad de la Estación de servicio, los contratos de Cepsa se dividen en: 1.247 en régimen de comisión de venta en garantía, según denominación de la propia Cepsa (el 96,1 por 100), 51 en régimen de reventa (el 4 por 100)».

Además, el SDC muestra que en los contratos de Cepsa se fija que: «El titular venderá a los usuarios de la estación de servicio por cuenta de Cepsa Red S.A. en régimen de comisión de venta en garantía, la totalidad de los carburantes y combustibles que vendan en la misma, de conformidad con los precios de venta al público, condiciones y técnicas de venta y explotación, fijados por Cepsa Red S.A.».

Igualmente, en la Resolución del Expediente 490/00 Repsol, se puede observar cómo el TDC pone de manifiesto que entre las relaciones verticales «destacan las que se realizan en el marco de los contratos denominados de comisión, que representan un 97,5 por 100 del total, según el Servicio, y un 80 por 100 según manifestaciones de la compañía en la Vista del Expediente». En esta misma Resolución podemos ver que el SDC considera que «Repsol fija el precio de venta al público a los distribuidores comisionistas (97,5 por 100 de su red)».

Tras las sucesivas denuncias ante los organismos de defensa de la competencia por parte de los distribuidores minoristas, la CNC debía concluir si la fijación de precios por parte de los operadores era una práctica contraria a la Ley de Defensa de la Competencia (LDC) o no. Como bien se indica en García de Coca (2004), la cuestión clave deriva en especificar si se trata de un contrato de comisión o agencia, donde sí se permitiría la fijación de precios por parte de la compañía, o de un contrato de distribución en exclusiva, donde no se permite tal fijación de precios. La diferencia entre estos tipos de contratos radica en conocer qué agente asume los riesgos del producto. La CNC ha considerado que es el propietario de la gasolinera, y no la compañía mayorista, el que asume los riesgos del producto. Este hecho supone que la relación entre el distribuidor y el operador mayorista pase a considerarse un contrato de distribución en exclusiva y que, por lo tanto, la fijación de precios por parte de la compañía sea jurídicamente inadmisible, ya que supone una fijación de precios prohibida por el artículo 1.1 de la LDC.

Por ello, estos contratos verticales han pasado progresivamente de la fijación a la recomendación de precios. Sin embargo, los efectos que esta recomendación de precios puede generar sobre la competencia en el sector, ante la posibilidad de que acaben derivando en una fijación tácita de los precios por parte del distribuidor mayorista, están aún por analizar. De hecho, en el Expediente 493/00 Cepsa, podemos observar que el SDC considera que Cepsa «recomienda el precio de reventa a los revendedores, teniendo un efecto análogo a su fijación, a través del denominado sistema Veriphone» (2).

En la Resolución del Expediente 490/00 Repsol, el SDC vuelve a manifestarse en el mismo sentido, señalando que Repsol «recomienda el precio de reventa a los revendedores, que tiene un efecto análogo a su fijación».

En definitiva, el proceso de reestructuración ha llegado a la creación de un sector petrolífero concentrado y competitivo a nivel internacional con un elevado nivel de integración vertical. Según García de Coca (2004), este era precisamente el objetivo principal del proceso de reestructuración. Parece que el objetivo de crear y potenciar un gran «campeón nacional» en la industria petrolífera tuvo mayor importancia que la creación de un mercado competitivo con precios reducidos para los consumidores. Podemos observar en el cuadro n.º 2 que Repsol se encuentra entre las principales compañías petroleras del mundo, aunque continúa teniendo un tamaño medio frente a las grandes compañías multinacionales. Como se puede ver, Repsol ocupa el

CUADRO N.º 2

PRINCIPALES COMPAÑÍAS ENERGÉTICAS DEL MUNDO EN 2012

1	Exxon Mobil Corp	9	OJSC Rosneft
2	Chevron Corp	10	LUKOIL
3	Gazprom Oao	11	Statoil Asa
4	Petrochina Co	12	Petrobras
5	Total SA	13	E.On AG
6	Royal Dutch Shell	14	Repsol YPF SA
7	Conoco Phillips	15	CNOOC Ltd
8	China Petroleum	16	ENI SpA

Fuente: Elaboración propia a partir de Platts.

puesto 14 en el *ranking* de mayores compañías energéticas del mundo. Este *ranking* ha sido realizado por Platts teniendo en cuenta tanto los ingresos, como los beneficios y los retornos del capital.

Además era importante que este «campeón nacional» se mantuviera en manos de capital español, aspecto que a día de hoy se continúa cumpliendo, tal y como se puede ver en el gráfico 3. Los dos principales propietarios son compañías españolas que mantienen bajo dirección nacional las directrices de la compañía.

IV. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO ESPAÑOL DE COMBUSTIBLES

Tras presentar el proceso de reestructuración del mercado y la situación actual de la estructura en los tres principales segmentos del mercado, debemos observar quizá lo más importante: ¿Qué ha pasado con los precios fijados a los consumidores? La creación del «campeón nacional», ¿ha supuesto soportar precios más elevados?

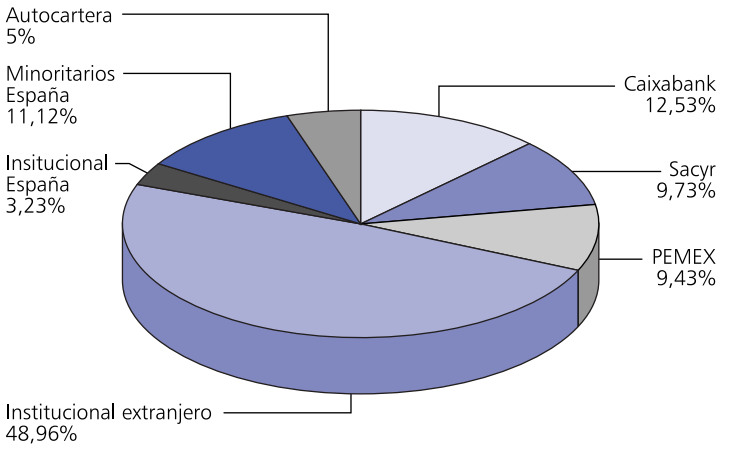
Para responder a estas preguntas analizaremos en primer lugar de forma descriptiva cómo han evolucionado los precios en España y en otros países de la zona euro desde julio de 1998 (primer dato que reporta el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) hasta mayo de 2012. El cuadro n.º 3 muestra los países ordenados de mayor a menor precio en julio de 1998 y en mayo de 2012, tanto para la gasolina sin plomo de 95 octanos como para el combustible diésel, los dos tipos de combustibles más consumidos en España.

El cuadro n.º 3 muestra cómo España ha pasado de estar por debajo de la media de la zona euro a estar por encima en ambos combustibles. Por lo tanto, parece que el precio de los combustibles tras el proceso de reestructuración no ha bajado sino que ha escalado posiciones en el *ranking* de países más caros, situándose en el grupo de cabeza. No es el español el único caso, le acompañan en este mal comportamiento de los precios Portugal y Grecia, en la gasolina sin plomo 95 y en el diésel, respectivamente.

Cabe señalar que el análisis descriptivo anterior se realiza con los precios fijados por las compañías antes de impuestos. Es cierto que los precios después de impuestos fijados en España están

GRÁFICO 3

COMPOSICIÓN ACCIONARIAL DEL GRUPO REPSOL-YPF (2012)



Fuente: Elaboración propia a partir de Repsol.

CUADRO N.º 3

NIVEL DE PRECIOS ANTES DE IMPUESTOS EN UN CONJUNTO DE PAÍSES DE LA ZONA EURO (GASOLINA 95 Y DIÉSEL)
(En céntimos de euro)

	Gasolina 95		*Diésel*	
	Julio 1998	*Mayo 2012*	*Julio 1998*	*Mayo 2012*
1.º	Austria (25,96)	Italia (78,8)	Irlanda (24,76)	Grecia (84,0)
2.º	Países Bajos (24,76)	Bélgica (76,3)	Austria (23,44)	Italia (81,4)
3.º	Irlanda (23,86)	Portugal (76,2)	Países Bajos (21,16)	Portugal (81,3)
4.º	Italia (23,38)	Grecia (75,6)	Finlandia (20,86)	Irlanda (79,9)
5.º	Grecia (22,06)	**España (75,2)**	Bélgica (20,31)	**España (78,9)**
6.º	Luxemburgo (21,88)	Luxemburgo (74,9)	Italia (20,31)	Finlandia (78,2)
7.º	**Media ponderada zona euro (21,88)**	**Media ponderada zona euro (74,6)**	Portugal (20,13)	Bélgica (77,4)
8.º	Portugal (21,82)	Irlanda (74,5)	**Media ponderada zona euro (20,07)**	**Media ponderada zona euro (77,4)**
9.º	**España (21,82)**	Finlandia (74,2)	**España (19,41)**	Países Bajos (76,6)
10.º	Finlandia (21,46)	Países Bajos (74,2)	Alemania (19,05)	Alemania (76,4)
11.º	Bélgica (21,22)	Alemania (73,2)	Luxemburgo (18,63)	Luxemburgo (76,0)
12.º	Alemania (20,43)	Francia (71,9)	Francia (15,57)	Francia (73,7)
13.º	Francia (17,07)	Austria (69,1)	Grecia (15,39)	Austria (73,2)

Nota: Elaboración propia a partir de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

entre los más bajos de Europa, pero únicamente porque España dispone de uno de los impuestos sobre los combustibles más bajos de Europa. En el cuadro n.º 4 se pueden observar los impuestos especiales y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) en cada uno de los países de la CEE (en el año 2012). Como se puede ver, España posee uno de los porcentajes de impuestos sobre el precio de venta al público más bajo de la CEE. Si equiparáramos los impuestos españoles a la media de la CEE, pasaríamos de nuevo a situarnos entre los países más caros de Europa.

Tras observar la evolución de los países de la zona euro y ver cómo España ha pasado de estar por debajo de la media a situarse entre los países con precios más elevados, se ha realizado un filtro de varianza que permitirá observar si los precios minoristas antes de impuestos presentan un comportamiento «sospechoso» de colusión. Los filtros de varianza buscan qué agentes presentan un comportamiento acorde a un posible acuerdo de colusión, es decir, precios más elevados que la media y más rígidos (con coeficientes de variación (3) por debajo de la media). Estas son las dos principales características que se han observado en los casos de colusión descubiertos por diferentes agencias de defensa de la competencia de todo el mundo.

Esta metodología fue desarrollada por Abrantes-Metz *et al.* (2006) y aplicada en diferentes sectores como el de los combustibles (Abrantes-Metz *et al.*, 2006; Jiménez y Perdiguero, 2012), productos químicos (Bolotova *et al.*, 2008), la telefonía móvil (Abrantes-Metz y Pereira, 2007) o el precio de las patatas en el mercado internacional (Muthusamy *et al.*, 2008) entre otros. En el mercado de las gasolinas ha sido una metodología aplicada con cierta asiduidad: Abrantes-Metz *et al.* (2006) lo aplicaron a la ciudad norteamericana de Louisville y no encontraron un comportamiento sospechoso de colusión. Muy diferente ha sido el resultado en el caso de Europa, donde Esposito y Ferrero (2006) mostraron que el comportamiento de los precios en Italia sí se ajustaba al comportamiento «sospechoso» de colusión. Jiménez y Perdiguero (2012) analizaron el mercado de las Islas Canarias, donde se mostraba cómo, en comparación con el agente independiente, los agentes tradicionales sin competidores independientes sí se ajustaban al comportamiento «sospechoso». Se debe advertir que el filtro de varianza es una metodología de *screening* que nos señala qué agentes presentan un comportamiento afín a un acuerdo colusivo (tácito o explícito), pero no es una prueba inequívoca de la existencia de tal acuerdo.

Se ha realizado un filtro de varianza para los dos combustibles más consumidos: gasolina sin plomo 95 y diésel, y para tres periodos diferentes: 1) Julio de 1998-Mayo de 2012 (todo el periodo para el que se dispone de información). En este primer aná-

CUADRO N.º 4

NIVEL DE IMPUESTOS ESPECIALES E IVA EN LOS DIFERENTES PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA EN 2012

Gasolina sin plomo 95						*Diésel*					
País	*PSI (cts/l)*	*IE (cts/l)*	*IVA (cts/l)*	*IVA (%)*	*% de impuestos en el PVP*	*País*	*PSI (cts/l)*	*IE (cts/l)*	*IVA (cts/l)*	*IVA (%)*	*% de impuestos en el PVP*
Reino Unido	71,0	71,9	28,6	20	58,6	Reino Unido	77,3	71,9	29,8	20	56,8
Holanda	74,2	73,6	28,1	19	57,8	Suecia	76,8	51,9	32,2	25	52,3
Suecia	70,2	62,8	33,3	25	57,8	Italia	81,4	59,3	29,6	21	52,2
Grecia	75,6	68,4	33,1	23	57,3	Irlanda	79,9	49,9	29,9	23	50,0
Italia	78,8	70,4	31,3	21	56,4	Finlandia	78,2	46,3	28,6	23	48,9
Finlandia	74,2	62,4	31,4	23	55,8	Alemania	76,4	47,0	23,5	19	48,0
Alemania	73,2	65,4	26,3	19	55,6	Austria	73,2	43,7	23,4	20	47,8
Irlanda	74,5	60,8	31,1	23	55,2	Francia	73,7	44,0	23,1	19,6	47,6
Media ponderada zona euro	74,6	63,5	27,6	20	55,0	**Media ponderada zona euro**	77,4	45,2	24,2	19,7	47,3
Francia	71,9	61,3	26,1	19,6	54,9	Hungría	78,7	38,9	31,8	27	47,3
Dinamarca	76,9	58,2	33,8	25	54,5	Dinamarca	78,0	39,9	29,5	25	47,1
Bélgica	76,3	61,4	28,9	21	54,2	Bélgica	77,4	42,8	25,2	21	46,8
Portugal	76,2	58,4	31,0	23	54,0	Chequia	77,7	43,5	24,2	20	46,6
Eslovaquia	74,6	57,0	26,3	20	52,8	Holanda	76,6	43,7	22,9	19	46,5
Austria	69,1	52,6	24,3	20	52,7	Grecia	84,0	42,6	29,1	23	46,1
Chequia	72,7	51,0	24,7	20	51,0	Estonia	72,8	39,3	22,4	20	45,9
Eslovenia	73,7	49,5	24,6	20	50,1	Eslovaquia	80,3	40,6	24,2	20	44,7
Hungría	75,4	42,3	31,8	27	49,5	Portugal	81,3	36,6	27,1	23	44,0
Letonia	73,7	43,2	25,7	22	48,3	Eslovenia	74,6	36,4	22,2	20	44,0
Estonia	71,8	42,3	22,8	20	47,6	Polonia	75,0	33,9	25,0	23	44,0
Lituania	75,4	43,4	24,9	21	47,6	Letonia	77,1	35,0	24,6	22	43,6
España	75,2	45,6	21,8	18	47,2	Bulgaria	70,9	32,2	20,6	20	42,7
Polonia	72,3	39,0	25,6	23	47,2	Malta	80,2	38,2	21,3	18	42,6
Malta	80,3	46,9	22,9	18	46,5	Rumanía	75,9	30,7	25,6	24	42,6
Rumanía	69,2	34,9	25,0	24	46,4	**España**	78,9	36,1	20,7	18	41,8
Luxemburgo	74,9	46,2	18,2	15	46,2	Lituania	80,9	30,2	23,3	21	39,8
Bulgaria	68,4	36,3	20,9	20	45,6	Chipre	81,8	36,1	17,7	15	39,7

Nota: PSI = Precios sin impuestos; IE = Impuestos especiales.
Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

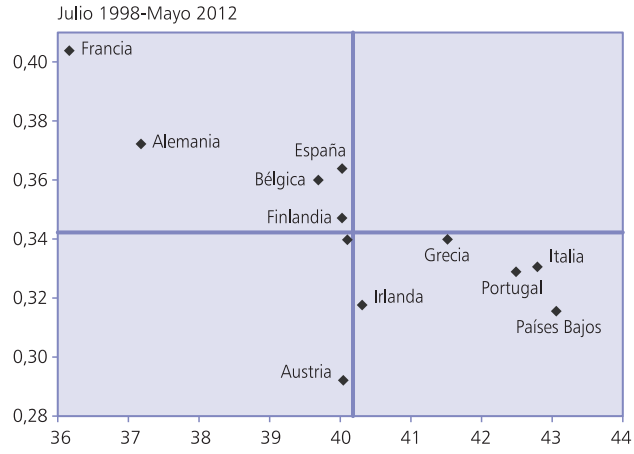
lisis veremos un panorama general en un periodo amplio. 2) Enero de 2007-Diciembre de 2011 (los últimos cinco años completos). 3) Enero de 2010-Diciembre de 2011 (los dos últimos años). En estas dos últimas aproximaciones podremos ver si ha existido un cambio en el comportamiento de los diferentes países de la zona euro, y en especial de España (los resultados se muestran en el gráfico 4). En todos los casos la línea vertical y horizontal representa el precio medio y el coeficiente de variación de la zona euro, respectivamente.

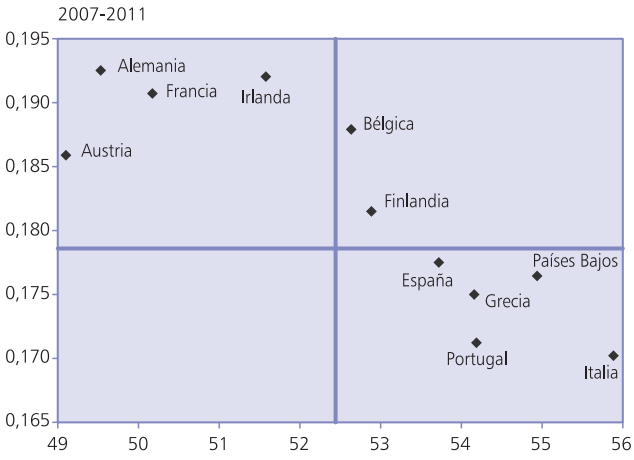
En el primero de los gráficos correspondiente al periodo completo de información disponible se puede observar cómo España se situaba por debajo de la media de precios y con un coeficiente de variación superior a la media. Sin embargo, si analizamos los otros dos gráficos podemos ver cómo la evolución de precios de España se ha modificado, pasando a la zona de países «sospechosos», es decir con un precio por encima de la media y con un coeficiente de variación menor a la media. A pesar de que esta metodología no nos aporta una prueba inequívoca de la existencia de equilibrio colusivo en el mercado, sí que nos señala qué países pueden presentar este tipo de equilibrio. En los últimos años, para la gasolina sin plomo 95 los países que presentan este comportamiento «sospechoso» de forma continua son España, Portugal y todavía más destacada Italia.

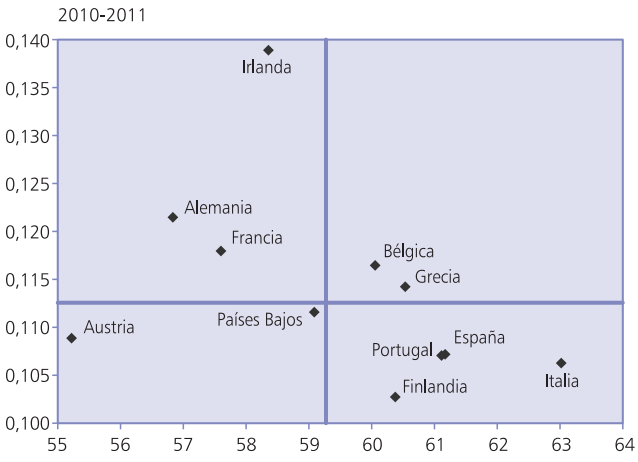
En el caso del combustible diésel, el resultado es muy similar. Si bien España en el análisis para el periodo completo posee un precio ligeramente superior a la media pero con un coeficiente de variación igualmente superior a la media, en el análisis de los últimos años se puede ver cómo España ha entrado en el grupo de «sospechosos». Al igual que en el caso de la gasolina sin

GRÁFICO 4
FILTRO DE VARIANZA DE LOS PAÍSES DE LA ZONA EURO (GASOLINA SIN PLOMO 95 Y DIÉSEL)

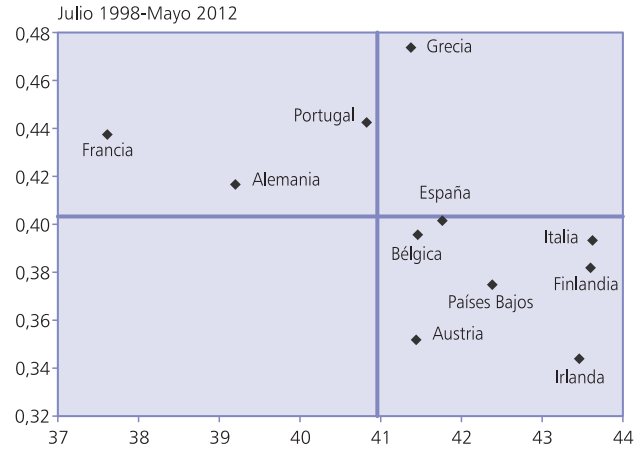
Gasolina sin plomo 95

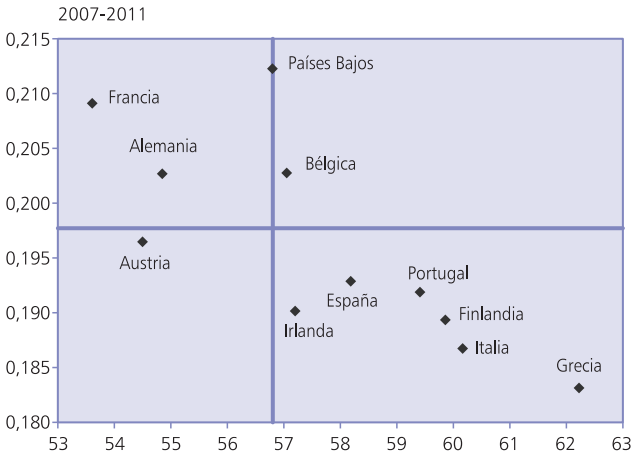


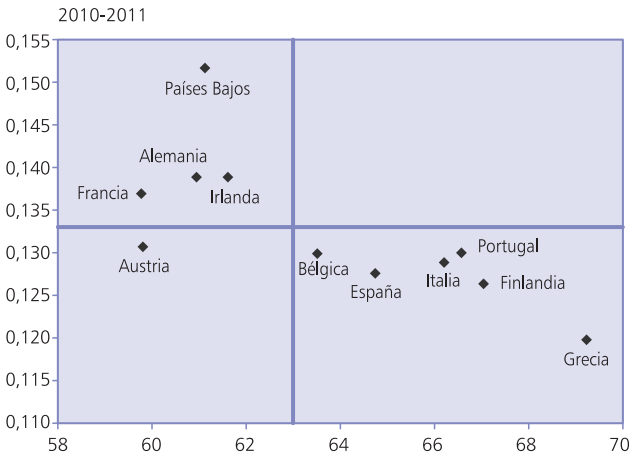




Diésel







Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

plomo 95, España posee un precio superior a la media y un coeficiente de variación inferior, al igual que Italia y Portugal. En el caso del diésel, Grecia y Finlandia también presentan este comportamiento «sospechoso» en los últimos años de forma sistemática. Estos resultados coinciden con los obtenidos por Esposito y Ferrero (2006) para Italia, utilizando igualmente un filtro de varianza, o los obtenidos por Perdiguero (2010) y Perdiguero y Jiménez (2009) para el caso de España utilizando otro tipo de metodologías.

V. CONCLUSIONES

El sector petrolero español ha sufrido uno de los procesos de reestructuración más intensos de Europa, pasando en unos años de ser un monopolio público a su completa liberalización y privatización de la industria. Este proceso de reestructuración tenía dos vertientes: por un lado, medidas liberalizadoras que introducían competencia en el mercado y, por otro, medidas encaminadas a crear un «campeón nacional». La gran concentración existente en el sector (absolutamente en todos los segmentos del mercado) y la posición de Repsol en el mercado internacional nos muestran que el objetivo de crear un «campeón nacional» pasó por encima del objetivo de crear un mercado de combustibles competitivo. La apuesta por la creación del «campeón nacional» ha llevado a que España tenga uno de los precios más elevados y más rígidos de Europa, las dos características que se han observado en casos de acuerdos colusivos en otros países y sectores.

Ante esta situación cabe un conjunto de medidas de política económica que ayuden a mejorar el comportamiento actual de los precios en el mercado español de combustibles. Un primer elemento sería la eliminación de todas aquellas barreras a la entrada, que especialmente a nivel local pueden estar impidiendo la entrada de nuevos operadores. Si efectivamente entraran nuevas operadoras, el nivel de competencia aumentaría y el nivel de precios de equilibrio sería más reducido. Además de aumentar el número de operadores sería igualmente interesante que no se concatenaran las estaciones de servicio, es decir, que gasolineras de la misma marca no se encuentren próximas sin la competencia de otras compañías, generando así monopolios locales. La liberalización de los contratos de integración vertical, en la medida que puede permitir el cambio de abanderamiento, podría ser una medida que ayudara a reducir el nivel de concentración local y por lo tanto el nivel de precios. Éstos dos aspectos son especialmente importantes para las autopistas de peaje españolas, donde el número de gasolineras es muy reducido y además pertenecen a la misma compañía en tramos amplios de la vía.

En el segmento de las refinerías sería interesante conocer los precios fijados por estas, así como las cantidades vendidas. No debemos olvidar que se trata de un segmento de la industria extremadamente concentrado, pero del que sin embargo no disponemos de información. Unos precios mayoristas poco competitivos podrían arrastrarse en la cadena de producto hasta el consumidor final, siendo responsables de parte del diferencial de precios que padecemos respecto a la media de la zona euro.

Por último, dotar de mayores competencias y recursos tanto al organismo regulador como al organismo de defensa de la competencia podría ayudar a detectar y sancionar posibles comportamientos anticompetitivos que se podrían estar dando en el mercado español de combustibles. La legislación actual de defensa de la competencia resulta excesivamente garantista, dilatando los procesos e imponiendo multas (si es el caso) muy reducidas, lo que limita en gran medida la capacidad de este instrumento para prevenir y desalentar posibles comportamientos anticompetitivos.

NOTAS

(*) Me gustaría agradecer los comentarios y sugerencias recibidos por Joan Ramon Borrell y Juan Luis Jiménez. Igualmente me gustaría agradecer la financiación recibida por el programa de investigación RECERCAIXA, el proyecto del Ministerio de Ciencia e Innovación (ECO2009-06946/ECON) y el programa de la Generalitat de Catalunya (SGR2009-1066).

(1) Para un análisis en profundidad sobre el funcionamiento de las gasolineras en las vías de gran capacidad en España, véase Albalate y Perdiguero (2012).

(2) Sistema de comunicación telemática a través del cual, la compañía Cepsa comunica periódicamente los precios de referencia a sus comercializadores.

(3) El coeficiente de variación es igual a la desviación estándar dividido por la media del precio. De esta manera la variable que mide la variabilidad del precio no se ve afectada por el nivel del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

Adams, W., y Brock, J. (1983), «Deregulation or divestiture: The case of petroleum pipelines», *Wake Forest Law Review*, 19(5): 705-791.

Alablate, D., y Perdiguero, J. (2012), «Entry regulation asymmetries and gasoline competition in a mixed motorway network», *IREA Working paper*, 2012/18.

Abrantes-Metz, R.M.; Froeb, L.M.; Geweke, J.F., y Taylor, C.T. (2006), «A variance screen for collusion», *International Journal of Industrial Organization*, 24: 467-486.

Abrantes-Metz, R.M., y Pereira, P. (2007), «The impact of entry on prices and costs», *SSRN-Working paper.*

Bolotova, Y.; Connor, J.M., y Miller, D. (2008), «The impact of collusion on price behavior: Empirical results from two

recent cases», *International Journal of Industrial Organization*, 26(6): 1290-1307.

COMISIÓN NACIONAL DE COMPETENCIA (2011*), Informe de seguimiento del informe de carburantes de automoción de la CNC*, Madrid.

— (2012), *Informe de seguimiento del mercado de distribución de carburantes de automoción en España*, Madrid.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2002), *Cronología del sector petrolero español. Dirección de Petróleo*, Madrid.

CONTÍN, I., y HUERTA, E. (2001), «Infraestructuras de red en la industria petrolera española», *Ekonomiaz*, 46: 76-91.

CONTÍN, I.; CORRELIÉ, A., y HUERTA, E. (1998), «Estrategias de fijación de precios en el mercado español de gasolina 1990-1997. Factores explicativos», *Economía Industrial*, 321: 35-46.

ESPOSITO, F., y FERRERO, M. (2006), «Variance screens for detecting collusion: An application to two cartel cases in Italy», *Italian Competition Authority Working Paper.*

GARCÍA DE COCA, J.A. (2004), «Liberalización y competencia en el sector del petróleo. Balance 1998-2003», en ARIÑO, G. (ed.), *Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y resultados (1996-2003),* tomo II, Ed. Comares.

JIMÉNEZ, J.L., y PERDIGUERO, J. (2012), «Does rigidity of prices hide collusion?», *Review of Industrial Organization*, 41(3): 223-248.

MUTHUSAMY, K.; MCINTOSH, C.; BOLOTOVA, Y., y PATTERSON, P. (2008), «Price volatility of Idaho fresh potatoes: 1987-2007», *American Journal of Potato Research*, 85: 438-444.

PERDIGUERO, J. (2010), «Dynamic pricing in the Spanish gasoline market: A tacit collusion equilibrium», *Energy Policy*, 38: 1931-1937.

PERDIGUERO, J., y JIMÉNEZ, J.L. (2009), «¿Competencia o colusión en el mercado de gasolina? Una aproximación a través del parámetro de conducta», *Revista de Economía Aplicada*, 50: 27-45.

ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE RED EN LOS MERCADOS DE GAS DE CORTO PLAZO EN LA UE: ¿ES SUFICIENTE EL SISTEMA DE ENTRADA/SALIDA?

Miguel VÁZQUEZ
Michelle HALLACK

Cátedra Loyola de Palacio y Escuela de Regulación de Florencia, RSCAS, Instituto Universitario Europeo

Resumen

El proceso de liberalización de la industria del gas europea ha puesto de manifiesto que el cambio de las reglas de juego puede permitir la existencia de instituciones de mercado. El razonamiento para introducir competencia en las industrias de la UE se basa en dividir los servicios en al menos dos grupos: productos básicos (*commodities*) con costes de transacción relativamente bajos y, por ende, aptos para una coordinación de mercado a corto plazo, y los servicios de red, fuertemente regulados, que concentran la mayoría de las particularidades relacionadas con los flujos físicos. Ahora bien, la forma de coordinar tales servicios de red sigue siendo objeto de debate. La elección de la UE es simplificar la capacidad de red vendida en el mercado para aumentar la liquidez. Para hacerlo, es preciso introducir mecanismos altamente complejos que solventen el desfase entre las redes «comerciales» y las redes físicas. Estos mecanismos han creado graves distorsiones en la industria, cuyo coste debería ser tenido en cuenta.

Palabras clave: diseño de mercados de gas, reglas de uso de red, recursos *common-pool*, almacenamiento en línea.

Abstract

The liberalization process of the European gas industry has showed that changes in the game rules could allow the existence of market institutions. The reasoning to introduce competition in network industries separates the services in at least two groups: commodities with relatively low transaction costs, and hence suitable to short-term market coordination, and network services which concentrate most of the specificities related to the physical flows. However, the way to coordinate such network services is still under debate. The EU is favoring the simplification of the network capacity sold in markets to increase liquidity. This must be done by significantly complex mechanisms to bridge the gap between commercial and physical networks. These mechanisms have caused important distortions in the industry, and such costs should be taken into account.

Key words: gas market design, rules of network use, common-pool resources, line-pack storage.

JEL classification: D02, L51, L95, Q40.

I. INTRODUCCIÓN

Es posible definir el gas como un producto básico y negociarlo en el mercado. Sin embargo, incluso sin tener en cuenta sus diferencias de calidad, el gas natural negociado en lugares y momentos diferentes no debe considerarse un único producto. Por lo tanto, la transformación del gas en un producto básico (*commodity*) depende del uso de la red. En este sentido, la definición de las posibilidades de uso de las redes de gas es clave a la hora de diseñar el mercado, y esta definición depende a su vez de las características de los servicios de transporte. En la Unión Europea, todos los Estados miembros deberán seguir ciertos principios comunes para la definición del uso de la red, recogidos en la Tercera Directiva. Estos principios comunes se implantarán mediante códigos de red únicos para toda la UE. Entre ellos figuran las normas de balance, definición de capacidad, asignación de capacidad, etc. La principal idea que subyace a los principios de la UE es la creación de zonas de liquidez: dentro de un plazo de tiempo concreto (a menudo un día) y de una zona geográfica determinada (a menudo un país), el gas es considerado una *commodity* homogénea. Esto supone el desarrollo de centros virtuales de intercambio (*virtual hubs*). Así pues, al ser homogéneos los servicios ofrecidos, se garantiza un cierto nivel de flexibilidad, lo que contribuye a incrementar la liquidez. Ahora bien, esta flexibilidad provoca a su vez un desfase entre la representación implícita en el sistema de contratos y los flujos físicos. Las diferencias entre contratos y flujos de gas provocan distorsiones que se traducen en costes inherentes a cada opción de diseño.

Este artículo comenzará analizando los resultados de varios juegos simples, con la intención de mostrar, de manera general, las características principales de las diferentes maneras de definir las reglas de uso de la red. En concreto, el artículo mostrará que cuando los gestores de la red definen las reglas de antemano, estas impactan significativamente en los resultados del mercado. De hecho, si las necesidades de servicios de red flexibles son heterogéneas, la oferta de capacidad definida por el gestor *ex ante* beneficia a un determinado tipo de usuario. A continuación el artículo describirá de manera detallada la elección de la UE para definir estas reglas, mostrando las dificultades a las que se enfrenta. Estas dificultades se pueden relacionar a su vez con las características generales identificadas a través de los juegos sencillos, de forma que es posible

proponer principios generales para superar dichas dificultades.

II. USOS DIFERENTES DE LOS RECURSOS DE TRANSPORTE DE GAS: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE VARIOS JUEGOS

Para analizar el impacto de definir la asignación de la capacidad de red, conviene resaltar que las redes de gas pueden prestar varios servicios y que esos servicios afectan de manera diferente a la capacidad de red disponible. Una de las principales diferencias entre los diferentes servicios es la flexibilidad que ofrecen. Los servicios flexibles pueden incluir tanto flexibilidad temporal (el periodo de tiempo durante el cual puede retirarse el gas) como flexibilidad espacial (el tamaño de la región donde puede retirarse el gas). Ahora bien, el uso flexible de los servicios de red reduce la cantidad de servicios no flexibles disponibles. Es decir, los servicios flexibles restan capacidad de red de una manera diferente que los servicios no flexibles. El valor exacto de esta relación depende de la cantidad de flexibilidad utilizada (1).

Por otra parte, la relación entre el coste de servicios de transporte flexibles y no flexibles depende de las características físicas de los componentes de la red: estaciones de compresión (características mecánicas, ubicación y potencia, etcétera) y gaseoductos (tamaño, diámetro, material, espesor, etcétera) (véase Glachant y Hallack, 2010).

Así pues, es necesario definir las normas destinadas a coordinar la cantidad de servicios flexibles y no flexibles que ofrecerá la red. A continuación, pondremos de manifiesto que definir tal conjunto de normas no es tarea sencilla. Siguiendo la metodología usada en Ostrom, Gardner y Walker (1994), analizaremos una serie de juegos sencillos para demostrar cómo las reglas de asignación de transporte pueden generar incentivos que llevan a resultados diversos. Para ello, consideraremos una representación simple de las decisiones técnicas asociadas a la explotación de los gaseoductos. En concreto, consideraremos solo dos tipos de servicios: uso flexible y uso no flexible.

1. Dilemas del prisionero posibles cuando las redes ofrecen productos diferentes

El primer paso de nuestro razonamiento es poner un ejemplo sencillo de la tragedia de los comunes. Considérese un modelo simplificado de red de gas que pueden usar dos jugadores. Los dos jugadores obtienen un valor para el uso no flexible de la red $v_{flat} = 6$ y otro valor para el uso flexible de la red $v_{flex} = 10$. Los jugadores deciden entre dos opciones posibles: el uso no flexible de los 2 MW de la capacidad de red, o bien el uso no flexible de 1 MW de capacidad más el uso flexible de 1 MW de capacidad.

Juego 1

Supongamos primero que la capacidad de la red es de 4 MW independientemente de la combinación de usos de la red. Para el mismo sistema de transporte, la cantidad de capacidad flexible disponible es igual a la cantidad de capacidad no flexible (ver cuadro n.º 1).

En este caso, no se produce la tragedia de los comunes. Pero el resultado se basa en considerar que la capacidad flexible resta la misma cantidad de la capacidad disponible que la capacidad no flexible. En realidad, bajo las suposiciones del juego, es irrelevante un uso flexible o no flexible de la capacidad, ya que ambos afectan a los demás jugadores de la misma manera.

Juego 2

En la práctica, el uso flexible de la capacidad resta más cantidad de capacidad disponible que el uso no flexible. Un ejemplo típico es la disyuntiva entre aumentar la capacidad de transporte de un gaseoducto incrementando los diferenciales de presión, o aumentar la capacidad de almacenamiento del gaseoducto reduciendo dichos diferenciales. Para ilustrar esto, considérese la siguiente modificación del juego inicial: la capacidad de la red, si ambos jugadores eligen un uso plano de la capacidad, es de 4 MW. Si un jugador opta por un uso flexible, la capacidad plana es de 2 MW y la ca-

CUADRO N.º 1

ILUSTRACIÓN DEL PRIMER JUEGO

Demanda de red	*Capacidad de red*	*Forma estratégica del juego*		
4 Plana	4		2 Plana	1 Plana – 1 Flexible
3 Plana – 1 Flexible	4	2 Plana	(12,12)	(12,16)
2 Plana – 2 Flexible	4	1 Plana – 1 Flexible	(16,12)	(16,16)

Nota: La celda sombreada representa el equilibrio del juego.

CUADRO N.º 2

ILUSTRACIÓN DEL SEGUNDO JUEGO

Demanda de red	*Capacidad de red*	*Forma estratégica del juego*		
4 Plana	4 Plana		2 Plana	1 Plana – 1 Flexible
3 Plana – 1 Flexible	2 Plana – 1 Flexible	2 Plano	(12,12)	(6,16)
2 Plana – 2 Flexible	2 Flexible	1 Plana – 1 Flexible	(16,6)	(10,10)

Nota: El equilibrio se representa en la celda sombreada en la Asignación de capacidad 1.

pacidad flexible de 1 MW. Si ambos jugadores hacen un uso flexible de la red, la capacidad plana es cero y la capacidad flexible es de 2 MW. Esto significa que el uso flexible de capacidad (1 MW) deja menos capacidad de uso plano disponible para una ulterior asignación que un uso plano de la capacidad (1 MW) (2).

Asignación de capacidad 1

Si la demanda de red es más alta que la capacidad de la red, las normas de asignación de capacidad de red son las siguientes: *a)* la capacidad se asigna a partes iguales entre los usuarios y *b)* la capacidad flexible se asigna primero. Se da prioridad a la capacidad flexible (ver cuadro n.º 2).

Vemos que se produce el dilema del prisionero porque los jugadores tienen que elegir entre más capacidad y capacidad más valorada. Si el otro jugador elige capacidad valiosa, la cantidad de su propia capacidad se ve reducida.

Asignación de capacidad 2

Si la demanda de red es más alta que la capacidad de la red, las normas de asignación de capacidad de red son las siguientes: A) la capacidad se asigna a partes iguales entre los usuarios y B) la capacidad plana se asigna primero. Se da prioridad a la capacidad plana (ver cuadro n.º 3).

Vemos que ahora el dilema anterior se ha resuelto dando prioridad a la asignación de capacidad plana.

Tras examinar estos tres ejemplos, observamos que el resultado del juego depende de: *a)* las características de los servicios ofrecidos y *b)* la regla de asignación. Cuando el uso de una unidad de servicio flexible incide de manera diferente en el sistema (como en las redes de gas reales), es preciso abordar la cuestión de cómo se asigna la capacidad en caso de congestión.

En el juego 2, donde se da prioridad a la flexibilidad, la estructura de juego es la correspondiente al dilema del prisionero. En cambio, en el juego 3, al cambiarse la regla y darse prioridad a la capacidad plana, el dilema desaparece. Un requisito esencial para proceder de tal forma es saber que la capacidad plana, aunque tiene menos valor, es la asignación eficiente, ya que la opción de la capacidad flexible entraña una reducción demasiado costosa de la capacidad de transporte. Así pues, las normas del uso de la red desempeñan una función crucial a la hora de definir el resultado eficiente. Con todo, el gestor del gaseoducto de los ejemplos anteriores tendría que ser capaz de saber de antemano que la capacidad plana es más eficiente, para que el proceso de cálculo de capacidad pudiera llevar a cabo la coordinación. A continuación mostramos que esto no sucede en caso de heterogeneidad entre jugadores.

CUADRO N.º 3

ILUSTRACIÓN DEL SEGUNDO JUEGO

Demanda de red	*Capacidad de red*	*Forma estratégica del juego*		
4 Plana	4 Plana		2 Plana	1 Plana – 1 Flexible
3 Plana – 1 Flexible	3 Plana – 0,5 Flexible	2 Plana	(12,12)	(12,11)
2 Plana – 2 Flexible	2 Plana – 1 Flexible	1 Plana – 1 Flexible	(11,12)	(11,11)

Nota: El equilibrio se representa en la celda sombreada de la Asignación de capacidad 2.

2. Incorporación de la heterogeneidad de los jugadores al juego

Los ejemplos simples desarrollados anteriormente demuestran que la definición de las normas de asignación de servicios de red puede ser crucial para evitar la tragedia de los comunes. Un cierto mecanismo predeterminado (prioridad a la capacidad plana, en el ejemplo anterior) podría ser capaz, en algunos casos, de asignar eficientemente recursos comunes entre los jugadores. No obstante, en caso de heterogeneidad entre jugadores, esto no es siempre posible.

Juego 3

Considérese ahora que los dos jugadores tienen preferencias diferentes (y, por ende, valores diferentes) para la capacidad flexible y plana. El primer jugador obtiene un valor para el uso plano de la red de $v_{flat} = 6$ y para un uso flexible de la red de $v_{flex} = 10$. El segundo jugador obtiene un valor para la capacidad plana de $v_{flat} = 6$ y para la capacidad flexible de $v_{flex} = 30$.

Consideremos las dos opciones de asignación de capacidad del apartado anterior.

Asignación de capacidad 1

Si la demanda de red es más alta que la capacidad de la red, las normas de asignación de capacidad de red son las siguientes: *a)* la capacidad se asigna a partes iguales entre usuarios y *b)* la capacidad flexible se asigna primero (ver cuadro n.º 4).

Asignación de capacidad 2

Si la demanda de red es más alta que la capacidad de la red, las normas de asignación de capacidad de red son las siguientes: *a)* la capacidad se asigna a partes iguales entre los usuarios y *b)* la capacidad fija se asigna primero (ver cuadro n.º 5).

CUADRO N.º 4

JUGADORES HETEROGÉNEOS: JUEGO 3

Demanda de red	*Capacidad de red*	*Forma estratégica del juego*		
4 Plana	4 Plana		2 Plana	1 Plana – 1 Flexible
3 Plana – 1 Flexible	2 Plana – 1 Flexible	2 Plana	(12,12)	(6,36)
2 Plana – 2 Flexible	2 Flexible	1 Plana – 1 Flexible	(16,6)	(10,30)

CUADRO N.º 5

JUGADORES HETEROGÉNEOS: JUEGO 3

Demanda de red	*Capacidad de red*	*Forma estratégica del juego*		
4 Plana	4 Plana		2 Plana	1 Plana – 1 Flexible
3 Plana – 1 Flexible	3 Plana – 0,5 Flexible	2 Plana	(12,12)	(12,21)
2 Plana – 2 Flexible	2 Plana – 1 Flexible	1 Plana – 1 Flexible	(11,12)	(11,21)

En este caso, a diferencia de los primeros ejemplos, no se produce el dilema del prisionero. Ambos equilibrios maximizan el bienestar del juego correspondiente. Estos ejemplos demuestran que, al calcular la capacidad, la operadora del gaseoducto induce juegos diferentes.

La conclusión que cabe extraer de los juegos con usuarios heterogéneos es que existe una solución de capacidad que hace que el jugador que elige la capacidad plana resulte mejor parado que en la otra solución. Así pues, el proceso de cálculo de la capacidad define el juego que jugarán los usuarios de red, por lo que las normas de uso de la red inciden en el propio uso de la red.

3. Inclusión de la negociación para revelar preferencias

Por último, consideramos el caso donde a la hora de calcular la capacidad final se tienen en cuenta las preferencias (por servicios planos o flexibles) de los jugadores. A dicho efecto, podríamos permitir a los jugadores firmar contratos sin ninguna limitación *a priori* de servicios. El gestor del gaseoducto no sabe cuál será el uso futuro del gaseoducto, por lo que la solución sería crear mecanismos para que los jugadores revelen sus preferencias. Por tanto, los jugadores deberán negociar (y comprometerse) antes de que se lleve a cabo el cálculo de capacidad.

Juego 4

Así pues, es preciso contar con mecanismos que permitan comunicar en el proceso de contratación. Por ejemplo, podría establecerse un cierto mecanismo de puja para permitir a los jugadores revelar el tipo de servicio que necesitan y cuánto estarían dispuestos a pagar por él. El proceso de negociación se haría mediante contratos bilaterales. A dicho efecto, habría dos posibles opciones de contratación, que conllevan el compromiso implícito del gestor del gaseoducto.

— En el primer contrato se estipula que el jugador 1 se compromete a elegir 2 MW de capacidad plana y la capacidad será la del primer equilibrio. Al saber que el jugador 2 intentará llegar al segundo equilibrio, el jugador 1 se compromete a un pago adicional.

CUADRO N.º 6

LA FUNCIÓN DE LA NEGOCIACIÓN

Forma estratégica del juego

	Contrato 1	*Contrato 2*
Contrato 1	(11,22)	(6,36)
Contrato 2	(16,6)	(13,27)

Tal pago hace que el jugador 1 siga prefiriendo el primer equilibrio, de modo que si los dos jugadores firman este contrato el jugador 1 paga un euro al jugador 2.

— En el segundo contrato se estipula que el jugador 2 se compromete a elegir 1 MW de capacidad plana y 1 MW de capacidad flexible y la capacidad será la del segundo equilibrio. Al saber que el jugador 1 prefiere el primer equilibrio, el jugador 2 ofrece pagar una cantidad adicional de 3 euros en caso de que los dos jugadores firmen este segundo contrato.

Por último, si los jugadores no se ponen de acuerdo y no firman ningún contrato, el gestor del gaseoducto elegirá el segundo equilibrio (ver cuadro n.º 6).

Este último ejemplo muestra que, si los jugadores pueden negociar su capacidad, son capaces de hallar una mejor solución, que les permite maximizar el bienestar a través de la redistribución de las ganancias. La primera hipótesis de nuestro análisis es que el sistema de transporte puede ser usado por diferentes jugadores, aunque ambos han de ajustarse a las mismas normas. Estas normas pueden estar definidas *ex ante*, como en los juegos 2 y 3. Pero hemos expuesto en este apartado que las normas podrían aplicarse mediante un sistema de contratos. Esto supone una definición de las normas de uso de la red tal que el gestor del gaseoducto no participa en la definición del juego.

Hemos mostrado con estos simples juegos que el proceso de toma de decisiones para ofrecer servicios de red define el juego que jugarán los usuarios de la red. En consecuencia, la definición de los servicios de red ofrecidos tiene un papel clave en la asignación de los recursos de red.

En el siguiente apartado analizaremos los mecanismos que definen actualmente las normas de uso de red en la UE. Observamos que las normas para asignar y definir la cantidad de capacidad disponible son definidas de antemano mediante un conjunto de normas (códigos de red). En concreto, mostraremos que el sistema elegido por la UE se basa en la definición de reglas *ex ante*, como en los juegos 2 y 3, y que por tanto el gestor de la red influye en el juego en el que los agentes del mercado participan.

III. DISEÑO DE MERCADOS BASADOS EN *VIRTUAL HUBS*: LA ELECCIÓN DE LA UE

El diseño del mercado de gas en la UE se basa en la organización de las actividades de red como «sistemas centralizados nacionalmente» (3) y fuertemente regulados (4). La lógica de esta decisión puede haber sido la hipótesis de que las actividades de las redes de gas de la UE tienen la estructura de un monopolio natural o de un oligopolio excesivamente concentrado, por lo que se consideran como una barrera para la apertura del mercado de *commodities*. En esa situación, se opta por diseñar una operación centralizada a través de un Gestor Técnico del Sistema (GTS), que se encarga de coordinar las actividades de red del sistema gasista.

Por tanto, los mercados de la UE se basan en una fuerte separación (segregación) del negocio de red de transporte del negocio de distribución en el mercado de *commodities*. Sin embargo, la regulación de los derechos de uso de la red se convierte en una parte central de la definición de la capacidad disponible. En este sentido, el uso real de la infraestructura depende de la asignación de capacidad y de cómo esta es definida (Hallack, 2011). Las consecuencias esenciales de las diferentes maneras de definir la capacidad disponible se han puesto de manifiesto en el apartado anterior. A continuación describiremos cómo la regulación en la UE se basa en reglas definidas *ex ante* (como en los juegos 2 y 3).

La regulación de los derechos de uso en la UE puede verse como una combinación de asignaciones explícitas e implícitas de los servicios de transporte. Tal combinación se basa en asignar explícitamente solo algunos servicios de transporte (en concreto, el derecho de entrar y salir del sistema). Este mecanismo de asignación se denomina asignación de entrada/salida (Hunt, 2008). La idea es simplificar la topología de red reduciéndola a un conjunto más simple de puntos de entrada y salida (una red «comercial» que represente parcialmente la red física). De esta manera, toda asignación explícita se limita a comprar derechos de entrada y de salida por separado. Después, los transportistas no necesitan comprar derechos de transporte adicionales (tales como derechos de flexibilidad), ya que estos son asignados implícitamente por los GTS (con arreglo a un conjunto de normas definidas por el regu-

lador). Tal mecanismo de asignación se denomina *virtual hub* (Heather, 2010), y permite evitar la asignación explícita y la renegociación de complejas características espaciales y temporales de la red.

Sin embargo, este mecanismo de asignación implícita acarrea graves dificultades a la hora de calcular la capacidad de red que ha de ponerse en venta. Con la asignación de entrada/salida se pretende incrementar la liquidez del mercado mediante la simplificación de la red física que representa. Pero se hace a costa de un desfase en la representación de las redes comercial y física, ya que este mecanismo requiere transformar la asignación de la red comercial en flujos de gas a través de la red física. Así que el diseño de mercado precisa una serie de elementos adicionales que solventen el desfase existente entre redes comerciales y físicas. Estos suelen agruparse bajo la denominación de «mecanismo de balance».

En el entorno regulado de la UE es necesario definir, mediante un conjunto de normas centralizadas, cómo podrán usar la red los operadores de la *commodity* gas. Esta necesidad se ve agravada por los usos potencialmente excluyentes de una misma infraestructura que los usuarios pueden hacer al amparo de sus derechos de «Acceso de Terceros». Por consiguiente, las normas por las que se rigen estos usos influyen tanto en los resultados de mercado como en su eficiencia potencial.

La principal consecuencia de usar *virtual hubs* es el hecho de que parte de la flexibilidad de la red de gas se socializa entre los usuarios, de forma que no se tienen en cuenta las redes físicas de gas que en última instancia usarán los flujos resultantes del comercio mayorista. Como los usuarios de la red no tienen en cuenta la red física, los mercados de *commodities* basados en *virtual hubs* han de resolver dos cuestiones necesariamente complejas. En primer lugar, la forma de asignar la capacidad de transporte existente a los usuarios de red. En segundo lugar, la forma en que serán finalmente tenidas en cuenta las características técnicas de la red por los flujos de gas resultantes del comercio «ciego» de la *commodity* gas.

En el apartado siguiente describiremos las soluciones propuestas por la normativa europea para resolver estas cuestiones. Mostraremos que estas propuestas implican la definición de unas reglas de uso que no tienen en cuenta las preferencias de los usuarios de la red y que cuando estos usuarios son heterogéneos, como en el juego 3, las reglas influyen significativamente en los resultados del mercado.

IV. LOS PROBLEMAS DERIVADOS DE UNA OFERTA DE SERVICIOS DE RED BASADA EN LA REGULACIÓN DE DERECHOS DE ENTRADA/SALIDA

La combinación de las características físicas de la red con las normas que definen su uso resulta en un modelo ideal de red de transporte de gas con una oferta particular de servicios de red. En este sistema de derechos de entrada/salida, la mayor parte de las transacciones de gas se determinan, en términos generales, usando la red comercial, hasta el momento en que los usuarios de red se ven incentivados a ajustar sus balances (a menudo, mediante sanciones por desajuste). A partir de ese momento, el proceso de asignación del servicio de red se da bajo la responsabilidad de los GTS.

1. La definición de la capacidad de entrada/salida y la oferta de servicios de transporte

En un sistema de derechos de entrada/salida, a la hora de calcular la capacidad de red comercial disponible, los GTS han de tener en cuenta el hecho de que los agentes del mercado tienen derecho a transportar gas desde un punto de entrada hasta cualquier punto de salida. Por consiguiente, deben reservar no solo la red requerida para transportar gas desde un punto de entrada a un punto de salida concreto, sino también la capacidad de red necesaria para llevar gas a todos los demás puntos de salida del sistema. Por tanto, la congestión en la red desde un punto de entrada a un punto de salida puede ocasionar congestión en la red hasta otros puntos de salida. Esto puede resultar en una situación en la que la red no esté físicamente congestionada, pero en la que el GTS no pueda vender más capacidad firme (5). La consecuencia directa es que la red no se usa eficientemente. Además, los transportistas no pueden expresar sus preferencias con respecto al punto de salida que tienen previsto atender.

Permítasenos poner un ejemplo simple para ilustrar el problema. Considérense tres gaseoductos que conectan un punto de consumo concreto A con dos puntos de suministro diferentes, B y C; cada gaseoducto tiene una capacidad máxima de 100 MW, de modo que la capacidad real disponible para el punto A es de 200 MW. No obstante, en un sis-

tema de derechos de entrada/salida, los consumidores del punto A tienen derecho a comprar gas a B y a C. Esto es, cuando los consumidores en A formalizan un contrato de suministro, tienen derecho a usar ambos gaseoductos al mismo tiempo. Por lo tanto, la capacidad firme de que dispone el punto A es solo de 100 MW. Esta es la idea detrás de las congestiones contractuales.

En los sistemas de derechos de entrada/salida actuales, la asignación de los GTS de la red comercial no proporciona información suficiente sobre el uso de la capacidad de red. Por ello, la capacidad comercial firme, que los GTS han de garantizar a los transportistas, no asigna la totalidad de la infraestructura física. Esto lleva a una infrautilización de los recursos de red, a menos que se añadan otras herramientas.

Tres son las herramientas que suelen emplearse para reducir la ineficiencia de la asignación de red: el *overbooking* de capacidad firme, la venta de capacidad interrumpible y la venta de capacidad implícita intradía (o en 24 horas).

El *overbooking* de capacidad firme (usado por ejemplo en Reino Unido) se basa en la idea de que el GTS calcula la probabilidad de que los transportistas usen diferentes rutas de la red. Para ello, el GTS se sirve de los flujos históricos de los transportistas para definir la capacidad de red firme que realmente usarán y, a partir de esa estimación, ofrece cierta capacidad extra. En este enfoque, de un lado, el GTS habrá de equilibrar la capacidad de red vendida a los transportistas a la capacidad física disponible en el sistema. Para hacerlo, la única herramienta de que dispone el GTS es el mecanismo de balance. Es decir, la oferta de capacidad de red se basa en las estimaciones del GTS y, por tanto, la necesidad de balance dependerá crucialmente de la exactitud de dichas estimaciones.

La oferta de capacidad interrumpible se basa en la idea de que, si la red no está plenamente usada en el corto plazo, se permite su uso a un cierto usuario. No obstante, la capacidad interrumpible tiene un valor más bajo para los usuarios, de modo que los que son adversos al riesgo tenderán a no contratar este tipo de capacidad, aun cuando sus tarifas sean más bajas. En otras palabras, no es sustituto directo del servicio de transporte firme. Además, el GTS habrá de asumir la tarea adicional de determinar cuándo interrumpir el servicio y cuándo actuar para equilibrar los flujos. El límite no siempre está claro, ya que tampoco está claro si la definición de congestión física es antes o después de la intervención del GTS en la gestión de los flujos de gas.

El tercer mecanismo es la subasta implícita a corto plazo. La justificación de este mecanismo puede considerarse como una consecuencia de que, una vez elegido el sistema de derechos de entrada/salida, el GTS es el único agente que conoce las características de la red. Así pues, el GTS puede ofertar servicios de transporte a corto plazo cuando exista congestión o infrautilización de la capacidad. Para ello, el GTS define una subasta a corto plazo basada en los precios del gas y teniendo en cuenta la capacidad de red con una representación más informada de la misma. Por ejemplo, cuando hay congestión en cierta zona, el GTS interviene en el mercado comprando y vendiendo gas. Este mecanismo es la más eficiente de las tres soluciones propuestas para gestionar congestiones, ya que la capacidad de este mercado se asignaría a los transportistas según sus precios de gas. No obstante, interactúa con los derechos de entrada/salida (nominación y renominación), ya que el GTS no tiene certeza del flujo físico asignado mediante contratos comerciales. Por consiguiente, ni siquiera intradía se conocería con certeza la capacidad física susceptible de ser asignada mediante subastas implícitas (6).

Aunque todas las medidas anteriores están diseñadas para resolver los problemas de asignación presentes en el sistema de derechos de entrada/salida, estos problemas no hacen sino sumarse a las decisiones que han de tomar los GTS en el mecanismo de balance. De hecho, estas medidas están motivadas por la ineficiencia en la asignación de red debido al desfase entre las redes comercial y física. El GTS modifica la oferta de red a los partícipes del mercado, anticipando las necesidades a las que tendrá que hacer frente a la hora de ajustar el sistema. En consecuencia, las medidas propuestas para reducir la ineficiencia de la asignación de red son, de hecho, las previsiones del GTS del uso final de la red, y no una asignación basada en las preferencias de los operadores. Por lo tanto, las herramientas para hacerlo son las herramientas con que cuenta el GTS en el mecanismo de balance.

2. El servicio de balance y la oferta de servicios de almacenamiento en línea

El diseño de las normas para posibles servicios de red puede tener consecuencias de gran alcance en las posibilidades de los agentes del mercado de expresar sus preferencias. Un ejemplo paradigmático del problema es la

asignación de almacenamiento en línea (7).

La asignación de red descrita hasta ahora ha consistido en la asignación de capacidad de transporte. En realidad, la asignación de red se hizo asignando la capacidad de entrar en la red y la capacidad de salir del sistema. Los desequilibrios entre ambas capacidades que pueden resultar de la incertidumbre de rutas seguidas por el gas son resueltos por los mecanismos de balance a corto plazo. La primera y frecuentemente la principal herramienta usada por los GTS para ajustar el sistema es el almacenamiento en línea (*line-pack storage*) (Keyaerts, Hallack, Glachant y D'Haeseleer, 2011). Por tanto, el almacenamiento en línea no es visto como un servicio que pueda asignarse entre los partícipes del mercado. De hecho, el almacenamiento en línea es usado, en las normas europeas sobre uso de red, como herramienta de balance de gas.

La capacidad de transporte de un gaseoducto concreto (en el sentido de su capacidad para transportar moléculas de gas de un punto a otro) depende del diferencial de presión entre los puntos de entrada y de salida. Al mismo tiempo, el almacenamiento en línea se incrementa cuando disminuye este diferencial de presión, aumentando la presión en todo el sistema. De ahí que exista un *trade-off* en el uso de la misma infraestructura. De forma aproximada, suponiendo gaseoductos de idénticas características, el *trade-off* puede describirse como sigue: cuanto más alto es el diferencial de presión, más alta será la capacidad para ofrecer servicios de transporte; cuanto más bajo es el diferencial de presión, más alta será la capacidad de almacenamiento de gas dentro del gaseoducto (8).

El potencial de almacenamiento de un gaseoducto es, por ende, un sustituto de su capacidad de transporte, de modo que la combinación de ambos servicios que ofrece un gaseoducto concreto dependerá de las preferencias de los partícipes del mercado. No obstante, como el mercado usa una red comercial sin representación de los gaseoductos físicos, los agentes del mercado no pueden revelar sus preferencias con respecto a la combinación de estos dos servicios. La decisión última en cuanto a dicha combinación es tomada por los GTS, lo cual puede tener un impacto significativo en los resultados de mercado.

De hecho, los mecanismos de balance asociados a los sistemas de derecho de entrada/salida suelen conllevar el problema de tener que elegir entre un mecanismo definido por horas o un mecanismo definido por días. A su vez, esta elección afecta al *trade-off* entre los servicios de almacenamiento y de transporte. Por ejemplo, si la opción de balance elegida es el ajuste por horas, el sistema estará forzando implícitamente a los gaseoductos a transportar la mayor cantidad de gas posible y, por tanto, no ofrecerán ningún servicio de almacenamiento a los partícipes del mercado. Si el diseño de ajuste opta por un mecanismo de balance diario, el almacenamiento en línea se socializará entre todos los usuarios de la red.

En esta última opción, si todos los partícipes del mercado tienen las mismas necesidades de servicios de almacenamiento, la socialización los asignará de manera eficiente. Pero si tienen necesidades dispares, la asignación será ineficiente, tal y como se ha mostrado en los ejemplos de juegos simples del primer apartado de este artículo. En este sentido, la necesidad de almacenamiento estará estrechamente ligada a las necesidades de flexibilidad de los usuarios de la red, la cual, a su vez, está altamente vinculada a la variabilidad temporal de sus patrones de flujos de gas.

En resumen, la oferta de almacenamiento en línea implícita en las normas de uso de red tiene un impacto en los resultados de mercado. Además, si dicha oferta de almacenamiento no tuviera coste alguno pero los servicios de almacenamiento sí tuvieran valor de mercado, supondría una distorsión de las señales económicas asociadas a la asignación intertemporal de los derechos de red.

Conviene resaltar que la demanda más importante de flexibilidad diaria que satisface el servicio de almacenamiento en línea es el de las centrales termoeléctricas a gas. Primero, porque la variación horaria de la demanda de electricidad es mayor que la variación de demanda de gas doméstica e industrial. Segundo, porque las centrales termoeléctricas a gas también compiten con otros productores de electricidad y, por tanto, su demanda exhibe una mayor elasticidad precio en periodos de menor demanda de electricidad y una menor elasticidad en los periodos punta (9). Así pues, las centrales termoeléctricas a gas crean fuertes variaciones en la demanda de gas, sobre todo en los sistemas con alta penetración de generación eólica (al actuar las centrales termoeléctricas como refuerzo). En consecuencia, el patrón de uso de gas por las centrales eléctricas exhibe una alta variabilidad y una baja predictibilidad. En Europa, donde el principal factor de incremento de la demanda de gas son las centrales termoeléctricas a gas, el impacto de cómo se usa la flexibilidad de red

y, en particular, la flexibilidad temporal, reviste una importancia crucial (Honoré, 2006).

V. CONCLUSIÓN

Una de las primeras conclusiones que cabe extraer del análisis realizado en este artículo es que la implantación de los sistemas de derechos de entrada/salida no es sencilla, ya que todos los problemas aquí examinados están asociados a la simplificación implícita en la definición de red comercial. En cualquier caso, el sistema de derechos de entrada/salida es la opción elegida para la industria del gas de la UE, por lo que es preciso resolver un conjunto de problemas para evitar una ineficiencia excesiva en la explotación de las redes de gas. A dicho efecto hemos mostrado que el papel desempeñado por el GTS, como sustituto de un mercado secundario para las transacciones de gas a largo plazo, supone un gran reto.

Además, el sistema actual de la UE confía en la intervención de los GTS para corregir las ineficiencias de mercado resultantes. En primer lugar, la asignación ineficiente de capacidad asociada a los sistemas de derechos de entrada/salida, y en particular las derivadas de las congestiones contractuales, que habrán de ser resueltas por las acciones de los GTS. Sin embargo, es posible remontar el problema a la imposibilidad de los partícipes del mercado para expresar sus preferencias de capacidad a corto plazo. De ahí que la solución directa sea poner en marcha un mecanismo a corto plazo que permita a los operadores del mercado gestionar sus necesidades a corto plazo, la finalidad habitual de los mercados secundarios.

Por otra parte, la capacidad de transporte no es el único servicio que pueden prestar los gaseoductos, ya que también pueden servir como instalaciones de almacenamiento. Ahora bien, el almacenamiento en línea depende de la presión del gaseoducto, lo que convierte efectivamente a este servicio de almacenamiento en un sustituto de la capacidad de transporte. En la actualidad, tal *trade-off* viene determinada por los GTS pero, aun cuando se usa cierta capacidad de almacenamiento en línea por motivos de seguridad, el almacenamiento en línea tiene cierto valor económico y los subsidios cruzados implícitos en su asignación podrían distorsionar sustancialmente el comportamiento de los mercados de gas. La importancia relativa de estos efectos depende notablemente de la naturaleza de las transacciones de gas presentes en el mercado mayorista correspondiente. En realidad, las normas que rigen el uso de los servicios de almacenamiento en línea en la normativa europea vigente están en cierta medida diseñadas pensando en pautas de flujos de gas relativamente homogéneas. Por tanto, si aumentara la heterogeneidad del uso de la red, las normas de uso del almacenamiento en gaseoductos darían lugar a un uso ineficiente de la capacidad de red. Esta es la situación existente en los sistemas europeos actuales. De nuevo, la asignación de almacenamiento en línea es tarea típica de los mercados secundarios.

Los dos efectos anteriores (las limitaciones en la asignación de capacidad y en el cálculo de capacidad de almacenamiento en línea) son casos particulares de los problemas generales que se han descrito en el apartado II. Ambos son consecuencias de la necesidad de los GTS de calcular la capacidad de red disponible *ex ante* sin información acerca de las preferencias de los usuarios.

A este respecto, en este artículo se hace hincapié en que es preciso desarrollar mejor algunas de las soluciones disponibles para tratar estos problemas de información. En particular, la legislación de la UE, basada en la combinación de asignación de entrada/salida y un mecanismo de balance no parece suficiente para lograr una asignación eficiente de la red. Parece necesario implantar un mecanismo de mercado a corto plazo que permita a los usuarios revelar sus preferencias de uso de la red de gas.

El principio general que debería regir el diseño de tal mecanismo serían ofertas heterogéneas de servicios de red, de forma que sea posible expresar preferencias tanto en la dimensión temporal como en la espacial. En primer lugar, puesto que la variabilidad temporal de las pautas de gas de los transportadores no es homogénea, tampoco lo serán sus necesidades de servicios de almacenamiento en línea. Así pues, el mecanismo a corto plazo debería permitir a los usuarios revelar sus preferencias sobre la relación entre los servicios de transporte y almacenamiento en línea. En segundo lugar, dado que las necesidades de flexibilidad espacial tampoco son homogéneas, la oferta de capacidad debe ser capaz de reflejar dicha heterogeneidad.

NOTAS

(1) Para más información, véase LAPUERTA (2003); LAPUERTA y MOSELLE (2002); KEYAERTS, HALLACK, GLACHANT y D'HAESELEER (2011).

(2) En otras palabras, el coste de oportunidad de usar una unidad de capacidad flexible es más alto que el coste de oportunidad de usar una unidad de capacidad fija.

(3) En algunos casos, como Francia y Alemania, es posible hallar GRT regionales dentro del territorio nacional.

(4) Para una comparación con otros sistemas, véase MAKHOLM (2012) y VÁZQUEZ, HALLACK y GLACHANT (2012).

(5) Al menos, el GRT no puede vender más capacidad firme sin incurrir en el riesgo de incumplir los contratos, es decir, sin el riesgo de sufrir una congestión en la red física.

(6) Quizá sería posible establecer una hora de corte, para permitir un funcionamiento más eficiente de asignación implícita intradía o a 24 horas.

(7) La posibilidad de almacenar moléculas de gas dentro de los gaseoductos.

(8) Para más información técnica sobre transporte y almacenamiento en gaseoducto, véase, por ejemplo, MOKHATAB, POE y SPEIGHT (2006).

(9) Para un tratamiento más detallado de esta cuestión, véase HALLACK (2011), capítulo 3.

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2011a), «Framework guidelines on capacity allocation mechanisms for the European transmission network», Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Draft for Consultation, DFGC-2011-G-001.

— (2011b), «Framework guidelines on gas balancing in transmission systems», Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Draft for Consultation, DFGC-2011-G-002.

CE (2009), Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005.

COASE, R. (1960), «The problem of social cost», *Journal of Law and Economics*, 3: 1-44.

GLACHANT, J.M., y HALLACK, M. (2010), «The gas transportation network as a 'lego' game: how to play with it?», Working Paper N42, European University Institute.

HALLACK, M. (2011), «Economic regulation of offer and demand of flexibility in gas networks», tesis doctoral, Universite Paris-Sud 11.

HONORÉ, A. (2006), «Future Natural Gas demand in Europe: The importance of the Power Sector», Working Paper NG10, Oxford Institute for Energy Studies, UK.

KEYAERTS, N.; HALLACK, M.; GLACHANT, J.M., y D'HAESELEER, W. (2011), «Gas market effects of imbalanced gas balancing rules: Inefficient regulation of pipeline flexibility», *Energy Policy*, 39: 865-876.

LAPUERTA, C. (2003), «Brattle's assessment of the operation of the NTS», en: *The gas trading arrangement: Reform of the Gas balancing Regimes*, OFGEM, UK.

LAPUERTA, C., y MOSELLE, B. (2002), «Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European gas sector», Brattle Group, Report to European Comission.

MAKHOLM, J.D. (2012), *The Political Economy of Pipelines*, University of Chicago Press.

MOKHATAB, S.; POE, W.A., y SPEIGHT, J.G. (2006), *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, Gulf Professional Publishing.

OSTROM, E.; GARDNER, R., y WALKER, J. (1994), *Rules, games and information*, University of Michigan Press.

VÁZQUEZ, M.; HALLACK, M., y GLACHANT, J.M. (2012), «Building Gas Markets: US versus EU market model», *European Energy Journal*.

TRANSPARENCIA Y SEÑALES DE PRECIOS EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL (*)

María Jesús MARTÍN MARTÍNEZ
Pablo VILLAPLANA CONDE
Comisión Nacional de Energía

Resumen

A pesar del importante papel que juega el gas natural en la matriz energética española e ibérica, no existe actualmente un mercado mayorista de gas natural, líquido y con precios transparentes. Con independencia de la coexistencia con los contratos a largo plazo, y en línea a lo que viene sucediendo en el resto de Europa, es necesario que se desarrolle un mercado mayorista ibérico de gas natural, entendido como un conjunto de mercados con distintos horizontes de negociación (balance, futuros, a plazo). Las señales de precios transparentes y líquidas fomentarán la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Palabras clave: mercado de gas natural, competencia, liquidez, transparencia, mercado ibérico.

Abstract

Despite the important role of natural gas in the Spanish and Iberian energy mix, currently there is no natural gas wholesale market with liquid and transparent prices. Regardless of the coexistence with long-term contracts it is necessary to develop an Iberian natural gas wholesale market in line with the existing developments in the rest of Europe. The natural gas wholesale market should be composed by a set of sub-markets with different trading horizons (balancing, spot, futures and forwards). The existence of transparent and liquid price signals will promote competition in wholesale and retail markets.

Key words: natural gas market, competition, liquidity, transparency, Iberian market.

JEL classification: G18, L43, L94, L95.

I. INTRODUCCIÓN

El gas natural es una fuente de energía no renovable con un papel relevante en la matriz energética de España. En 2011, el gas natural supuso un 22,3 por 100 del consumo de energía primaria en España, situándose solo por detrás del petróleo (45,3 por 100) y por delante de la energía nuclear (11,5 por 100), las energías renovables (11,3 por 100) y el carbón (10 por 100) (véase Sedigas, 2011).

El gas natural se utiliza como fuente de energía en los sectores doméstico-comercial e industrial, así como para la generación de electricidad, fundamentalmente como combustible para ciclos combinados. En 2011, el sector doméstico-comercial supuso un 14,1 por 100 de la demanda de gas natural, mientras que el sector industrial y el sector eléctrico supusieron un 54,7 y un 29,5 por 100, respectivamente. La elevada interrelación entre los mercados de gas natural y de electricidad se explica por el relativamente elevado peso del sector eléctrico en la demanda de gas natural. En relación al aprovisionamiento de gas natural, casi el 100 por 100 de la demanda de gas natural en España se satisface mediante importaciones, bien en forma de gas natural a través de los gasoductos o bien en forma de Gas Natural Licuado (GNL) a través de las plantas de regasificación existentes en España. En 2011, el 65 por 100 de los aprovisionamientos de gas se produjeron en forma de GNL. A lo largo de 2011 el mercado español se abasteció de un conjunto de trece países, siendo Argelia (con una cuota del 38 por 100), Nigeria (19 por 100) y Catar (13 por 100) los tres principales países suministradores.

Un aspecto clave pendiente en el desarrollo del sistema gasista español es la existencia de un mercado mayorista de gas natural, transparente y líquido. A pesar de la relevancia que tiene el gas natural en España, la importante interrelación entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico, así como el elevado grado de diversificación geográfico de los aprovisionamientos y la capacidad de participar en el creciente mercado de Gas Natural Licuado (GNL) internacional, no se ha desarrollado un mercado mayorista líquido y transparente en España (o en la península Ibérica), siendo de hecho uno de los pocos países de Europa occidental que no cuenta con un mercado mayorista de gas natural con señales de precios propias. Si bien, tradicionalmente, el aprovisionamiento de gas natural en Europa se ha producido a través de contratos de largo plazo, en el resto de países europeos se ha registrado una tendencia creciente en el desarrollo de mercados de gas natural.

La introducción de mercados de gas natural es compatible con la existencia de contratos a largo

plazo, y de hecho, en parte a través del desarrollo de los mercados mayoristas de gas natural, los agentes han podido optimizar comercialmente sus posiciones. La Comisión Europea viene impulsando la creación de los mercados de gas natural, tanto de corto plazo (mercados de balance) como para el desarrollo de precios a diferentes horizontes temporales (superior al día y hasta 2-3 años). En consecuencia, una asignatura pendiente en el caso español es el desarrollo de un mercado mayorista de gas natural transparente y líquido, más allá del existente mecanismo de intercambios MS-ATR que, aunque permite ajustar físicamente las posiciones a los agentes que operan actualmente en España, no proporciona referencias de precios.

El resto del artículo se organiza de la siguiente forma. En la sección II se analizan, tanto desde una perspectiva teórica como en términos de la regulación europea energética, las consecuencias y ventajas derivadas de la existencia de mercados mayoristas que provean de señales de precios objetivas, transparentes, líquidas y competitivas. En la sección III se describe brevemente la evolución de los mercados mayoristas de gas europeos, y la coexistencia de contratos de aprovisionamiento de largo plazo con mercados mayoristas con negociación de contratos al contado y a plazo. En la sección IV, debido a la relación intrínseca entre la electricidad y el gas natural, especialmente acusada en España, se analiza comparativamente la evolución seguida en ambos sectores respecto a la transparencia en precios mayoristas y la introducción de mecanismos de mercado, en cuanto a que son factores que favorecen la competencia de los mercados de electricidad y gas natural en España. Si bien el gas natural tiene características específicas (por ejemplo, es una materia prima almacenable) que lo diferencian de la electricidad, la evolución reciente de los mercados de contado (*spot*) y a plazo (organizados y no organizados) de energía eléctrica en España puede aportar algunas experiencias relevantes que potencialmente pudieran ser válidas para la creación del mercado de gas natural. La sección V plantea algunos de los retos a los que se enfrenta el desarrollo del mercado mayorista de gas natural en España. Por último, la sección VI recoge las principales conclusiones del artículo.

II. SEÑALES DE PRECIOS, TRANSPARENCIA Y COMPETENCIA

El desarrollo de mercados competitivos requiere, entre otros factores, la existencia de un número relativamente elevado de agentes. Para que nuevos agentes estén dispuestos a participar en un mercado es necesario que exista un nivel adecuado de transparencia, que permita a los participantes en dicho mercado analizar la evolución general de la demanda y la oferta, así como evaluar los factores que inciden en la formación de los precios. Asimismo, la participación de un elevado número de agentes heterogéneos es una fuente de liquidez en cualquier mercado. Por tanto, la existencia de un nivel adecuado de transparencia fomenta la participación de nuevos agentes en un mercado, lo que redunda, a su vez, en el desarrollo de la competencia y la liquidez de los mercados.

1. Mecanismos de mercado, transparencia y competencia

La existencia de un nivel de transparencia adecuado es un elemento fundamental para el desarrollo de mercados competitivos. Cuando hablamos de transparencia en los mercados normalmente cabe diferenciar entre: *a)* la transparencia asociada a información sobre variables relacionadas con los fundamentales y la situación general de oferta y demanda del mercado en cuestión (transparencia pre-negociación), y *b)* la transparencia asociada a información sobre transacciones que se han realizado en el mercado (transparencia post-negociación).

La transparencia es un elemento clave para el desarrollo de mercados competitivos y especialmente para fomentar la entrada de nuevos agentes. En este sentido, tal y como apuntan Hooper *et al.* (2009), un aspecto crítico de la transparencia es que mitiga las asimetrías de información que pueden existir entre un agente dominante y un nuevo entrante o un agente de menor tamaño. Una mayor transparencia que reduzca las asimetrías informativas sobre la situación de la demanda, la oferta y el sistema de transporte, o sobre la liquidez real del mercado, supone una menor barrera a la entrada y deberá traducirse en una mayor confianza en el mercado, especialmente por parte de nuevos agentes, que incide, a su vez, en una mayor participación en el mercado y menores primas de riesgo, lo que redundará en el desarrollo de la liquidez del mercado y una mayor competencia en el mismo por la mayor entrada de nuevos agentes. Por tanto, transparencia, competencia y liquidez de un mercado son aspectos interrelacionados, de forma que la introducción de mejoras en cualquiera de ellos incide en los demás.

La existencia de un nivel adecuado de transparencia es un

elemento clave para el buen funcionamiento de los mercados mayoristas de gas natural y, en particular, para que los usuarios de la red y los participantes en el mercado puedan tomar sus decisiones en condiciones de igualdad. Tal y como señala el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento y el Consejo sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, es necesario «un acceso homogéneo a la información relativa al estado físico y a la eficiencia a la red, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican los movimientos de los precios mayoristas [...]».

Entre otras razones, es necesario un elevado nivel de transparencia sobre el estado del sistema y el conjunto de información de mercado para: *a)* proveer a todos los usuarios de la red y los agentes que participan en el mercado un nivel mínimo de información para que estos puedan realizar sus actividades; *b)* reducir asimetrías de información, a efectos de mitigar las barreras de entrada a nuevos agentes y fomentar el desarrollo de la competencia; *c)* asegurar un acceso efectivo a la red de transporte de gas; *d)* fomentar las transacciones entre diferentes mercados geográficos, y *e)* permitir la supervisión del mercado y facilitar la toma de decisiones por parte de los reguladores energéticos y las autoridades de supervisión (véanse ACER, 2012; Hooper *et al.*, 2009).

La propia Comisión Europea destaca el objetivo de transparencia en los mercados energéticos como elemento esencial para el desarrollo competitivo de un mercado interior de gas y electricidad. En este sentido, la Directiva 2009/73/CE, en su considerando 36, señala que «el mercado interior del gas natural padece una falta de liquidez y transparencia que obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación del riesgo y la entrada de nuevos operadores [...]».

La transparencia en la formación de precios de los mercados energéticos mayoristas fomenta la entrada de nuevos agentes, en tanto el precio resultante sea creíble. La disponibilidad de mecanismos de mercado mayorista líquidos, con precios públicos y transparentes facilita la contratación y cobertura de riesgos de los comercializadores y, en última instancia, de los consumidores, contribuyendo a su vez al desarrollo del mercado minorista.

Los mecanismos de mercados mayoristas líquidos y transparentes de electricidad y de gas natural son demandados en España y en el ámbito ibérico por diversos agentes, debido a que se dan las condiciones necesarias para su introducción, a la elevada interacción entre ambos mercados, así como a la utilidad de disponer de mecanismos de contratación y coberturas de riesgo que proporcionen referencias de mercado autóctonas en el caso del gas natural. Adicionalmente, la estructura vigente de los mercados de electricidad y gas natural en España muestra una segmentación de agentes. Por una parte, los generadores/aprovisionadores verticalmente integrados en comercialización disponen de una cobertura natural de riesgo derivada de la tenencia de una cartera de clientes en el mercado minorista. Por otra, los agentes entrantes no integrados deben buscar coberturas a través de los mercados tanto *spot* como a plazo, a un coste y adaptados a la flexibilidad contractual, liquidez y plazos ofrecida por dichos mecanismos.

Los mercados *spot* y a plazo pueden proporcionar también al regulador referencias de precios con los que comparar los resultados de las subastas reguladas de energía, tales como CESUR y de Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas, que configuran, respectivamente, el precio de electricidad y gas natural de determinados consumidores a precio final regulado (acogidos a la TUR), o de aquellos otros cuyos precios están vinculados directamente a la TUR.

Por todo ello se hace necesario disponer, en particular en el sector gasista, de mercados mayoristas transparentes y líquidos que proporcionen precios configurados de forma creíble y competitiva, y que sean representativos del coste de gas en España y en la península Ibérica.

2. Importancia de la transparencia para una supervisión efectiva e integrada de la competencia de los mercados eléctricos y gasista

Tal y como se ha señalado, la credibilidad en el proceso de formación de precios en cualquier mercado mayorista para los agentes, especialmente los de menor tamaño y nuevos entrantes, es esencial para el propio desarrollo del mercado. La integridad y transparencia de los mercados requiere, además de un adecuado nivel de transparencia, una supervisión efectiva por parte del regulador. Se hace necesario garantizar una supervisión efectiva de dichos mecanismos de contratación, al objeto de evitar posibles abusos de mercado, así como de identificar posibles ba-

rreras al desarrollo de la liquidez por sus implicaciones sobre la entrada de nuevos agentes.

La regulación europea considera que la transparencia y la capacidad de supervisión del regulador es una herramienta importante en el desarrollo de la liquidez de los mercados. En este sentido, la Directiva 2009/73/CE, en su considerando 36, señala que «[…] es preciso reforzar la confianza en el mercado, su liquidez y el número de agentes presentes en el mismo, por lo cual debe incrementarse la supervisión reguladora de las empresas activas en el suministro de gas». De hecho, la Directiva reconoce que, dado que el gas natural se importa desde terceros países mediante contratos a largo plazo, debe tenerse en cuenta la existencia de «ciertas rigideces estructurales derivadas de la contratación de los proveedores, los contratos a largo plazo o la falta de liquidez en fases posteriores. Por tanto, es necesario una mayor transparencia, también en la formación de precios».

Asimismo, el Reglamento (CE) 715/2009 señala, en su considerando 26, que «[...] para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que quienes participan en él estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden ser sancionados de forma efectiva, proporcionada y disuasiva. Debe concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro».

Por tanto, una supervisión adecuada de los mercados energéticos es un elemento que puede ayudar a reforzar la competencia en el sector, debido a que mitiga la probabilidad de manipulación de mercado, lo que influye positivamente en la confianza sobre el propio mercado de los nuevos entrantes, especialmente para aquellos de menor tamaño. Para ello es necesario que el responsable de la supervisión de dichos mercados tenga atribuidas funciones para efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los distintos segmentos del mercado mayorista y de las distintas formas de contratación, por ejemplo en mercados organizados y no organizados (contratación bilateral), en segmentos del mercado mayorista *spot* y a plazo, en contratos con liquidación física y financiera, así como tener capacidad de decisión sobre las medidas necesarias y proporcionadas para promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado.

El reciente Reglamento (UE) n.º 1227/2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT en adelante), supone un esfuerzo añadido de la regulación para fomentar la transparencia e integridad de los mercados, estableciendo definiciones de lo que se entiende por manipulación de mercado y uso de información privilegiada, prohibiendo explícitamente dichas actuaciones y estableciendo mecanismos legales para la supervisión efectiva de los mercados.

En este sentido REMIT reconoce que «los mercados mayoristas de la energía abarcan tanto los mercados de productos básicos como los de productos derivados», señalando asimismo que «la formación de precios en ambos sectores [mercados de energía y mercados financieros] está interconectada». Asimismo, REMIT señala que los mercados mayoristas de energía abarcan diferentes mecanismos de negociación que «incluyen entre otros los mercados regulados, las plataformas multilaterales de negociación y las operaciones de mercados no organizados (*over the counter* u OTC) y los contratos bilaterales, directos o a través de intermediarios». Por todo ello, es necesario establecer canales de cooperación entre reguladores energéticos y financieros para la supervisión y la obtención de datos, dado que «un control eficaz del mercado requiere un acceso periódico y oportuno al listado de las operaciones, así como a datos estructurales sobre la capacidad y la utilización de instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad o gas natural».

En España, la función de supervisión y las facultades para perseguir este objetivo se han atribuido a la CNE en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en la redacción dada en el Real Decreto Ley 13/2012 de transposición de las Directivas europeas en materia energética.

Con respecto al acceso a la información necesaria para la supervisión de los mercados energéticos, la Ley del Sector de Hidrocarburos recoge la obligación de las Directivas relativa a que los comercializadores tengan a disposición del Ministerio, la CNE, la CNC y la Comisión Europea a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas y los derivados relacionados con la electricidad y el gas suscritos con los clientes mayoristas y los ges-

tores de redes de transporte, así como con los gestores de almacenamientos y de redes de GNL.

Cabe señalar que REMIT prevé la creación de un repositorio central europeo de información sobre transacciones mayoristas (físicas y financieras), bajo la supervisión de la Agencia de Cooperación de Reguladores Energéticos (ACER) y en colaboración con los reguladores nacionales.

Asimismo, teniendo en cuenta el significativo avance de la negociación OTC financiera sobre electricidad y en ausencia de información pública completa sobre las transacciones OTC, se ha precisado una supervisión coordinada del mercado OTC eléctrico español entre el regulador energético (la CNE) y el regulador financiero (la CNMV), al recaer la supervisión de estos productos financieros en el ámbito de actuación del regulador financiero. La experiencia reciente de colaboración entre CNE y CNMV en el mercado a plazo de electricidad, mediante la firma de protocolos («memorandos») de cooperación e intercambio de información, así como entre estos y los homólogos portugueses (supervisión en el ámbito del mercado ibérico de electricidad, MIBEL) suponen experiencias de cooperación relativamente novedosas en el entorno europeo.

La supervisión coordinada entre el regulador energético y financiero del proceso de formación de precios en los mercados mayoristas de energía es asimismo relevante para la supervisión del proceso de formación de precios en los mercados minoristas. En el ámbito del sector eléctrico, el mercado OTC eléctrico, puramente financiero, está contribuyendo a la formación de los precios de los contratos a plazo de electricidad trasladados a todos los consumidores. La conexión entre precios mayoristas y minoristas es relativamente evidente en el caso de la formación del término del coste de la energía en las Tarifas de Último Recurso (TUR) de electricidad en España. Concretamente, los precios de electricidad del mercado de futuros (gestionado por el operador del mercado ibérico OMIP) o del mercado OTC influyen en la formación de los precios en las subastas CESUR, utilizadas en el cálculo de la TUR de electricidad.

Asimismo, la liquidez y los precios de los mercados mayoristas a plazo también afectan a las condiciones de cobertura disponibles para los nuevos competidores en el mercado minorista que no tengan una estructura verticalmente integrada entre generación y comercialización, por lo que la liquidez del mercado mayorista a plazo (especialmente en los segmentos de la curva a plazo con vencimiento más lejano, por ejemplo contratos anuales a 1 o 2 años vista) influye en el nivel de competencia y en el proceso de formación de precios minoristas de electricidad en España (véase CNE, 2012a, 2012b y 2012c). En esta misma línea puede consultarse el informe del regulador británico (OFGEM, 2012), en el que señala: «Hemos encontrado que los consumidores tienen riesgos derivados de la baja liquidez del mercado mayorista, que puede estar actuando como una potencial barrera a la entrada reduciendo por ello la efectividad de la competencia» (p. 1), señalando asimismo que «si los comercializadores no pueden acceder a los productos que necesitan en los mercados mayoristas, o no tienen confianza en los precios de los mercados mayoristas, es difícil que puedan gestionar de manera efectiva los riesgos. [...] Si estos productos [de largo plazo] son ilíquidos, los agentes independientes están más expuestos a los movimientos de precios. Para un comercializador, esto podría afectar a su capacidad para ofrecer contratos competitivos a sus clientes» (p. 4).

Adicionalmente, debido a la relación directa entre el suministro de gas y la generación de la tecnología marginal en electricidad (el precio del gas incide en la formación del precio del mercado mayorista de electricidad del MIBEL), se hace necesaria una supervisión integrada en ambos mercados. No solo en relación a la información de ofertas en mercados organizados, sino también sobre la información de los contratos bilaterales intragrupo de generación y de aprovisionamiento de gas a efectos de la supervisión del funcionamiento de las centrales de ciclo combinado.

Por último, con el fin de favorecer la formación transparente y creíble de los precios mayoristas, evitando que constituyan una barrera a la entrada para nuevos agentes, se precisa realizar la supervisión de los contratos bilaterales físicos (de gas y electricidad), en particular cuando se trata de contratos intragrupo entre generadores y comercializadores.

III. DESARROLLO DE MERCADOS DE GAS NATURAL EN EUROPA

Tradicionalmente las relaciones contractuales entre aprovisionadores de gas natural y comercializadores (importadores) se han basado en contratos de largo plazo, con duraciones entre 15 y 30 años, con precios generalmente indiciados a los precios del petróleo y/o a los precios de productos derivados del petróleo,

con cláusulas relativamente restrictivas de garantía de consumo (cláusulas *take or pay*) y que pueden incluir asimismo cláusulas de destino y fórmulas de revisión del precio del contrato (*price re-openers*) que pueden ejercerse cada 3-4 años. Las cláusulas *take or pay* suponen que el comprador está obligado a comprar un nivel mínimo preestablecido de gas natural con independencia de que requiera su entrega o no, y obliga al productor a entregar dicha cantidad. Uno de los argumentos clásicos sobre la existencia de cláusulas *take or pay* es que estas cláusulas reparten el riesgo, de forma que el comprador asume el riesgo de volumen y el vendedor asume el riesgo de precio (Neuhoff y Von Hirschhausen, 2005).

Reino Unido es el ejemplo paradigmático de desarrollo de un mercado mayorista (*hub*) de gas natural, en el que se negocian contratos con diferentes vencimientos con entrega (si son contratos físicos) o liquidación (en el caso de contratos financieros o de liquidación por diferencias) con un punto virtual (National Balance Point, NBP). De hecho, NBP, creado en 1996, es el mercado europeo de gas natural con mayor liquidez, con una ratio entre volumen de negociación y demanda física que se sitúa en los últimos años entre 10 y 15. Para un análisis detallado de la creación y evolución de la negociación en el mercado NBP, véase Heather (2010).

El desarrollo de los mercados de gas natural en Europa continental se ha acelerado desde el año 2003. Así, tal y como señala Heather (2012), existe una combinación de factores que han incidido en el incremento de la negociación y en el propio desarrollo de nuevos mercados de gas natural. Entre dichos factores se destacan: *a)* el impulso al desarrollo de los mercados de gas natural desde la perspectiva de la regulación y la política energética europea, como mecanismos para fomentar la competencia y el desarrollo de un mercado único europeo; *b)* el importante incremento en la capacidad de licuefacción (por ejemplo, por parte de Catar) y de regasificación, y el consiguiente incremento del volumen de negociación en el mercado internacional de GNL, y *c)* el efecto de la crisis económica y la caída de la demanda de gas natural, que ha supuesto a su vez un impulso a las necesidades de gestionar las carteras de aprovisionamiento con contratos más flexibles y de menor plazo. Así, entre los principales mercados de gas natural europeos cabe señalar el mercado TTF (*Title Transfer Facility*) creado en Holanda en 2003, el desarrollo de *hubs* de tránsito —en la terminología de Heather (2012)—, que son *hubs* físicos como Zeebrugge en Bélgica (creado en el año 2000) o CEGH (*Central European Gas Hub*) situado en Austria y que inció su actividad en 2005, o los mercados más recientes y que se encuentran en transición como los *hubs* alemanes de Gaspool (creado en 2009) o NetConnect (que inició su actividad en 2011 como fusión de dos *hubs*: Thyssengas y NCG), así como los *hubs* franceses PEG (*Points d'Echange de Gaz*: PEG Nord, PEG Sud y PEG TIGF) y el *hub* italiano PSV (*Punto di Scambio Virtuales*).

Si bien un análisis de las características de estos *hubs* y de la evolución de la negociación excede el objetivo del presente artículo (para un análisis detallado véanse Heather, 2012; Stern y Rogers, 2011), se concluye que los principales mercados europeos de nuestro entorno han desarrollado, con mayor o menor éxito, mercados de gas natural donde los agentes pueden ajustar comercial y físicamente sus posiciones para horizontes de corto y medio plazo. A la vista de estos ejemplos cabe concluir que el desarrollo de un mercado de gas natural en España es un elemento pendiente en el avance de la liberalización del sector del gas natural.

Finalmente, cabe señalar que la creación del modelo europeo de gas (*European Gas Target Model*) y, en particular, la reciente publicación de las Directrices Marco de balance en la red de transporte (véase ACER, 2011), basadas en lo establecido en el artículo 21 del Reglamento 715/2009, y el posterior desarrollo y publicación del correspondiente Código de Red, deben ser un impulso, en una fase inicial, para la creación del mercado de balance de gas natural en España, que permita evolucionar hacia diversas formas de negociación (a corto plazo y medio plazo, contratación organizada o no organizada tanto bilateral como mediante intermediarios, y física o financiera) que supongan la aparición de señales de precios de gas natural transparentes y líquidas en España.

IV. COMPARATIVA DE TRANSPARENCIA EN PRECIOS Y EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL EN ESPAÑA

Teniendo en cuenta la relación entre ambos mercados —de electricidad y de gas natural—, a continuación se comparan los mecanismos de mercado mayoristas desarrollados en España en cuanto a resultados sobre transparencia de precios y liquidez,

debido a su impacto directo sobre la evolución de la competencia en el propio mercado mayorista y en el mercado minorista.

1. Evolución comparada de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural

Tal y como se ha señalado anteriormente, la demanda de gas natural en España se compone de demanda doméstico-comercial, industrial y para la generación eléctrica. El elevado peso relativo de la tecnología de ciclos combinados en el *mix* eléctrico supone, tanto en el caso español como también en otros mercados europeos, que exista una relación intrínseca entre los mercados mayoristas de electricidad y de gas natural, debido a que el ciclo combinado de gas es la principal tecnología marginal de producción eléctrica en España. A su vez, la demanda de gas natural para la generación eléctrica (el suministro de gas a la generación eléctrica representó, en términos de energía, un 30 por 100 en 2011 y un 34 por 100 en 2010) está influenciada, entre otros factores, por la alta penetración de las energías renovables en la producción de electricidad para cumplir con los objetivos medioambientales europeos, y por el apoyo de los ciclos combinados a la integración de las energías renovables intermitentes en el *mix* de generación eléctrica.

Es común en ambos sectores el impacto de la crisis económica actual, traducido en una intensa caída de la demanda eléctrica y de gas natural. Adicionalmente, una característica compartida, a diferencia de otros países del entorno europeo, es el elevado margen de cobertura de la demanda existente (1).

Desde el inicio de la liberalización se han registrado condiciones que favorecen el desarrollo de la competencia en los mercados mayoristas de gas y de electricidad, destacando los avances regulatorios, la entrada de nuevos competidores y la reducción de la concentración, en particular en el mercado eléctrico.

La estructura del mercado de *generación eléctrica* ha evolucionado hacia una menor concentración horizontal, actualmente inferior a la de muchos países del entorno europeo, debido a la entrada de nuevos generadores de régimen especial y de ciclos combinados de gas. Por otra parte, es destacable que desde el inicio de la liberalización se cuenta con un mecanismo de mercado autóctono, en el que el precio del mercado diario (*spot*) de la electricidad se determina en el mercado mayorista ibérico (MIBEL). Asimismo, especialmente a partir del año 2007, la contratación a plazo ha ido aumentando su volumen de negociación, permitiendo la aparición de señales de precios a plazo líquidas (si bien a horizontes inferiores a los 2 años), a la vez que ha iniciado su actividad el mercado de futuros gestionado por OMIP.

El *sistema gasista* español cuenta con unas condiciones de acceso a las infraestructuras relativamente favorables respecto a otros países europeos, especialmente en términos de capacidad disponible para contratar en plantas de regasificación, gasoductos e interconexiones, así como por el derecho a la utilización de un almacenamiento operativo implícito en los peajes de redes. No obstante, dicho sector cuenta con una estructura concentrada en el mercado primario, con una cuota del principal aprovisionador en torno al 45 por 100 del mercado, que se mantiene estable a lo largo del tiempo.

A esta evolución de la estructura de mercado primario se añade la falta de un mercado secundario líquido que muestre precios transparentes para comercializadores y consumidores a diferentes horizontes.

El precio del gas se determina en un ámbito internacional en el que influyen factores como la indexación tradicional al precio del petróleo y las condiciones de demanda y oferta de varias áreas geográficas, así como las condiciones del mercado secundario en España. Los contratos de importación son en más del 70 por 100 contratos bilaterales a largo plazo de duración superior a 10 años (véase CNE, 2012a). Cabe señalar que se está registrando generalizadamente un desacoplamiento entre los contratos bilaterales a largo plazo indexados a derivados del petróleo y los precios de corto plazo de gas natural registrados en mercados internacionales. Este desacoplamiento resulta más evidente en aquellos mercados europeos donde se han desarrollado mercados líquidos con precios transparentes.

Por último, respecto al grado de integración vertical de los agentes incumbentes, es común en ambos sectores la elevada cuota conjunta de los grupos empresariales establecidos verticalmente integrados en comercialización. En particular, la cuota ascendió al 82 por 100 en 2011 en el mercado de aprovisionamiento de gas natural (situándose hasta el 67 por 100 en el mercado secundario), y al 70 por 100 en el mercado de generación eléctrica (66 por 100 en el ámbito MIBEL). Como se ha indicado anteriormente, la integración vertical proporciona una cobertura

natural de riesgo derivada de la tenencia de una cartera de clientes en el mercado minorista. Los agentes entrantes, en muchos casos, tienen que buscar tanto clientes como coberturas a través de los mercados (*spot* y a plazo), lo que conlleva costes y menos flexibilidad relativa que si dispusieran de posiciones de venta en el mercado minorista. Más aún, los comercializadores y los consumidores de gas natural no cuentan con mecanismos de contratación de energía a partir de precios públicos y transparentes formados en el mercado español.

A continuación se comparan los mecanismos de negociación y determinación de precios en ambos sectores por su incidencia en la transparencia en los mercados.

2. Determinación de precios y transparencia en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico cuenta desde 1998 con un mercado diario gestionado por OMIE, cuyo precio se determina mediante un mecanismo de subasta uniforme. El precio del mercado diario representa la principal referencia tanto para la fijación de los precios en contratos bilaterales físicos y financieros, como para el mercado de futuros, para productos carga base con subyacente del contrato *spot* base de OMIE. No obstante, cada vez más la programación del mercado diario diverge de la programación real final, debido a que los mercados posteriores a la casación del mercado diario (mercados intradiarios) han incrementado su importancia (2).

En cuanto a transacciones físicas, la energía vendida en el mercado *spot* ascendió al 70 por 100 en 2011 y el restante 30 por 100 correspondió a contratos bilaterales físicos. Los agentes entrantes venden la mayoría de su energía en el mercado *spot* y los incumbentes realizan contratos bilaterales físicos, principalmente intragrupo con sus filiales de comercialización. Obtienen así una cobertura de riesgo implícita frente a las fluctuaciones del precio *spot* para dichas centrales durante el plazo deseado.

Adicionalmente, es relevante la contratación a plazo mayoritariamente de tipo financiero. En el MIBEL, como en el resto de mercados europeos, la contratación a plazo puede realizarse tanto en el mercado organizado de futuros, gestionado por OMIP, como en el mercado no organizado (*over the counter*, OTC). En este último, las partes, normalmente a través de agencias de intermediación, negocian contratos a plazo con liquidación financiera. Aunque el mercado OTC con subyacente del precio *spot* OMIE no proporciona precios públicos, las agencias de intermediación comunican diariamente a los agentes que participan en el mercado las transacciones intermediadas y las cotizaciones de cierre.

Por último, desde junio de 2007 se celebran las subastas CESUR, que son un mecanismo de contratación a plazo, establecido por la regulación, para la determinación del precio de la energía que se incorpora en la Tarifa de Último Recurso. En las subastas CESUR, supervisadas por la CNE, se configura el precio del producto a plazo mayorista subastado, que se traslada automáticamente para la determinación del término del coste de la energía para los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (3).

Los comercializadores de último recurso (CUR) adquieren contratos al precio de equilibrio de la subasta CESUR, que se liquida por diferencias con el subyacente del contrato que es el precio *spot*. Esto es, si el precio *spot* de OMIE es superior al precio de las subastas CESUR, el vendedor en la subasta pagará al CUR la diferencia de precios y viceversa. A su vez, el consumidor de electricidad que es suministrado por un CUR abona a partir de su precio final, que es la TUR, el precio de energía registrado en las subastas CESUR.

En las subastas CESUR no se subasta la totalidad de energía solicitada por el CUR para el suministro de sus consumidores acogidos a TUR. Por la energía no adquirida en las subastas CESUR, el CUR puede buscar cobertura adicional a partir de operaciones intragrupo, si bien dicha situación se ha corregido parcialmente con el mecanismo de cobertura establecido en el RD 302/2011, de 4 de marzo, que establece la adquisición obligatoria por los CUR, y venta forzosa por las instalaciones de régimen especial a tarifa, de productos con liquidación por diferencias entre precios CESUR y precios en el mercado diario. Mediante dicho mecanismo se reduce el riesgo de los CUR debido a que adquieren toda la energía solicitada para las subastas CESUR al mismo precio de la subasta, siempre que la energía casada del régimen especial sea superior a la demanda TUR del CUR no subastada en CESUR.

3. Determinación de precios y transparencia en el sistema gasista

El sistema gasista español tiene una dependencia casi total del exterior, cubriendo las importaciones más del 99 por 100 de la demanda nacional, y una gran parte de esta en forma de gas natural licuado (GNL). Es relevante en el

caso español la alta diversificación tanto de puntos de entrada (seis plantas de regasificación de GNL y seis conexiones internacionales de gas natural, cuya capacidad conjunta sobrepasa el 52 por 100 de la punta de 2011), de las fuentes de suministro (en 2011 el mercado español se abasteció de trece países), así como la disponibilidad de almacenamiento respecto al consumo anual, en porcentajes similares a la media europea, una vez que esté disponible en su totalidad la capacidad de almacenamiento de Castor y Yela.

La negociación en el mercado primario se basa, fundamentalmente, en contratos bilaterales confidenciales de largo plazo con cláusulas de compra mínima obligatoria (cláusulas *take or pay*) y precios indexados a la evolución de los precios de los productos petrolíferos, aun cuando en los últimos años el volumen de contratos de corto plazo se ha incrementado de forma significativa, especialmente con el desarrollo del mercado internacional de GNL, lo que a su vez supone un incentivo al desarrollo de *hubs* (entendido como sinónimo de mercado mayorista) de gas natural líquidos.

Debido a que las importaciones en el mercado primario se realizan principalmente a través de contratos bilaterales confidenciales de largo plazo, no hay transparencia en precios, sino diversas referencias indicativas del coste que están soportando los aprovisionadores de gas en España, tales como precios de gas canalizado y del GNL importado, declarados en la frontera española, el precio del Brent y los precios de gas en los mercados *spot* y a plazo europeos.

Adicionalmente, desde 2006 existe una plataforma informática (denominada MS-ATR) desarrollada por ENAGAS de intercambios bilaterales en la que no se revelan precios. Dicho mercado secundario incorpora los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español entre importadores de gas en origen y comercializadores, para ajustar sus posiciones de corto plazo de compra y venta para hacer frente al suministro de los consumidores finales en España. Se trata de un mecanismo no organizado, en el que una gran parte de estos intercambios se producen por razones operativas de optimización y gestión de existencias y de balance de gas en el sistema. En él se realiza un elevado conjunto de intercambios de gas tanto en número de operaciones como de volumen de energía (por ejemplo, en 2011 el volumen intercambiado fue un 44 por 100 superior a la demanda del sistema gasista en dicho año), y los principales puntos de intercambios son las plantas de regasificación (4).

Por último, se cuenta con mecanismos de subastas reguladas, supervisadas por la CNE, para la determinación del precio del gas en la adquisición obligatoria de gas de operación (autoconsumo) y gas talón (nivel mínimo de llenado de los gasoductos, de nuevas instalaciones de almacenamientos subterráneos) por parte de los transportistas, así como para la fijación de la TUR y la adquisición parcial de gas por las CUR.

En relación a las subastas de gas celebradas recientemente, entre mayo y junio de 2012 (5), se observa que las referencias de precios a plazo «sintéticas» para productos equivalentes a los subastados, obtenidas a partir de precios en mercados a plazo europeos, en concreto a partir de las referencias de precios del mercado británico (NBP), alemán (NCG) y holandés (TTF), se han situado por debajo de los precios de equilibrio de dichas subastas (ver cuadro n.º 1). Concretamente los precios de equilibrio de las tres subastas mencionadas, celebradas entre mayo y junio de 2012, se han situado en el rango 30,75-33,50 €/MWh (6), lo que supone un 27 por 100 de media superior a las referencias de precios europeas consideradas el día previo a la subasta.

Más aún, desde mediados de 2010 los precios de equilibrio de las citadas subastas han sido superiores a las referencias de los mercados mayoristas (*hubs*) europeos.

Asimismo, tal y como se observa en el gráfico 1, los precios de las subastas se situaron en niveles similares a los del índice de precios *spot* de GNL en el sudoeste de Europa (GNL SWE) publicado por revistas especializadas del sector.

En resumen, se observa un desacoplamiento entre los «precios sintéticos» obtenidos en los mercados mayoristas de gas europeos y los precios de equilibrio de las subastas del sistema gasista español, especialmente con los precios de equilibrio de las subastas TUR de gas, que sirven como referencia para la actualización de las tarifas de último recurso (para el cálculo del coste de la materia prima, de acuerdo a la metodología recogida en la Orden ITC/1660/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1506/2010). La inexistencia de un mercado de gas natural en España que proporcione señales de precios dificulta el análisis de los precios de equilibrio resultantes de las subastas de gas. Este hecho es de especial relevancia en el caso de las subastas TUR de

CUADRO N.º 1

DIFERENCIA ENTRE LOS PRECIOS DE EQUILIBRIO EN SUBASTAS (TUR DE GAS, GAS DE OPERACIÓN Y GAS COLCHÓN) Y LAS COTIZACIONES A PLAZO EN MERCADOS EUROPEOS (NBP, TTF Y EEX) PARA PRODUCTOS SINTÉTICOS EQUIVALENTES (EN PORCENTAJE SOBRE EL PRECIO DE CADA MERCADO) EL DÍA ANTERIOR A LA CELEBRACIÓN DE CADA SUBASTA

SUBASTAS TUR GAS NATURAL

Fecha	*Producto subastado*	*Diferencia respecto NBP (en porcentaje)*	*Diferencia respecto TTF (en porcentaje)*	*Diferencia respecto EEX (en porcentaje)*
16 junio 2009	Gas de Base	**–8,4**	**–7,7**	**–9,5**
	Gas de Invierno ..	**–9,4**	**–3,2**	**–7,9**
16 junio 2010	Gas de Base	5,3	2,5	2,4
	Gas de Invierno ..	2,0	4,7	4,6
26 octubre 2010	Gas de Base	14,2	12,7	10,1
14 junio 2011	Gas de Base	13,5	12,2	12,9
	Gas de Invierno ..	2,1	6,9	7,3
25 octubre 2011	Gas de Base	12,3	13,8	13,0
19 junio 2012	Gas de Base	35,7	36,0	34,5
	Gas de Invierno ..	9,8	16,5	16,0

SUBASTAS GAS OPERACIÓN Y TALÓN, Y GAS COLCHÓN (AASS)

Fecha	*Producto subastado*	*Diferencia respecto NBP (en porcentaje)*	*Diferencia respecto TTF (en porcentaje)*	*Diferencia respecto EEX (en porcentaje)*
29 mayo 2007	Gas Operación y Talón	7,7	8,5	—
12 junio 2008	Gas Operación y Talón	**–21,9**	**–17,3**	**–18,2**
28 mayo 2009	Gas Operación y Talón	**–12,9**	**–10,9**	**–14,6**
25 mayo 2010	Gas Operación y Talón	3,0	1,9	3,6
24 mayo 2011	Gas Operación	2,9	2,6	2,2
29 mayo 2012	Gas Operación	21,8	23,5	25,5
6 junio 2012	Gas colchón (nuevo) AASS)	37,6	35,9	34,4

Fuentes: Entidad administradora de las subastas, ICE, Platts, EEX y BCE.

gas, en las que se establece claramente una conexión entre precios mayoristas y precios minoristas para el suministro de último recurso y ofertas de comercializadoras ligadas a la TUR.

De hecho, tal y como muestra el gráfico 2, se observa una importante influencia de los precios del GNL en el noreste de Asia sobre los precios del GNL en el sudoeste de Europa.

La mayor influencia de los precios de GNL asiáticos sobre los índices de precios de GNL del Mediterráneo ha sido un factor clave en el resultado de las subastas, en concreto en la aparición de unos precios de adquisición de gas natural en las subastas reguladas españolas muy superior a los precios existentes en el resto de mercados europeos.

En consecuencia, la no existencia en España de un mercado mayorista de gas natural (*hub*) con precios transparentes y liquidez (al margen del mercado de corto plazo de intercambios físicos sin precios del MS-ATR), supone que la única referencia directa de precios a plazo de gas natural sea la obtenida en dichas subastas. A efectos de interpretar adecuadamente dichos resultados por el supervisor y por los agentes se hace necesario disponer de una curva de precios, a plazo de gas natural en España. Es decir, de referencias de precios de mercado transparentes y autóctonas, que se configuren a través de mecanismos de mercado con la suficiente liquidez.

V. RETOS PENDIENTES

1. A nivel europeo: Desarrollo de mecanismos de mercado y en particular en el balance de gas

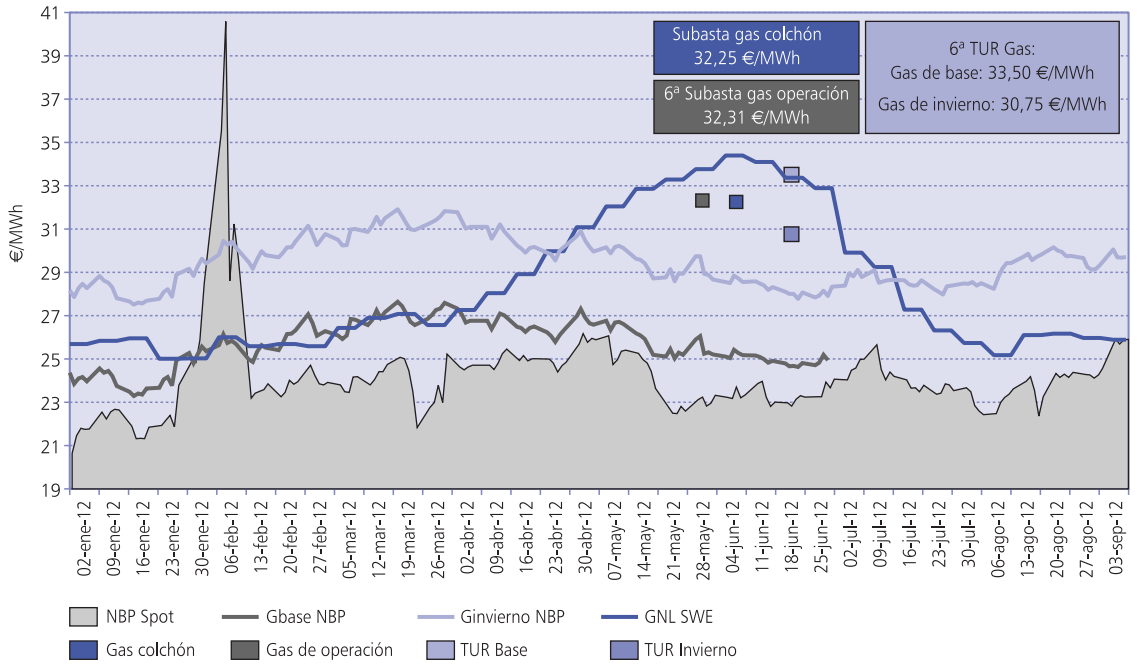
La creación del Modelo Europeo de Gas (*Gas Target Model*) tiene como objetivo el alcance en 2014 de un mercado europeo de gas basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados, interconectados a través de sistemas de peajes de entrada y salida de contratación independiente.

En consonancia con la transposición del tercer paquete legislativo europeo sobre energía, se deberá desarrollar a nivel europeo la implementación de mecanismos de mercado en la asignación de capacidad y gestión de con-

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DE PRECIOS (€/MWh) DE GAS NATURAL EN EL MERCADO NBP (PRECIO *SPOT* Y PRECIOS «SINTÉTICOS») Y GNL EN EL SUDOESTE DE EUROPA (SWE)*

(Precio de equilibrio de la sexta subasta de gas de operación, de la subasta de gas colchón y de la sexta TUR de gas. Periodo 2 de enero-6 de septiembre de 2012)



Nota: (*) Precio de referencia spot GNL de las plantas de Italia, España y Portugal (South West Europe, SWE) con capacidad de carga/descarga de buques de 135.000 m^3. 12 Gbase NBP se obtiene valorando el producto gas de base subastado en la 6ª TUR de gas (con entrega en el segundo semestre de 2012) al precio de los futuros correspondientes en NBP. Ginvierno NBP corresponde a valorar el producto gas de invierno con cotizaciones de contratos correspondientes en NBP.
Fuentes: ICE, Platts, Powernext, World Gas Intelligence, EEX y BCE.

gestiones, que envíen señales económicas para el uso eficiente de la capacidad, así como sistemas de balance que contribuyan al fomento de la competencia.

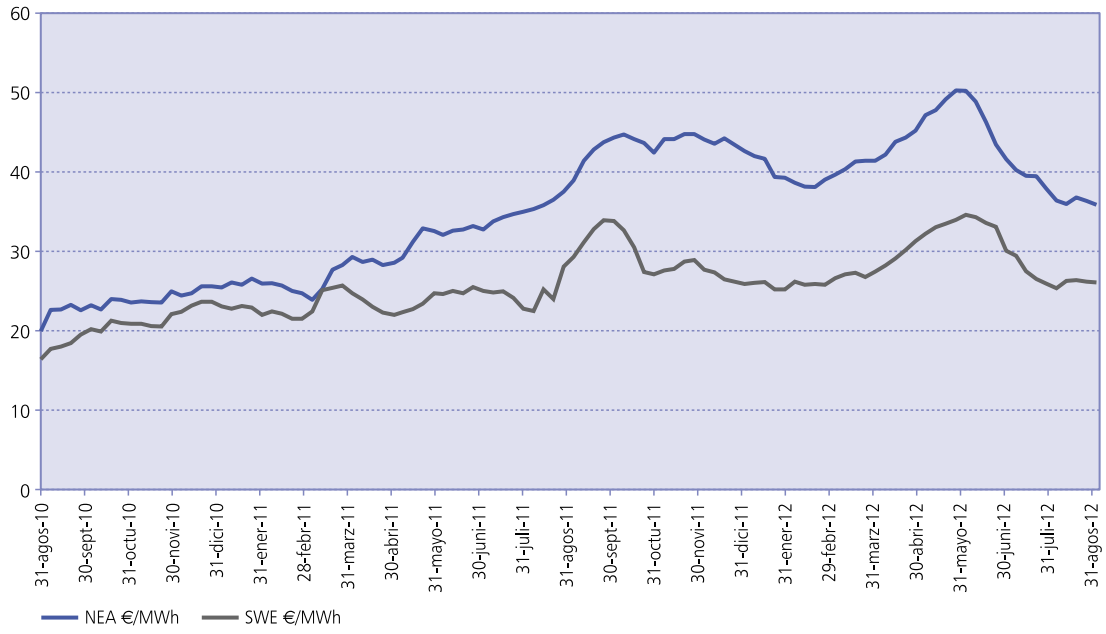
Determinados mecanismos que surgen como consecuencia del Reglamento 715/2009 se aprobarán como códigos de red europeos y serán de obligada aplicación para los países miembros. Entre estos, se cita el código de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad (*Capacity Allocation Mechanisms*), el código del sistema de resolución de congestiones y restricciones basados en mercado (*Congestion Management Procedure,* CMP), el código de las tarifas en la red de transporte y el código de los mecanismos de balance de gas basados en mecanismos de mercado.

El objetivo de este último código de red (7) es el de responsabilizar de su balance a los propios usuarios del sistema, limitando la actuación de los operadores de la red de transporte solo a aquellas situaciones donde se ponga en riesgo la integridad de la red en su conjunto. Por otra parte, se pretende que las penalizaciones para aquellos usuarios que al final del día de gas estén en desbalance sean reflejo de los costes incurridos por el gestor para mantenerse balanceado, lo que introducirá incentivos a que el propio usuario sea quien equilibre su posición. Asimismo, es destacable que la compra-venta de gas en el mercado a corto plazo (*hub*) será la base para que los usuarios y, cuando sea necesario, los operadores de la red equilibren sus entradas y salidas de la red de gasoductos.

2. A nivel ibérico: Desarrollo del mercado mayorista de gas natural

Como ya se ha indicado, el desarrollo de mercados o *hubs* de gas

GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DEL PRECIO *SPOT* DE GNL EN EL NORESTE DE ASIA Y EN EL SUDOESTE DE EUROPA*
(Precios en €/MWh. Periodo agosto de 2010-agosto de 2012)



Nota: (*) NEA (North-East Asia): precio de referencia *spot* de GNL en el noreste de Asia; SWE (South-West Europe): precio de referencia *spot* GNL de las plantas de Italia, España y Portugal.
Fuentes: World Gas Intelligence y BCE.

es uno de los puntos centrales del modelo objetivo de mercado europeo de gas (*Gas Target Model*).

En el mercado español y en la península Ibérica se dan los requisitos para la puesta en marcha de un *hub* gasista (entendido como sinónimo de mercado mayorista de gas natural), tales como la existencia de un número suficiente de participantes (más de quince grupos empresariales en el mercado de comercialización), la contribución de diferentes fuentes de aprovisionamiento (se importa de más de diez países distintos), un tamaño de mercado superior a 34 bcm (en torno a 40 bcm en ámbito ibérico) y una capacidad necesaria en infraestructuras de interconexión, gasoductos y almacenamientos.

En línea con otros países europeos donde se ha desarrollado el mercado mayorista líquido y con precios transparentes, tanto los agentes del sector como el regulador energético demandan la creación de un mercado de balance organizado de gas natural, como principal elemento pendiente para impulsar la liberalización del sector gasista y que a su vez permitirá el desarrollo de otros segmentos del mercado mayorista de gas natural.

Por una parte, el desarrollo de un mercado de gas secundario líquido y creíble aportará flexibilidad en la contratación de gas y posibilidades de cobertura a precios públicos, lo que favorecerá la competencia en los mercados mayorista y minorista, especialmente para los nuevos comercializadores entrantes y consumidores industriales que se enfrentan a la volatilidad del precio de gas, que se fija a partir de referencias al petróleo y sus derivados. Por otra parte, la necesidad de un mercado de gas con referencias de precio propias se refuerza ante los resultados de las subastas reguladas de gas natural celebradas durante 2012, en las que el precio resultante debería compararse con referencias de un mercado autóctono, y no solo con las de otros mercados internacionales, a efectos de identificar cuál es el coste del gas natural en España y en la península Ibérica que se traslada al consumidor final.

Como línea de avance, la CNE propuso al Ministerio de Indus-

tria, Energía y Turismo, en abril de 2010, una hoja de ruta para el desarrollo del mercado organizado *spot* (véase CNE, 2010), que fue actualizada en el «Informe sobre el sector energético español de marzo de 2012» (véase CNE, 2012a). Entre otras medidas necesarias para la creación de un mercado organizado se señala la propia designación del operador del mercado y la elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado. Entre los temas de desarrollo se pone de manifiesto la relevancia de introducir inicialmente medidas de liquidez del mercado, la supervisión del mismo, la capacitación tanto de agentes (por ejemplo, la posibilidad de fomentar o desarrollar la existencia de creadores de mercado) como de mecanismos de mercado (balance del sistema y compras de gas de operación, etcétera), la contratación separada de capacidad de entrada y de salida y, en consonancia, la aplicación de tarifas de transporte de entrada-salida, la estandarización de contratos de acceso, la limitación del análisis de viabilidad zonal al estrictamente necesario para garantizar la factibilidad técnica de la operación del sistema, así como la mejora de información, plazos y procedimientos de asignación de gas para adelantar el balance de gas de dos días a un día (n+2 a n+1). El desarrollo de este mercado vendrá influido con la implementación de códigos de red europeos derivados del Reglamento 715/2009, ya mencionados anteriormente.

Se plantean retos importantes en el diseño concreto del mercado español, teniendo en cuenta que se parte de una elevada concentración en el mercado de aprovisionamiento y que existe una segmentación de submercados por planta de regasificación. Esta segmentación reduce su liquidez y el número de agentes que compiten directamente para los intercambios de GNL en las diferentes plantas de regasificación. Debido a la existencia de un punto de balance por cada planta, se reducen las posibles contrapartes a los agentes con capacidad reservada en la misma.

En consecuencia, es relevante un diseño del mercado que responda a las necesidades de los agentes, que sea líquido y que sea supervisable por el regulador energético. La transparencia y credibilidad de dicho mecanismo es esencial para que se incentive la participación de todo tipo de agentes en el mercado (8).

VI. CONCLUSIONES

Desde la regulación europea se impulsa tanto la transparencia, integración y supervisión de los mercados mayoristas de gas natural, como el desarrollo en sí de mecanismos de mercado para la asignación de capacidad, gestión de congestiones y sistemas de balance, de cara a la creación de un modelo europeo de gas. La Comisión Europea viene impulsando el desarrollo de los mercados de gas natural, tanto de corto plazo (mercados de balance) como para el desarrollo de precios a diferentes horizontes temporales (superior al día y hasta 2-3 años).

En distintos países europeos existe una tendencia creciente en el desarrollo de mercados de gas natural. Sin embargo, en España, el gas natural, a pesar de tener un papel esencial en la matriz energética española, no ha evolucionado hacia un modelo de mercado con precios transparentes y líquido.

Teniendo en cuenta la intrínseca relación entre el mercado eléctrico y gasista, en términos comparativos, el sector eléctrico ha evolucionado desde su liberalización hacia mecanismos de mercado con precios transparentes (*spot*, futuros y a plazo), mientras que en el caso del gas natural únicamente se dispone de información de precios obtenidos en subastas reguladas. El resto de referencias de precios se corresponden con información indirecta de otros mercados internacionales de gas o del *Brent* y derivados. En términos de resultados sobre la evolución de mercado, comparativamente, el mercado mayorista eléctrico ha registrado una entrada de agentes y una reducción de la concentración de mercado a lo largo del tiempo, mientras que la concentración de mercado gasista es superior y estable.

En este artículo se subraya, en primer lugar, que se dan las condiciones necesarias para el desarrollo de un mercado mayorista de gas natural, transparente y líquido y, por otra parte, que dicho desarrollo es necesario para fomentar la competencia de los mercados mayorista y minorista, tanto por la información que aporte a nuevos agentes, lo que cubrirá necesidades e incentivará su participación, como por la información que aporte para la supervisión de mercados. Es relevante la participación de los agentes en el diseño del mercado organizado de corto plazo (mercado de balance), la adaptación del mismo a las características específicas del mercado ibérico, la introducción de medidas que fomenten la liquidez del mercado mayorista en todas sus vertientes, así como la consideración de los mecanismos de supervisión necesarios.

NOTAS

(*) Las opiniones y análisis que aparecen en el artículo son únicamente responsabilidad de los autores y no representan ni vinculan a la Comisión Nacional de Energía.

(1) Como se señala en el *Informe de la CNE sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad 2008-2010. Avance 2011*, en 2011 se registró un 161 por 100 de capacidad de emisión conjunta de regasificación, gasoductos y almacenamientos de gas natural respecto a la demanda punta de gas natural y un 133 por 100 de la capacidad de potencia disponible e interconexiones internacionales respecto de la demanda punta de electricidad.

(2) Diferentes tecnologías acuden a los mercados intradiarios para completar su programa, debido tanto a la penetración de las energías renovables intermitentes en el mercado, que provoca una mayor programación de servicios de ajuste por tratarse de ofertas basadas en tecnologías no gestionables, como a la aparición del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2011.

(3) Los clientes con derecho a acogerse a tarifa de último recurso en el sector eléctrico son aquellos cuya potencia contratada no supera los 10 kW, y en el sector gasista, aquellos cuyo consumo anual no supera los 50.000 kWh.

(4) En 2011 se realizó el 85 por 100 de los intercambios en el mercado secundario de gas OTC a través de la plataforma informática MS-ATR del GTS, en las plantas de regasificación. Debido a que existe un punto de equilibrio por cada planta, el déficit o exceso de gas en una planta el agente puede solucionarlo mediante operaciones de adquisición/recepción o entrega/cesión de gas solo con otros agentes que tengan capacidad contratada en la misma planta.

(5) Sexta subasta de gas de operación, celebrada el 29 de mayo de 2012; subasta de gas colchón, celebrada el 6 de junio de 2012; sexta subasta TUR de gas para la fijación de la tarifa de último recurso, celebrada el 19 de junio de 2012.

(6) Precio del producto gas de invierno de la sexta subasta TUR de gas 30,75 €/MWh, y 33,50 €/MWh para el producto gas de base de dicha subasta; 32,25 €/MWh el precio de equilibrio de la subasta de gas colchón y 32,31 €/MWh el de la sexta subasta de gas de operación.

(7) El código europeo de balance afecta exclusivamente a la red de gasoductos, si bien la interrelación de su operación con el resto de instalaciones podría justificar la extensión de este modelo de balance a todo el sistema gasista.

(8) La CE, en su Comunicación del Mercado Interior de la Energía, de 15 de noviembre de 2012, señala que la implementación de la hoja de ruta publicada por la CNE en abril de 2010, para desarrollar los mercados de Portugal y España, con el objetivo de mejorar la transparencia y competencia en el mercado mayorista, debería desarrollarse sin demora (http: ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc20121121_iem_swd_0368_part2_en.pdf)

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2011), «Framework Guidelines on gas balancing in transmission systems», octubre.

— (2012), «Transparency monitoring. Compliance with requirements from Chapter 3, Annex I, of Regulation 715/2009», Foro de Madrid, marzo.

— CE (2012), «Communication: Making the Internal Energy Market Work» [COM2012/663].

CNE (2010), «Principios generales y hoja de ruta para el desarrollo de un mercado de gas organizado en España». Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne50_10.pdf.

— (2012a), «Informe sobre el sector energético español». Disponible en: http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3026&id_nodo=32.

— (2012b), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010. Avance 2011». Disponible en: http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3165&id_nodo=32.

— (2012c), «Informe sobre el mercado minorista de electricidad». Disponible en: http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=344&accion=1&soloUltimo=si&sIdCat=23&keyword=&auditoria=F.

HEATHER, P. (2010), «The evolution and functioning of the traded gas market in Britain», *Oxford Institute for Energy Studies,* NG 44, agosto.

— (2012), «Continental european gas hubs: are they fit for purpose?», *Oxford Institute for Energy Studies,* NG 44, junio.

HONORÉ, H. (2010), «European natural gas demand, supply and pricing in continental Europe», *Oxford Institute for Energy Studies*, Oxford.

— (2011), «The Spanish gas market: demand trends post recession and consequences for the industry», *Oxford Institute for Energy Studies,* NG 55, julio.

HOOPER, L.; TWOMEY, P., y NEWBERY, D. (2009), «Transparency and confidentiality in competitive electricity markets», editado por National Association of Regulatory Utility Commissioners. Disponible en: http:// pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADQ695.pdf.

NEUHOFF, K., y VON HIRSCHHAUSE, C. (2005), «Long-term vs. Short-term contracts: a European perspective on natural gas contracts», Electricity Policy Research Group Working Paper 05/05, University of Cambridge.

OFGEM (2012), «Retail Market Review: intervention to enhance liquidity in the GB power market», febrero.

POYRY (2010), «The benefits of increased transparency in European wholesale electricity markets». Disponible en: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/ImpactOfTransparencyReport_Poyry_2010.pdf.

REGLAMENTO (CE) n.º 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, julio 2009.

REGLAMENTO (UE) n.º 1227/2011, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, octubre 2011.

SEDIGAS (2011), «Informe anual 2011». Disponible en www.sedigas.es.

STERN, J., y ROGERS, H. (2011), «The transition to hub-based gas pricing in continental Europe», *Oxford Institute for Energy Studies,* NG 49, marzo.

CONFIGURACIÓN E INDEPENDENCIA DE LAS AGENCIAS DE REGULACIÓN EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS (*)

Aitor CIARRETA
BRiDGE, UPV/EHU
Carlos GUTIÉRREZ-HITA
Universidad Miguel Hernández
Aitor ZURIMENDI
BRiDGE y UPV/EHU

Resumen

El debate abierto sobre la mejora en la eficiencia de los organismos regulatorios en España ha llevado al ejecutivo a elaborar un anteproyecto de ley (APL) con el objetivo de fusionar las actuales agencias regulatorias. Además, la Exposición de Motivos reconoce que se debe reformar el sistema de regulación y supervisión dado el entorno de «austeridad en el que se encuentra la Administración Pública». Si bien ambos objetivos no son contradictorios, tampoco son necesariamente complementarios. En este artículo evaluamos la repercusión que este APL podría tener en el sector energético por la previsible pérdida de independencia derivada del sistema de elección de los miembros y de la cesión al Gobierno de ciertas funciones que anteriormente desempeñaba la CNE. Argumentamos que el APL supondría una involución en la búsqueda de un órgano regulatorio más independiente cuyo objetivo último es un mercado más eficiente.

Palabras clave: mercados energéticos, agencias de regulación, eficiencia económica, marco legislativo.

Abstract

The existence of an open debate on improving the efficiency of the regulatory agencies in Spain has led the government to prepare a draft law (hereinafter APL) with the goal of merging the existing regulatory agencies. Moreover, the Explanatory Memorandum recognizes that it must reform the system of regulation and supervision given the environment «in which austerity Public Administration is involved». Although both objectives are not contradictory, are not necessarily complementary either. In this paper, we evaluate the impact that APL could have in the energy sector by the expected loss of independence resulting from the system of election of members and the transfer to the Government of certain functions previously performed by the CNE. We argue APL would turn over the search of a more independent regulatory body whose ultimate goal is a more efficient market.

Key words: energy markets, regulatory agencies, economic efficiency, legislative framework.

JEL classification: K21, L41, L51, L90.

I. INTRODUCCIÓN

La liberalización de los mercados energéticos acaecido durante las dos últimas décadas ha llevado a los gobiernos a ser una parte activa en el desarrollo y tutela de los mismos mediante la articulación de políticas regulatorias. En efecto, al liberalizarse los mercados se ha hecho necesario definir bien unas *reglas del juego* y garantizar la libre competencia. La opinión académica y profesional coincide en la especificidad del mercado energético, que requiere de grandes inversiones e infraestructuras y que además produce y comercializa un bien de primera necesidad. Todo ello exige una intervención pública a través de una regulación que racionalice el uso de dichas infraestructuras respetando el entorno, que además garantice el suministro a cualquier demandante a un precio competitivo y que a su vez remunere su producción y distribución. Por estos motivos sería imposible conseguir un mercado eficiente dejando actuar a las empresas en un entorno no regulado abierto, tal y como sucede en otros mercados. Los países se enfrentan al reto de diseñar un marco regulatorio que sea capaz de alcanzar el objetivo último de eficiencia mediante la creación de un órgano independiente y experto en la materia que sea impermeable a intereses particulares, tanto económicos como políticos. España no ha sido ajena a este movimiento desde principios de los años noventa y, debido a factores tecnológicos y de aumento de la demanda principalmente, se inició el proceso de liberalización de los mercados energéticos.

Los organismos regulatorios deben convivir con las agencias de competencia cuyo objetivo es preservar, garantizar y promover una competencia efectiva en los mercados (art. 12 LDC). En concreto, entre sus funciones (especificadas en los artículos 24 a 26 de la LDC) se destacan la de perseguir y sancionar las conductas anticompetitivas de las empresas, el control de las concentraciones, la realización de informes que adviertan a los órganos legislativos de la repercusión negativa que cierta regulación puede traer a la competencia, solicitando su supresión o modificación, etcétera.

A menudo se concentran dentro de un mismo campo las acciones gubernamentales en materias de regulación y competencia. Sin embargo, aunque orientadas a la consecución del mismo objetivo —la eficiencia de los mercados—, pertenecen a campos de acción diferentes. En la materia que nos ocupa es incluso más importante la diferenciación entre regulación

y competencia, pues los mercados energéticos, y en particular el eléctrico, constituyen industrias organizadas en varios niveles y la definición de competencias y líneas de actuación tiene consecuencias en cada uno de estos niveles de negocio, aunque estas sean implementadas en solo uno de ellos.

La regulación de mercados tiene que ver con todas aquellas reglas que definen el marco en el cual se desarrolla el mercado y, por ende, son llevadas a cabo *ex ante*. Están recogidas en normas con rango de ley o reglamentario publicados en el *Boletín Oficial del Estado*. La política de competencia, sin embargo, tiene por objetivo corregir y, en su caso sancionar, todas aquellas acciones de los agentes de mercado que tienen por finalidad la restricción a la libre competencia, constituyen un menoscabo para la libertad de mercado o dañan a los consumidores. Están dentro de ellas las concentraciones, el abuso de posición de dominio y los acuerdos o prácticas restrictivos de la competencia. Son acciones *ex post* que deben estar sancionadas por agencias de competencia autorizadas para tal fin.

Los objetivos centrales de la teoría económica de la regulación y preservación de la libre competencia son explicar quién recibirá los beneficios o los costes de la regulación y las conductas anticompetitivas, qué formas toma y los efectos que tiene sobre la asignación de los recursos. Respecto a las políticas de regulación *ex ante* de mercados, existen dos visiones que explican por qué ciertas industrias son reguladas. La primera visión es aquella que busca proteger a los consumidores en general o al menos a un subgrupo de ellos, puesto que ellos son los máximos beneficiarios de la existencia de mercados eficientes y las principales víctimas de las conductas anticompetitivas (1). Es esta la visión que al menos sobre el papel tiene nuestro sistema regulatorio y protector de la competencia. Sin embargo, no hay que esconder que en ocasiones, por más que este sea el objetivo declarado a perseguir, puede suceder que cierta regulación está fuertemente condicionada por el proceso político y por lo tanto no siempre responde a intereses del bien común (2), circunstancia esta que no debe tolerarse.

Respecto a las acciones *ex post* encaminadas a eliminar y castigar las conductas anticompetitivas, existe el mismo tipo de dualidad: están destinadas a preservar el buen funcionamiento de los mercados (que exista competencia efectiva) y los intereses de los consumidores. Pero puede suceder en ocasiones, como algunos agentes han denunciado, que dicha actividad esté condicionada por *lobbies* políticos o económicos que no garantizan la consecución de los objetivos marcados para algunos casos o mercados concretos. Hablaremos, salvo que sea necesario particularizar, de política de regulación para referirnos a la regulación *ex ante*, y a medidas de salvaguarda de la competencia cuando nos referimos a la regulación *ex post*.

Este trabajo analiza cómo se debe constituir el organismo regulador para conseguir mercados energéticos más eficientes. En otras palabras, cómo debe articularse la regulación para que se favorezca la competencia efectiva. La respuesta depende en buena medida de cuatro factores relacionados, a saber: *a)* los recursos disponibles por el regulador, *b)* la independencia en las actuaciones del regulador, *c)* la convicción por parte de los poderes públicos sobre la necesidad de proveer bienes y servicios que remuneren su producción sin fijar precios abusivos para los consumidores, y *d)* la promoción de la innovación en los mercados.

El proceso regulatorio es complejo, ya que el diseño óptimo de un marco que garantice la competencia efectiva resulta decisivo para que la liberalización tenga éxito. Existe una amplia literatura que se ocupa de este tema. En un artículo clásico sobre regulación, Stigler (1971) analiza la *demanda de regulación* por parte de algunos grupos de interés. Recientemente Armstrong y Sappington (2006) distinguen entre políticas de liberalización que son por lo general pro competitivas y políticas de liberalización con resultados anticompetitivos. En su estudio, se centran en el diseño óptimo de políticas de liberalización que tengan en cuenta los problemas de información imperfecta y la existencia de instituciones imperfectas.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección II analiza la situación actual de la regulación de los mercados energéticos en España. Discutimos los instrumentos disponibles por las agencias reguladoras para llevar a cabo su actividad hasta ahora, analizando las funciones principales de los organismos de la competencia. Se identifican problemas de coordinación y superposición entre ambos órganos de supervisión. En la sección III se comenta y describen las estrategias de organización de otros países de la UE y Estados Unidos. La sección IV profundiza en el problema de la elección de los miembros del Consejo de la nueva institución. La sección V realiza una valoración crítica del APL y emitimos nuestras recomendaciones. Finalmente, la sección VI recoge un resumen de lo expuesto.

II. LAS AGENCIAS DE REGULACIÓN DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS EN ESPAÑA: DESARROLLO Y SITUACIÓN ACTUAL

En el régimen aún vigente conviven en España dos organismos autónomos cuya actuación tiene incidencia en el sector energético. La Comisión Nacional de la Energía (CNE) es el órgano con facultades específicas en el sector energético, mientras que la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), como es sabido, actúa sobre todos los mercados y, en particular, también sobre el de la energía. Durante sus años de convivencia en materia regulatoria y de competencia ha habido algunas situaciones en las que ambos órganos han actuado de forma descoordinada emitiendo decisiones o informes contradictorios. Aunque en la mayoría de ocasiones el sentido de sus decisiones y reglamentaciones han estado marcados por las mismas directrices, se hace necesario evaluar dónde y por qué han surgido discrepancias y cómo el nuevo órgano puede constituir una oportunidad para mejorar la eficiencia regulatoria y la libre competencia en el mercado energético.

Dado que el objetivo de este trabajo es analizar qué sistema organizativo es más eficiente y si hay o no duplicidades en las funciones de los distintos órganos, tenemos que estudiar primero cuáles son las competencias de cada uno de ellos (CNE y CNC), determinando su alcance y analizando si en su ejercicio ha habido tensiones, descoordinaciones o simplemente duplicidades entre los distintos órganos.

1. La CNE

La Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos enuncia el objetivo de la Comisión Nacional de Energía: «Promover el funcionamiento competitivo del sector energético para garantizar la efectiva disponibilidad y prestación de unos servicios y de calidad, en lo que se refiere al suministro de electricidad y gas natural, en beneficio del conjunto del mercado y de los consumidores y usuarios».

En diciembre de 2009 fueron aprobados los *Planes de actuación de la Comisión Nacional de Energía*, donde se enuncian los objetivos y las líneas de actuación prioritarias de la CNE, junto con un total de 42 planes operativos a desarrollar a corto y medio plazo compatibles con el «tercer paquete» legislativo de la Unión Europea (2008/C 172/11) en materia de Mercado Interior de la Energía. El segundo de los objetivos generales sigue siendo «fortalecer la independencia del organismo y de su función regulatoria» de acuerdo con lo previsto en las directivas 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Desafortunadamente, tal fin primordial se concreta en una larga lista de funciones (en concreto 32), que ha sido recientemente reformada por la Ley 2/2011 de Economía Sostenible, y que podemos agrupar en distintos tipos:

1) *Competencias normativas*. La CNE deberá emitir un informe, preceptivo pero no vinculante, sobre cualquier disposición normativa tanto con rango de ley como reglamentario que afecte al sector energético y de hidrocarburos. Es decir, aunque para la válida aprobación de la norma se requiere la existencia del informe, este es únicamente un requisito de validez formal al no ser preciso que se sigan las recomendaciones u observaciones en él vertidas. Ciertamente, parecería contrario a la lógica democrática que fuese directamente la CNE quien dictase esas normas, puesto que sus miembros no gozan de la legitimidad popular que sí tienen los parlamentarios e incluso el Gobierno. No obstante, dado el carácter especializado del órgano y su pretendido carácter independiente, lo ideal sería que se tomaran en cuenta sus reflexiones motivando exhaustivamente las ocasiones en que la norma se separe de ellas. Incluso podrá dictar las circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en Reales Decretos y Órdenes del Ministerio de Industria y Energía, siempre que estas disposiciones le habiliten de modo directo para ello. Asimismo, elaborarán las circulares para el cálculo de peajes de acceso a redes de electricidad, de acceso a redes transfronterizas y cánones por compartir infraestructuras entre empresas.

2) *Confección de informes preceptivos*, pero no vinculantes, sobre determinadas cuestiones. Así, por ejemplo, sobre el proceso de planificación energética se realizan informes sobre la normativa en la determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas y de acceso a las infraestructuras; también sobre instalación de nuevas instalaciones energéticas.

3) *Facultades de supervisión e inspección* del cumplimiento de la normativa energética entre sus destinatarios y propuesta o apertura de expediente sancionador. Por ejemplo, la supervisión e inspección de la normativa de seguridad; de la normativa de facturación y venta; de los precios y remuneración de las actividades energéticas; de las especificaciones técnicas y del gestor de la red; y, en gene-

ral, del cumplimiento de la normativa que se refiere a la protección del consumidor y usuario. Se le encomienda además a la CNE que como resultado de esas facultades de supervisión e inspección determine los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios proponiendo las medidas a adoptar y que atienda las reclamaciones de los usuarios. No parece por eso que se le atribuya poderes sancionadores, sino más bien que proponga sanciones al órgano administrativo competente; aunque también se le faculta a iniciar e instruir el procedimiento cuando la competencia para imponer la sanción corresponda a la Administración General del Estado.

También se le asigna la supervisión del cumplimiento de la normativa liberalizadora, como la separación de actividades de transporte, regasificación, distribución, almacenamiento, etc.; los cambios de suministrador y que los contratos de suministro no se hagan por plazos innecesariamente largos convirtiendo al cliente en cautivo. Igualmente, se hace una mención expresa a la supervisión del «nivel de transparencia y competencia, incluyendo el de los precios al por mayor», y «el grado y la efectividad de la apertura del mercado y de competencia, tanto en el mercado mayorista como en el minorista. Además, en el caso del sector eléctrico, en las subastas reguladas de contratación a plazo».

4) *Actuar como órgano arbitral* en los conflictos que se susciten entre los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o de hidrocarburos.

5) *Autorizar la adquisición de acciones y participaciones* de empresas del sector en los supuestos mencionados en el número 14 de la Disposición Adicional. En cualquier caso, y dado que la necesidad de autorización de una operación empresarial altera el libre mercado, esta solo podrá denegarse por suponer una amenaza para la seguridad pública o perjudicar notoriamente al usuario poniendo en peligro la mínima calidad del suministro. El mercado eléctrico y de hidrocarburos es estratégico para el funcionamiento de la economía nacional y para salvaguardar las condiciones de vida mínimas de los ciudadanos, y en virtud de tales circunstancias se permite el veto del Estado a alguna operación empresarial. En ocasiones, para determinadas operaciones no se pide la autorización, pero sí su comunicación a la CNE, para que pueda desarrollar mejor sus facultades de supervisión e inspección cuando esas operaciones puedan entrañar algún riesgo no tan grave como el de las operaciones que requieren autorización. Queda claro, por tanto, que el análisis de la CNE en estas autorizaciones no se refiere a los efectos que una concentración económica puede tener en la reducción de la oferta en un mercado, sino más bien a preservar la solvencia de dichas empresas que presentan las características necesarias para garantizar el suministro con una mínima calidad.

6) *Emitir «informe determinante» en los expedientes de control de concentraciones* de empresas que actúen en el sector de energía e hidrocarburos, añadiendo que la CNC al resolver sobre la concentración no podrá disentir del contenido del informe salvo que lo haga «de forma expresamente motivada». La redacción de esta función no deja de ser jurídicamente sorprendente, ya que crea una nueva categoría de informe cuyo alcance no queda del todo claro. Se habla de informes preceptivos pero no vinculantes cuando son necesarios formalmente para la validez de una decisión (aunque no se exija seguir su contenido), y de informe vinculante cuando además debe acatarse el resultado del mismo. Pero el *informe determinante* parece que pretende ser algo intermedio, dado que se aclara que la CNC solo puede apartarse del mismo de forma motivada. Queda claro que la intención es que la CNC tenga muy presente ese informe y que a poder ser no se aparte de él; pero dado que todas las decisiones de la CNC están motivadas y ajustadas a Derecho (como no podía ser de otra manera), parece que la CNC puede apartarse de él y que, finalmente, por más que se empeñe la redacción de este precepto, los efectos del informe de la CNE serán como los de los informes preceptivos. Nótese que dicha redacción se introdujo fundamentalmente a raíz de la OPA a Endesa y la «peculiar» situación que se creó con la existencia de informes contradictorios, si bien tal redacción no parece haber resuelto ningún potencial conflicto.

7) *Elaborar informes que le sean solicitados por cualquier Administración* relacionados con el sector energético y de hidrocarburos. Se trata de informes no preceptivos pero que le son solicitados por un organismo de la Administración interesado en conocer la opinión de la CNE sobre un tema del que tiene que decidir.

2. La CNC

En cuanto a las funciones de la CNC (3, 4), cuyo papel general es garantizar y promover la existencia de una competencia efectiva en los mercados, aparecen

descritas en los artículos 24 a 26 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC), y se pueden resumir en los siguientes bloques:

1) *Instrucción y resolución de expedientes sancionadores* contra empresas que realicen conductas restrictivas de la competencia, como acuerdos o prácticas concertadas y abusos de posición dominante, tanto cuando resulte de aplicación el derecho nacional o el comunitario. Podrá así sancionar a empresas del sector de energía e hidrocarburos que realicen restricciones horizontales o verticales o que abusen de su posición de dominio. De hecho, si analizamos las resoluciones de la CNC desde que esta fue constituida en el año 2008, se encuentra un número no despreciable de resoluciones sobre estas materias que afectan al sector energético. Particularmente frecuentes son las que estudian abusos de posición dominante de alguna empresa energética o de hidrocarburos, bien porque obstaculiza el acceso a la infraestructura a otras, debiendo hacerlo porque así lo exige la normativa específica del sector; o bien porque para la celebración de un contrato para el que la otra empresa o el consumidor carece de alternativa, se le obliga a celebrar a la vez otro contrato con la misma empresa en el que sí existen otras opciones (contratos vinculados o *tying agreements*); o bien porque se establecen cláusulas abusivas, especialmente en el plazo de duración del contrato, cuando la otra empresa o el consumidor carece de empresa alternativa con la que negociar. Pero también las ha habido de falseamiento de la libre competencia por actos desleales, especialmente porque alguna empresa ha utilizado información privilegiada sobre usuarios para captar esa clientela o porque ha obtenido alguna ventaja competitiva a consecuencia de violar alguna norma específica del sector.

2) *Conocer y decidir sobre los expedientes de control de concentraciones de empresas*. Es la CNC la que autoriza de forma incondicionada, o condicionada, o rechaza la concentración de empresas, también en el sector de energía e hidrocarburos; si bien, como hemos dicho antes, deberá contar con el «informe determinante» de la CNE, del que sin embargo se podrá apartar «de forma motivada». En la práctica la CNC se ha visto obligada a decidir desde su constitución en un número relevante de concentraciones en el sector energético, especialmente en lo que se refiere al sector de la distribución y el transporte, aunque también en algunas sobre producción.

3) *Cooperar y coordinarse con la Comisión Europea* y las autoridades de defensa de la competencia autonómicas en la persecución de las conductas anteriormente mencionadas.

4) *Realizará informes preceptivos pero no vinculantes* sobre proyectos o proposiciones de ley que afecten a la libre competencia y sobre apertura de grandes establecimientos comerciales; por más que el contenido de estos informes no sea vinculante. Igualmente preceptivo es su informe anual sobre las ayudas públicas concedidas en España y su posible impacto en el mercado.

5) *Elaborará informes a petición de cualquier órgano administrativo* que requiera su opinión sobre temas que afecten a la competencia, pudiendo realizar también estudios a iniciativa propia sobre determinados sectores en los que observe deficiencias de funcionamiento, realizando propuestas de liberalización, desregulación o modificación normativa.

3. Problemas de coordinación y superposición entre ambos órganos

Visto el esquema anterior de funciones de los dos órganos, hay que reconocer que si bien ambos tienen como objetivo esencial la consecución de mercados eficientes y competitivos, la labor principal de la CNE es regulatoria o *ex ante*; y la de la CNC es de vigilancia y sanción o *ex post*. La primera parece tener como fin esencial buscar y regular de la forma más óptima posible el mercado energético, ya que presenta unas características complejas con una infraestructura cara y limitada; y la segunda tendría que asegurarse de que los operadores actúan dentro de ese marco y de que no realizan actividades restrictivas de la competencia. Sin embargo, aunque este parezca ser el principal criterio de distribución de competencias, se constata que a la CNE también se le atribuyen unas funciones *ex post*, como la supervisión del cumplimiento de la normativa y la intervención en expedientes de concentraciones; y a la CNC se le encomiendan algunas actuaciones *ex ante*, como la elaboración de informes sobre proyectos y proposiciones de ley. Y esto puede llevar a la existencia de algunas duplicidades que generen un uso ineficiente de los recursos y además el riesgo de descoordinación, contradicción o enfrentamiento entre los dos órganos.

Para resolver cualquier problema sobre la extensión de las funciones de cada uno sin que llegue a colisionar con las del otro órgano, deben interpretarse estas según el criterio general expuesto

de que en principio la CNE actúa *ex ante* y la CNC *ex post*. Así, por ejemplo, aunque la LDC establezca que se requiere informe de la CNC antes de aprobar normas que afecten a la competencia, parece lo más sensato entender que si son normas del sector energético o de hidrocarburos es suficiente con el informe de la CNE. Se trata en realidad aquí de hacer prevalecer el criterio de la especialidad, dado que la CNE es un órgano compuesto por especialistas del sector con el objetivo primordial de lograr una regulación del mercado lo más eficiente posible. Es esta en realidad su principal labor. No obstante, la CNC durante el año 2011 emitió dos informes sobre dos proyectos de ley que afectaban al mercado energético (ley del sector de hidrocarburos y del sector eléctrico); y dos sobre Proyectos de Real Decreto (uno sobre transporte, distribución y suministro de energía eléctrica y otro de transporte, distribución y suministro de gas natural). Dado que estos informes no son vinculantes, el potencial riesgo de contradicción no tendría consecuencias extremas, pero sí que daría una mala imagen sobre el funcionamiento de ambos órganos. Por otra parte, siendo más especializado para la materia el personal de la CNE, parece una pérdida de recursos que la CNC tenga que dedicarse a informar sobre lo mismo.

Una segunda cuestión en la que cabe cierta incertidumbre se sitúa en las facultades *ex post* que se conceden a la CNE consistentes en la supervisión e inspección del cumplimiento de la normativa liberalizadora, haciendo especial hincapié en que se respete el acceso a las infraestructuras a los otros operadores y que no se establezcan condiciones de suministro abusivas, especialmente en lo que se refiere a la duración de los contratos. Estas conductas constituyen abuso de posición dominante y falseamiento de la libre competencia por actos desleales, problemas habituales del sector energético sobre los que, como hemos visto, se ha pronunciado la CNC. Aunque ciertamente parece a priori que puede haber un choque entre ambos órganos en relación a estas conductas, hay que decir que la colisión es más aparente que real. A la CNE se le atribuye la inspección y la supervisión de la normativa, y en caso de detectar un incumplimiento, identificar al responsable y hacerlo saber al ente o Administración competente, e incluso la facultad de instruir el procedimiento sancionador cuando sea competente para imponer la sanción la Administración General del Estado, pero no en el resto de los casos. Dado que la CNC es un ente autónomo e independiente no vinculado a la Administración General del Estado, cuando la CNE detecte las mencionadas conductas irregulares que alteran la competencia, deberá hacérselo saber a la CNC para que esta instruya el expediente y resuelva posteriormente (5). Son así compatibles las funciones de supervisión de la CNE con la de sanción de la CNC. Para ello se utilizarán además los mecanismos de coordinación previstos en el art. 17 de la LDC entre la CNC y los reguladores sectoriales, que permiten que aquella pida a estos un informe en el que se analice la situación, decidiendo posteriormente la CNC. Aunque parece razonable que sea la CNC la que se pronuncie definitivamente sobre estos comportamientos, que presentan unas características comunes en todos los sectores y de cuya realidad está más especializado el personal de este organismo, la emisión de un informe por parte de la CNE es recomendable. En efecto, el mercado eléctrico presenta gran complejidad tanto técnica como normativa, por lo que será de gran ayuda dicho informe para contextualizar las actuaciones analizadas en los expedientes. En esta línea de argumentación, Sidak y Teece (2009) defienden que es más probable que los organismos de regulación de mercados específicos manipulen las políticas de fusiones buscando objetivos que nada tienen que ver con la maximización del bienestar de los consumidores, por lo que parece preferible que sea la autoridad de competencia la que decida. El riesgo de *captura* (en el sentido de invasión de competencias de otros organismos) del regulador es mayor y, por lo tanto, es previsible un riesgo mayor de errores de evaluación por parte de organismos reguladores específicos de sectores.

Finalmente, el tercer bloque en el que pueden existir duplicidades es en el del control de las concentraciones. En este punto, no está mal recordar el caso de la OPA contra Endesa en el año 2005, que evidenció un fallo en el sistema, no solo por las contradictorias decisiones de la CNE y el entonces Tribunal de Defensa de la Competencia, sino también por la falta de independencia o las ansias de control de estos órganos por parte de los políticos. Y como prueba de lo que se dice, la propia Unión Europea llamó la atención a España por entrometerse e impedir el libre mercado. En aquel entonces, el informe de la concentración que emitía el TDC era preceptivo pero no vinculante para el Gobierno, cuyo Consejo de Ministros podía determinar otra cosa. Llegada la situación, la CNE informó favorablemente a la OPA de Gas Natural sobre Endesa con algunas condiciones; pero el TDC la rechazaba. Debía ser el Gobierno quien decidiera. Finalmente, la operación no salió adelante por distintas circunstancias que no son objeto de

este estudio, pero el caso estuvo en la prensa durante varios meses y los políticos de todos los partidos no disimularon sus preferencias, llegando a llevar a un asunto económico problemas políticos endémicos en España. No se trata ahora de juzgar qué pasó, sino más bien de constatar hasta qué punto puede llevar un sistema orgánico deficiente, tanto por tener duplicidades como porque la política trata de influir en entes en principio independientes cuyos miembros son expertos. España estuvo en el ojo del huracán de los mercados internacionales, y no precisamente por causar una buena imagen.

Hoy día, con el régimen vigente, y tal y como hemos comentado, si se presenta un expediente de concentración en el sector energético, la CNE debe emitir un *informe determinante*, aunque la CNC será la que resuelva en última instancia, y podrá decidir de forma diferente siempre que lo haga de forma motivada, tal y como tiene la obligación de hacer en todas sus resoluciones. No obstante, el art. 10.4 de la LDC reserva al Consejo de Ministros la facultad de resolver sobre un expediente de concentración cuando estime que concurren fundadas razones de interés público. Esta mención, que es un ataque a la independencia de la CNC, no se ha utilizado hasta hoy por ningún gobierno, pero sería posible que se decidiera hacer en un caso del sector energético, dada su relevancia social e interés público. En esta hipótesis, podría repetirse la kafkiana situación de la OPA sobre Endesa, ya que el Gobierno tendría que decidir con dos informes: el de la CNE y el de la CNC, que podrían ser contradictorios; posibilidad que puede acrecentarse si no se garantiza una independencia plena de los miembros de ambos órganos y cada uno de ellos responde a una mayoría política distinta.

De lo expuesto anteriormente se puede concluir que pueden haber surgido situaciones de conflicto entre la CNE y la CNC. La misión y ejercicio regulatorio de la CNC ha sido muy tibio en el sentido de que tanto los informes (no vinculantes) para la elaboración de normativa como sobre concentraciones y adquisiciones no han sido tenidos en cuenta o han entrado en contradicción con los informes de la CNE. Puede argumentarse que si la CNC tiene que elaborar informes sobre proyectos de normas en los mercados energéticos, es un buen motivo (y justificado) para que las labores hasta ahora realizadas por la CNE sean subsumidas por un organismo que no se superponga o anule la actividad de esta. Sin embargo, aunque la CNC ha tenido más éxito a la hora de abrir procedimientos en materia de defensa de la competencia (a diferencia de la CNE), su labor como organismo regulador *ex ante* (es decir, para la elaboración de normativa) ha sido casi inexistente.

III. LOS MODELOS INTERNACIONALES: ORGANIZACIÓN, ESTRUCTURA E INDEPENDENCIA

Nos centramos en los mecanismos de regulación de Estados Unidos y la UE. Todos los modelos adoptan como principio básico que una regulación eficiente ha de buscar la eficiencia en el funcionamiento de los mercados. En esta sección discutimos hasta qué punto es posible alcanzar este objetivo con los diferentes diseños adoptados. Destacamos sobre todo que la independencia del regulador viene determinada, entre otras cosas, por sus recursos en términos de financiación y profesionalidad.

En Estados Unidos el peso de la regulación recae en la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), fundada en 1977. La FERC es un organismo autónomo con personalidad jurídica dentro del Departament of Energy (DOE). Es importante señalar que ni el Presidente ni el Congreso pueden revisar las decisiones de la FERC. Todas las decisiones de la FERC pueden ser únicamente revisadas por los tribunales federales. Además la FERC también se autofinancia a través de cargas anuales e impuestos de la industria que regula. La FERC es independiente del DOE, aunque esta puede intervenir como parte en el procedimiento que se desarrolle ante la FERC. Finalmente cabe destacar que entre las funciones que tiene asignadas está la posibilidad de utilizar sanciones civiles y otros medios contra las organizaciones de energía y los individuos que violan las reglas de la FERC en los mercados de la energía. Todo ello sin menoscabo al cumplimiento de las *leyes antitrust* del Department of Justice.

Por su parte, la Directiva 96/92/EEC establece entre sus principios básicos que la regulación de los mercados ha de ser independiente de intereses comerciales. Existen distintos modelos de organización de las agencias reguladoras. Las directivas 2003/54/EC y 2003/55/EC establecen entre otras cosas unos criterios mínimos comunes necesarios en la regulación de los mercados. Posteriormente las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad las actualiza. En particular el art. 35 de la Directiva 2009/72/CE obliga a designar una única autoridad regulatoria independiente.

Entre las competencias mínimas, que aparecen desglosadas en los artículos 37 y siguientes de la directiva, están: 1) Aprobar o

CUADRO N.º 1

CARACTERÍSTICAS DE LOS ORGANISMOS REGULADORES

País, ente regulador	*Estatus*	*Financiación*	*Año de creación*
Francia: CRE	Autoridad independiente	Presupuesto nacional	2000
Alemania: BNetzA	Autoridad independiente	Presupuesto nacional	2005
Italia: AEEG	Autoridad independiente	Presupuesto nacional, tasas	1995
Países Bajos: DTE/NME	Ministerio	Ministerio, tarifas	1998/2012
Portugal: ERSE	Autoridad independiente	Tarifas	2002
Suecia: STEM	Autoridad independiente	Ministerio	
Reino Unido: OFGEM	Autoridad independiente	Tarifas	1999
España: CNE	**Autoridad independiente ligada al ministerio**	**Tarifas**	**1998**

Fuente: Creación propia a partir de Eurelectric (2004) y ACER (2012).

fijar al menos para calcular o establecer los términos y condiciones para la conexión y acceso al mercado nacional, 2) tener la autoridad para exigir del gestor de la red cambios en reglas, tarifas de acceso, peajes y mecanismos de conexión compatibles con el principio de no discriminación, y 3) arbitraje entre agentes del mercado.

La práctica general es crear reguladores independientes específicos de cada tipo de industria. En general, hasta 2003 este era el principio salvo en Alemania y Suiza, donde no existían agencias específicas aunque posteriormente han sido constituidas. Se busca separar las esferas política y económica de las agencias de regulación independientes. En todos los casos, la regulación es vista como un área multidisciplinar donde se combinan conocimientos técnicos, económicos y legales para supervisar de manera eficiente algún sector económico que tiene ciertas características proclives a conductas anticompetitivas.

En primer lugar analizamos las soluciones adoptadas en los distintos países de la UE. En el cuadro n.º 1 resumimos las características más relevantes de las agencias de regulación de la energía en un grupo de países europeos: Francia, Alemania, Italia, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido. Todos estos países tienen agencias que regulan varias industrias de red; electricidad y gas natural principalmente. En la mayoría de los casos los entes reguladores son entidades independientes dentro de la administración general del Estado. España junto con los Países Bajos son los únicos países cuyas agencias están ligadas al ministerio correspondiente por las competencias atribuidas. La obtención de recursos propios es importante, ya que si estos se ligan exclusivamente a una fuente, pueden estar influenciando sus decisiones.

El cuadro n.º 2 resume la capacidad que tienen las distintas autoridades reguladoras para hacer cumplir sus recomendaciones y actuaciones en materia de regulación y competencia.

Claramente se observa que, en comparación con otras agencias reguladoras, la CNE tiene unas competencias más reducidas y

CUADRO N.º 2

COMPETENCIAS DE LOS ORGANISMOS REGULADORES

País, ente regulador	*Vinculante*	*Multa*	*Otras sanciones*	*Decisiones retroactivas*
Francia: CRE	SÍ	SÍ	SÍ	NO
Alemania: BNetzA	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Italia: AEEG	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Países Bajos: DTE	SÍ	SÍ	NO	SÍ
Portugal: ERSE	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Suecia: STEM	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Reino Unido: OFGEM	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
España: CNE	SÍ	NO	NO	NO

Fuente: Eurelectric (2004), actualización ACER.

goza de una menor independencia. Este hecho debería llevar a una primera reflexión a las autoridades gubernamentales, ya que uno de los objetivos en materia de energía a nivel europeo es la consecución de un mercado energético único, lo que debería llevar aparejado agencias regulatorias afines en el fondo y en la forma que permitieran la creación de una futura agencia regulatoria única.

Por otra parte, la cooperación entre reguladores europeos de mercados energéticos se realiza a través del Council of European Energy Regulators (CEER), creado en 2000 y que se justifica desde dos puntos de vista (6). Primero, mejora los resultados de los reguladores nacionales y por lo tanto tiene un efecto positivo sobre los mercados regulados; mejora en la transparencia a través del intercambio de información. Segundo, la falta de coordinación puede resultar en efectos negativos sobre algunos agentes sobre los que recae la regulación; véase el caso de la supervisión de las fusiones entre empresas transnacionales y el caso de los intercambios entre países de bienes como la electricidad y el gas natural. A pesar de la necesidad evidente de coordinación, lo cierto es que este consejo solamente tiene función consultiva y en ningún caso tiene capacidad regulatoria.

IV. SISTEMA DE ELECCIÓN DE LOS CONSEJEROS, PRESIDENCIA Y VICEPRESIDENCIA

1. Los sistemas inglés y francés

La agencia que regula el sector de energía OFGEM ha sido recientemente reestructurada para una mejor definición de sus obligaciones y la implementación de las mismas, creando la Ofgem E-service, donde la *E* hace referencia a Medio ambiente (*Environment*), Energía y Eficiencia. Es un Non-Ministerial Government Department (NMGD); su independencia está garantizada del control del Gobierno, ya que solo deben rendir cuentas ante el Parlamento y los tribunales. Después de su reestructuración sigue estando gobernada por un cuerpo colegiado compuesto por 12 miembros. A su vez, existen consejeros con funciones ejecutivas dentro de la agencia y consejeros no ejecutivos. Los miembros no ejecutivos aportan experiencia y conocimientos de una amplia gama de áreas de la industria energética. Todos los miembros del consejo son designados por el gabinete del primer ministro y pertenecen al consejo por un periodo de cinco años.

En cuanto a la agencia reguladora francesa, CRE, se organiza en dos cuerpos independientes (una Junta integrada por cinco miembros, y el comité de resolución de conflictos y sanciones, que consta de cuatro miembros) que utilizan grupo de tareas, consultas públicas y audiencias para la toma de decisiones. El presidente de la Junta y dos miembros son nombrados por seis y dos años, respectivamente, por decreto del Presidente de la República, previa consulta a las comisiones parlamentarias con competencia en el sector energético. Los otros dos miembros son nombrados por cuatro años, respectivamente, por el presidente de la Asamblea Nacional y el presidente del Senado.

2. El sistema español: qué propugna el APL para la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia

Todo lo relacionado con la elección de cargos y el periodo transitorio de consolidación de los antiguos cargos en las extintas agencias reguladoras en la nueva CNMC se encuentra desarrollado dentro del capítulo III. Creemos también oportuno hacer una sucinta revisión de aquellas funciones que se pierden a favor de órganos ministeriales, lo que supone una pérdida objetiva de independencia.

El art. 11 especifica que los nueve miembros del Consejo serán nombrados por el Gobierno mediante Real Decreto y a propuesta del ministro de Economía y Competitividad, de entre profesionales de reconocido prestigio en el ámbito de actuación de la Comisión, previa comparecencia ante la Comisión correspondiente del Congreso de los Diputados. No obstante, el Congreso, por acuerdo adoptado por mayoría absoluta, podrá vetar el nombramiento del candidato propuesto. El mandato de los consejeros será de seis años sin posibilidad de reelección como miembro del Consejo. La renovación de los consejeros se hará por tercios cada dos años, de modo que ningún consejero permanezca en su cargo por tiempo superior a seis años. Respecto a la presidencia de la CNMC, el art. 13 especifica que el Consejo elegirá de entre sus miembros con antigüedad superior a dos años, y mediante votación secreta, al consejero que ostentará la presidencia de la CNMC y de su Consejo. El presidente será nombrado por el Gobierno mediante Real Decreto. El mandato del presidente será por un periodo de tres años sin posibilidad de reelección. Por último, el vicepresidente de la CNMC se elegirá bajo las mismas premisas del presidente del Consejo y por un periodo único de tres años. El vicepresidente sustituirá al presidente en caso de vacante, ausencia u otro motivo legal.

Comentamos a continuación brevemente las pérdidas potenciales de ejercicio de funciones esbozadas en el APL que, sin ser demasiado claras, dejan abierta la puerta a una mayor presencia gubernamental en el ejercicio de la regulación. En la Disposición adicional tercera se enuncia que las competencias que la legislación vigente atribuía a los organismos reguladores extintos y que el presente APL no encomienda a la nueva CNMC serán ejercidas por los departamentos ministeriales a que estuvieran adscritas. A falta de una definición clara de cuáles serán esas competencias, esta disposición transitoria supone una posible pérdida de autonomía encubierta. Asimismo, la Disposición adicional novena enuncia que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el sector eléctrico asume la función de iniciar los expedientes sancionadores y llevar a cabo su instrucción. Esto supone una clara pérdida de independencia en la labor *ex post* de salvaguarda de la libre competencia. Hasta ahora, tanto la CNE como la CNC podían emprender expedientes sancionadores sin tener que estar autorizados por el ministerio. Por último, la Disposición transitoria segunda concluye que para la elección del primer presidente y vicepresidente no será necesario haber sido consejero durante los dos años previos, dejando manos libres al Gobierno para la designación de las cabezas visibles que deberán comenzar la labor de dotar de entidad a la CNMC.

V. VALORACIÓN DEL ANTEPROYECTO DE LEY DE CREACIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y COMPETENCIA

Si nos atenemos a los objetivos del APL, a saber, la mayor eficiencia en el funcionamiento de mercados, el fortalecimiento de la seguridad jurídica para evitar contradicciones normativas y el ahorro de costes, en consonancia con la necesaria austeridad de nuestros tiempos, no creemos que el APL vaya a conseguirlos. Ciertamente, la existencia de los ocho organismos reguladores actuales (además de la CNC) resulta excesiva y muchas veces no justificada. La mayor parte de ellos carecen de una justificación técnica y/o económica, dado que los mercados que regula no presentan la suficiente singularidad, si bien no se discute que en el mercado energético se precise una actividad reguladora *ex ante* fuerte y solvente por su complejidad técnica. De hecho, así lo exige la propia Unión Europea. Es por esto que la agrupación de los ocho organismos reguladores parece más que recomendable, debido a que los instrumentos de regulación y tipos de actuación llevados a cabo en las actuales agencias sectoriales son similares cuando no solapados, lo que permitiría generar economías de escala que permitieran no solo un ahorro de costes sino también un aumento de la efectividad regulatoria.

De lo expuesto en este trabajo, se deduce que para conseguir mercados competitivos en el sector energético parece necesario tanto la actividad *ex ante* de regulación y fijación de las condiciones tarifarias, uso de infraestructura, funcionamiento de subastas, etcétera; como una actividad *ex post* de control de las actuaciones de los agentes en el mercado. También hemos señalado que cada actividad presenta un perfil muy diferenciado en cuanto a personal, requiriendo expertos y técnicos del sector en el primero, mientras que para el segundo parece más apropiado un personal especializado en competencia.

En particular, la necesidad de que un órgano asuma estas funciones *ex ante* para el sector de la energía e hidrocarburos está contemplada por las Directivas comunitarias. No obstante, si queremos conseguir que esta función *ex ante* sea también económicamente eficiente se deben cumplir, en nuestra opinión, dos requisitos. El primero de ellos es que las personas encargadas de ejercer la actividad reguladora sean auténticas expertas en la materia y además independientes, tanto de los intereses de las empresas que operan en el sector como de los intereses políticos en juego. En este sentido, el hecho de que el APL establezca que, como ocurre ahora, dichas personas sean nombradas por el Gobierno, no fortalece su independencia, ya que deberán su cargo a los gobernantes de turno. No aporta mucho mayor control la posibilidad de que el Congreso pueda vetar a un candidato o candidata, puesto que, dado el sistema de monarquía parlamentaria por el que nos regimos, el Gobierno goza siempre del respaldo de la mayoría parlamentaria. Ni siquiera la ley establece que los elegidos no deberán tener ningún interés económico o profesional en empresas del sector. Para mejorar la eficiencia regulatoria sería por tanto necesario reformar el sistema de elección de los miembros de la autoridad, alejando en la medida de lo posible la propuesta de cualquier centro de poder político, estableciéndose por ejemplo un sistema similar al británico. Y la necesidad de incidir en este punto debe ser mayor en una cultura política como la nuestra, en la que es práctica habitual que se designen a modo de *digno retiro político* a personas que han ocupado algún cargo de gestión en gobiernos pasados o realizado trabajos que algún partido político quiere agradecer de algún modo.

Y ello a pesar de que puede que estas personas no tengan un perfil objetivamente idóneo para el puesto por no haberse dedicado en su vida profesional a este sector, lo que acrecienta la necesidad de contratar a más personal o asesores que sí cumplan el perfil. En definitiva, si se estableciera un mecanismo de elección realmente independiente se acabaría con esta práctica ineficiente y se evitarían costes de personal innecesarios, en línea con la austeridad perseguida.

Pero además de contar con miembros independientes, para que el control *ex ante* sea económicamente eficiente es necesario un segundo requisito, cual es que en los casos en que la autoridad no tenga la competencia directa de dictar normas, sus propuestas sean realmente seguidas por los órganos políticos encargados de aprobarlas. De nada sirve contar con un plantel de expertos que hagan un trabajo muy acertado y propongan una normativa eficiente si posteriormente sus propuestas nunca son atendidas por quien tiene que aprobar la norma. Supondría al final contar con un órgano muy preparado y trabajador pero meramente decorativo. De hecho, en España han sido frecuentes los supuestos en los que se han desatendido las recomendaciones de la CNE y CNC, lo que constituye una de las causas por las que parece que la regulación del sector en España no ha sido la más acertada para conseguir un mercado competitivo y eficiente. Resulta imposible que esta autoridad tenga la competencia para aprobar leyes o Reales Decretos, que la Constitución reserva al Parlamento y al Gobierno, como órganos que derivan de la voluntad popular. Pero se debería llegar a la situación de otros países en los que se escucha atentamente a los organismos regulatorios, por el prestigio e independencia del que gozan los mismos, y en los que tanto el Parlamento como el Gobierno siguen sus recomendaciones en la labor normativa, llegándose al final de las negociaciones a un consenso.

Sin perjuicio de lo anterior, y dado que además debe existir por exigencias comunitarias un organismo que realice esta actividad *ex ante*, resulta muy discutible que sea recomendable que lo efectúe el mismo órgano que realice la actividad *ex post*. De hecho, es un modelo que apenas se sigue en el derecho comparado. Se argumenta a favor de que exista un único órgano, pues así será imposible que haya contradicciones. No obstante, y como hemos visto en el apartado II.3, el riesgo de contradicciones no es muy elevado hoy día con dos autoridades diferentes, y además se podría eliminar con una sencilla reforma, otorgando en exclusiva al regulatorio la emisión de informes sobre normas, proyectos y recomendaciones normativas y atribuyendo a la CNC el análisis de las conductas restrictivas de la competencia (prácticas restrictivas, abuso de posición dominante y falseamiento de la competencia por actos desleales), así como el control de las concentraciones, posibilitando que el órgano regulatorio presente denuncias e informes ante la CNC.

Por otra parte, incluir en un mismo órgano los dos tipos de actuaciones resulta complejo porque los dos tipos de actividad responden a parámetros y objetivos diferentes y requieren un personal con distinta cualificación. Habría que articular dentro del órgano una división de funciones clara y a la vez crear otra estructura que coordinase a ambas. En definitiva, se crearía un superórgano cuyo funcionamiento interno sería al final casi tan complejo o más que si nos dotáramos de dos autoridades independientes: una regulatoria y otra de defensa de la competencia. Tanto el informe de la CNE como el de la CNC al APL insisten en que sería muy complejo la integración de todas las actividades en un solo órgano, y critican que además no se haya hecho en el APL, queriendo dejarse para un desarrollo reglamentario. En definitiva, si estamos ante dos actividades tan diferentes, parece que lo mejor es que haya dos órganos; puesto que, de integrarse en uno, la organización del mismo sería complicada y requeriría casi de tanto personal o más que si hubiera dos, por lo que tampoco aportaría nada en la consecución del objetivo de austeridad. Ciertamente, desde el punto de vista de la eficiencia, si se articulase bien el funcionamiento del único órgano podría funcionar igual de correctamente que si el sistema se articulase en dos, aunque los costes serían similares. En cualquier caso, consideramos que para que el sistema funcione es más importante insistir en la necesidad de contar con miembros independientes y expertos, que discutir sobre si es mejor uno o dos órganos.

Finalmente, el APL acaba devolviendo a distintos ministerios competencias que hoy día desempeñan las agencias reguladoras, con la excusa de que son meros trámites administrativos que puede hacer por sí mismo el ministerio, reduciéndose así costes. Sin embargo, aunque con algunas de ellas podría estarse de acuerdo, en otras muchas parece traslucirse una voluntad del Gobierno por recuperar ciertas funciones que tienen incidencia en el funcionamiento del mercado y que así podrá controlar mejor. La atribución al ministerio de varias

de esas competencias supone por tanto una merma en la garantía de independencia en la vigilancia y control de los mismos, lo que ha sido advertido tanto por la CNE como por la CNC. Buen ejemplo de ello es que la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en relación con el sector eléctrico y del gas natural asumirá la competencia de «autorizar la adquisición de participaciones realizada por sociedades de acuerdo con unos criterios. En particular, participaciones realizadas por sociedades de acuerdo con unos criterios. En particular, bien cuando la adquisición de participaciones sea superior a un 10 por 100 del capital social, o bien cuando aun siendo inferior da influencia al adquirente en aquellas sociedades que 1) desarrollen actividades de transporte o distribución de gas natural y electricidad, 2) titulares de centrales nucleares y 3) titulares de centrales de carbón nacional entre otras».

En resumen, de aprobarse este APL, es posible que exista un ahorro en recursos económicos dada la desmesurada cantidad de organismos reguladores. Pero tampoco se conseguirá un mercado energético más eficiente ni que responda a las exigencias de protección de los usuarios. Incidiendo en los puntos aquí comentados, pensamos en cambio que sí habría una mejora sustancial en el mercado con una rebaja importante de costes con respecto a la situación actual.

VI. CONCLUSIONES

Entendemos que son agencias regulatorias eficientes las que logran su objetivo de dar con la normativa más adecuada al mercado energético preservando el nivel de competencia mayor posible, al menor coste. Para ello, entendemos que debe contar con una estructura coordinada, personal preparado, con medios y de razonables dimensiones, ya que solo así será ágil su funcionamiento. Pero además de lo anterior, la agencia deberá ser independiente, puesto que el resultado de su actividad y la regulación que proponga solo será la más adecuada si es impermeable a las influencias de los intereses tanto de las empresas implicadas como de los políticos.

De los dos requisitos pensamos que el segundo es un presupuesto indispensable para que la agencia funcione, independientemente de cuál sea su estructura; y para conseguirlo es imprescindible incidir en el sistema de elección de las y los consejeros. Si son personas con intereses particulares en alguna empresa del sector, su imparcialidad queda cuestionada. Y lo mismo si la elección se deja en exclusiva al gobierno de turno. La experiencia muestra que cuando ha tenido intereses, el Gobierno ha presionado a las agencias, e incluso se corre el riesgo de que se elija a personas que han prestado servicios en el pasado al partido gobernante pero que no presentan una preparación específica en el sector, por lo que su labor en la agencia no puede ser la esperada de un órgano eficiente.

En lo que se refiere a la estructura, parece que la integración en un solo órgano de la agencia regulatoria de la energía con la autoridad de defensa de la competencia no es lo más adecuado, puesto que los tipos de actividad que desarrollan una y otra son diferentes y requieren labores y personal de diferente cualificación. La coordinación y estructura interna del superórgano unitario es compleja, y para resultar funcional tendría que hacerse repartiendo dentro del órgano de forma clara las funciones *ex ante* y *ex post*, creando a su vez otro subórgano que coordinase ambos papeles. Con dos órganos, en cambio, la organización parece más sencilla. Ciertamente, la dualidad de órganos en España ha generado en ocasiones duplicidades, descoordinación y por tanto algunas ineficiencias, pero se podría terminar con ellas con alguna reforma legislativa que se apunta en el trabajo.

NOTAS

(*) Aitor Ciarreta agradece al Ministerio de Economía y Competitivad su apoyo mediante el proyecto ECO2012-35820. Carlos Gutiérrez-Hita agradece al Ministerio de Educación y Deportes su apoyo mediante los proyectos de investigación MTM2008-06778-C02-01 y MTM2011-23205. Aitor Ciarreta y Carlos Gutiérrez-Hita agradecen al Gobierno Vasco su apoyo mediante el proyecto de investigación IT-313-07. Aitor Zurimendi agradece al Ministerio de Economía y Competitividad su apoyo a través del proyecto de investigación DER 2012- 35506.

(1) Esta es fundamentalmente la teoría normativa de los fallos de mercado (poder de mercado y monopolio natural, externalidades e información asimétrica del consumidor entre otros) desarrollada inicialmente por PIGOU (1928) y posteriormente por BAUMOL y OATES (1988) y KAY y VICKERS (1988), entre otros.

(2) Véase LAFFONT y TIROLE (1991) y LEVINE y FORRENCE, 1990. VISCUSI *et al.* (1997) son una referencia fundamental en la teoría de la regulación.

(3) Véanse los artículos de DELGADO *et al.* (2012) y JIMÉNEZ-LAIGLESIA (2012), críticos con el APL.

(4) Algunas de estas funciones que pertenecen a la CNC corresponden a los órganos de defensa de la competencia autonómicos para aquellas autonomías que cuenten con ellos y siempre que la conducta o comportamiento a estudiar no tenga efectos sensibles más allá del ámbito geográfico correspondiente a su autonomía. Dado que el mercado de hidrocarburos y energético es nacional, parece bastante difícil imaginarse un supuesto en el que una autoridad autonómica de la competencia pueda decidir sobre ellos.

(5) Sería del todo imposible que tanto un órgano como otro pudieran imponer una sanción cada uno por unos mismos hechos, puesto que infringiría la prohibición constitucional del *non bis in idem* o imposibilidad de ser sancionado y/o juzgado dos veces por los mismos hechos.

(6) Véase VASCONCELOS (2005) para una discusión sobre los problemas de la coordinación entre reguladores europeos y la necesidad de reducir la brecha existente entre marcos regulatorios para la construcción del mercado único.

BIBLIOGRAFÍA

Anteproyecto de Ley de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, 28 de febrero de 2012.

ARMSTRONG, M., y SAPPINGTON, D. (2006), «Regulation, Competition and Liberalization», *Journal of Economic Literature*, vol. 44(2): 325-366.

BAUMOL, W.J., y OATES, W.E. (1988), *The Theory of Environmental Policy*, Cambridge University Press.

CNE (2012), *Libro Plan de Actuaciones*, diciembre.

DELGADO, J.; GARCÍA-COBOS, J., y GARCÍA-DÍAZ, A. (2012), «La reforma de los reguladores: importa más el cómo que el cuántos». Blog *Nada es Gratis*, 23 de febrero.

Informe de la Comisión Nacional de la Competencia sobre el Anteproyecto de Ley de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, 15 de marzo de 2012.

Informe de la Comisión del Mercado de Telecomunicaciones sobre el Anteproyecto de Ley de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, 15 de marzo de 2012.

JIMÉNEZ-LAIGLESIA, J.M. (2012), «Una oportunidad perdida», *Cinco Días*, 10 de abril.

KAY, J., y VICKERS, J. (1988), «Regulatory Reform in Britain», *Economic Policy*, vol. 3(7): 285-351.

LAFFONT, J.J., y TIROLE, J. (1991), «The politics of government decision making. A theory of regulatory capture», *Quarterly Journal of Economics*, 106(4): 1089-1127.

LEVINE, M.E., y FORRENCE, J.L. (1990), «Regulatory capture, public interest, and the public agenda. Toward a synthesis», *Journal of Law Economics & Organization*, 6: 167-198.

PIGOU, A. (1928), «An Analysis of Supply», *Economic Journal*.

SIDAK, G.J., y TEECE, D.J. (2009), «Dynamic Competition in Antitrust Law», *Journal of Competition Law & Economics*, 5(4): 581-631.

STIGLER, G. (1971), «The theory of economic regulation», *Bell J. Econ. Man. Sci.*, 2: 3-21.

VASCONCELOS, J. (2005), «Towards the Internal Energy Market: how to bridge a regulatory gap and build a regulatory framework», *European Review of Energy Markets*, vol. 1(1).

VISCUSI, W.K.; VERNON, J.M., y HARRINGTON, J.E. (1997), *Economics of Regulation and Antitrust*, MIT Press.

LOS DETERMINANTES DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA: ¿SE HA MEJORADO LA EFICIENCIA ENERGÉTICA?

María MENDILUCE VILLANUEVA

World Business Council for Sustainable Development (Wbcsd)

Resumen

El análisis de la intensidad energética (IE) en España entre 2000 y 2010 permite identificar los sectores clave que impulsan la relación entre el crecimiento económico y la demanda energética. Este artículo explica, a través de comparaciones con otros países de la Unión Europea, y aplicando la metodología de desagregación de índices, las razones del cambio de tendencia en la evolución de la IE en España y el consumo energético. La conclusión es que la construcción ha influido decisivamente en este cambio de tendencia, por los impactos que dicha actividad tiene en la producción y consumo energético de ramas industriales como los productos minerales no metálicos, de metales básicos, de la producción de coque para la metalurgia y del transporte de todos estos materiales. Además, la generación de electricidad se ha hecho mucho más eficiente, fundamentalmente por la fuerte penetración de las energías renovables en el país, por lo que se ha conseguido producir más electricidad con menores insumos energéticos.

Palabras clave: intensidad energética, demanda energética, crecimiento económico, desmaterialización.

Abstract

The analysis of energy intensities in Spain between 2000 and 2010 helps identify the drivers of the economic growth and energy demand relationship. This article explains, through comparisons with other European Union countries, and applying the index decomposition methodology, the reasons behind the shift in the Spanish energy intensities and energy consumption trends. It concludes that construction and associated activities have greatly influenced these trends; with impacts is the production and energy consumption of industries such as non-metallic mineral products, basic metals, coke production for iron and the transportation of these materials. Furthermore, electricity generation has become much more efficient, mainly due to the high penetration of renewable energies in the country; the sector has managed to produce more electricity with lower energy inputs.

Key words: energy intensity, energy demand, economic growth, dematerialization.

JEL classification: Q41, Q43, 013.

I. INTRODUCCIÓN

La demanda energética en el mundo ha crecido desde los 2.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) Btoe de 1960 hasta los 12.500 Mtep en la actualidad (Wbcsd, 2012). Para cumplir con los objetivos medioambientales asumidos en el seno de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, la demanda energética debería crecer a un ritmo más moderado, para situarse en 2050 en 16.000 Mtep. En el caso español, la demanda energética ha crecido desde los 16 Mtep en 1960 hasta los casi 126 Mtep en 2011. Si se aplicase la parte proporcional del crecimiento previsto a nivel mundial hasta 2050, la demanda en ese año no debería superar los 161 Mtep. No obstante, el consumo energético per cápita en el mundo es bastante desigual, con países como la India con un consumo de 0,6 tep, frente a los 2,8 tep de España o los 7,1 tep en Estados Unidos. Por ello, si el reparto del consumo energético se tuviera que hacer de una manera justa, en 2050 la media del consumo sería 1,74, un 38 por 100 inferior a la media actual española (IEA, 2012a). Estos datos apuntan a que las presiones medioambientales, pero también cuestiones de seguridad de suministro y de competitividad de los países, harán que los países se esfuercen en reducir su demanda energética o al menos reducir la relación entre su demanda energética y el crecimiento económico, recogido en el indicador de la intensidad energética (IE) que se suele medir como consumo energético en tep por millón de euros de valor añadido bruto (VAB).

El análisis de la demanda energética es fundamental para analizar la situación energética de un país y la planificación de las infraestructuras energéticas necesarias para cubrir la demanda futura. En general, investigadores y gobiernos se han concentrado principalmente en analizar cuál es la oferta energética óptima para un país desde la perspectiva de la reducción de sus impactos ambientales, la seguridad de suministro o la competitividad de las economías, relegando el análisis de la demanda a un segundo plano. En estos estudios a menudo se toma el crecimiento de la demanda como un valor exógeno, simplemente una proyección de la evolución pasada, o vinculada a una posible evolución del producto interior bruto (PIB) de un país o región, aunque últimamente se realizan ajustes para reflejar

los objetivos de eficiencia energética planteados en varios países.

Diversos estudios han señalado una clara tendencia a la electrificación de las economías, conforme la electricidad vaya sustituyendo a los combustibles líquidos en el transporte o el acceso a formas modernas de energía llegue a los países en vías de desarrollo. Como la electricidad no es almacenable (como otras fuentes energéticas como el petróleo o el gas) y se tarda entre dos y diez años en construir nuevas centrales de generación con una vida útil que puede alcanzar los 40 años, es necesario realizar una prospectiva energética o eléctrica más precisa que permita asegurar un suministro fiable, y al mismo tiempo optimizar el despliegue de infraestructuras y la rentabilidad de las instalaciones.

Por ello, el objetivo de este artículo es analizar la evolución del consumo energético en España y apuntar a posibles tendencias de futuro. En primer lugar, se analizan algunos de los modelos más utilizados para el análisis de la demanda energética y las teorías de la desmaterialización. En segundo lugar se compara la evolución de la intensidad energética en España con otros países europeos. En tercer lugar, se analizan cuáles son los sectores clave en su evolución, utilizando la metodología de descomposición de índices, y cuáles son las claves que permitan explicar su evolución a futuro.

II. CONTEXTO

Existen básicamente dos formas de hacer previsiones de la demanda. Por un lado, está el enfoque de arriba-abajo, en el que se estima la evolución de diferentes magnitudes macroeconómicas con modelos de equilibrio general o aplicados. Estos modelos están destinados a simular diferentes políticas energéticas, en lugar de realizar estimaciones de prospectiva energética por agregación (para una revisión de los diferentes modelos véase Rodrigues *et al.,* 2011). Por otro lado, el enfoque de abajo-arriba, generalmente con modelos de equilibrio parcial, intenta utilizar una caracterización detallada del sector energético. Estos modelos inicialmente de programación lineal u optimización, y más recientemente con funciones no lineales, contienen un nivel elevado de detalle sobre las tecnologías y la demanda de ciertos procesos a un nivel mayor de agregación (Rodrigues *et al.,* 2011). La desventaja de estos modelos es que se centran en algunos sectores sin cubrir la totalidad de la economía, frente a los métodos arriba-abajo que sí cubren toda la economía, pero no disponen del detalle sobre tecnologías que son relevantes para el análisis de las estrategias energéticas.

Por otro lado, muchos estudios han intentado medir la relación entre el consumo energético y el crecimiento económico con modelos econométricos (con un estudio pionero realizado por Kraft y Kraft, 1978). No obstante, no hay consenso en la literatura sobre si esta relación es en una dirección (el consumo de energía influye en el crecimiento económico o viceversa), bidireccional o inexistente. Ahora bien, la relación entre PIB y consumo energético no es homogénea y depende de la especialización productiva de los países y de la evolución de la población. Es necesario un conocimiento más profundo de la demanda energética para poder construir modelos que reflejen las condiciones del mercado. Esto es quizá más importante en momentos en los que la estructura productiva del país ha dado un cambio muy profundo, como es el caso español, lo cual vuelve irrelevantes las antiguas previsiones energéticas.

A nivel internacional la referencia más utilizada en las proyecciones de la demanda energética es la publicación anual del *World Energy Outlook* (WEO) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2012b). Además, en la edición del año 2012, el *World Energy Outlook* dedica varios capítulos al tema de la eficiencia energética. La edición de 2012 prevé un crecimiento de la demanda del 48 por 100 entre 2010 y 2035 en el escenario de referencia. Si se consiguen los objetivos de eficiencia energética anunciados por los gobiernos, el crecimiento se limitaría al 34 por 100.

Estos crecimientos están en línea con las estimaciones realizadas por BP en su *BP Energy Outlook* (BP, 2012). En general, uno de los principales inconvenientes de estas publicaciones es la falta de información sobre cómo se calculan sus diferentes escenarios.

Para calcular la demanda energética futura el modelo de la IEA utiliza como aproximación el crecimiento del PIB, la evolución de la población y los precios energéticos. La mayor dificultad está en una estimación del crecimiento del PIB en los próximos veinte años, así como de los precios de los combustibles (por ejemplo quién iba a prever hace unos años el fuerte descenso del precio actual del gas natural), por lo que estas estimaciones tienen un alto grado de incertidumbre. La IEA reconoce estas dificultades, pero a nivel agregado mundial y de regiones las predicciones convergen a rangos más

reducidos, a pesar de las grandes divergencias entre países, puesto que unos países compensan a otros.

En cuanto al impacto de las políticas de eficiencia energética en la evolución de la demanda energética, si se ponen en marcha todas las medidas anunciadas por los gobiernos, la IEA prevé que la demanda se reducirá en 1.200 Mtoe entre 2010 y 2035. Para poder cumplir con el escenario de 450 partes por millón (PPM), objetivo de reducción de emisiones a 2050 que mantendría el incremento de temperatura en 2 ºC, la reducción debería ser de 1.800 Mtoe. La IEA no explica con mucho detalle cómo se conseguirán estos avances, señalando que «se pondrán en marcha las políticas necesarias para superar las barreras a la eficiencia energética». Esta es una presunción altamente cuestionable si se tiene en cuenta la evolución de la eficiencia energética reciente. En el desglose de los ahorros de las nuevas políticas de eficiencia la industria representa el 47 por 100 de la reducción, el transporte el 33 por 100 y los edificios el 15 por 100.

Estas previsiones tienen un alto grado de incertidumbre dada la dificultad de predecir las distintas hipótesis utilizadas para su cálculo (PIB, precios de la energía, eficacia de las medidas de eficiencia energética y la relación entre estos tres factores). En muchos casos los escenarios pecan de un excesivo voluntarismo y falta de rigor, pero, por otro lado, tampoco la literatura ofrece estudios más realistas sobre la evolución de la demanda a futuro. En la literatura reciente, muchos estudios (IEA, 2012b; Ecofys, 2012; entre otros) intentan explicar que desde el punto de vista tecnológico se pueden cumplir los objetivos ambientales planteados, sin tener en cuenta si desde un punto de vista económico (coste para empresas y consumidores) estos escenarios son realistas. En estos estudios a menudo se utiliza la eficiencia energética como cajón de sastre. Esto es, primero se estima cuánta energía puede aportar cada tecnología limpia, y la diferencia con una proyección de la demanda energética actual se considera debida a las mejoras de la eficiencia energética.

CUADRO N.º 1

AHORRO ENERGÉTICO EN LOS DIVERSOS ESCENARIOS DEL WEO 2012 POR SECTOR

	Demanda energética (Mtep)			*Ahorro de energía acumulado*
	2010	*2020*	*2035*	*2011-2035*
Industria	2.452	3.064	3.461	3.343
Transporte	2.378	2.785	3.276	2.502
Edificios	2.920	3.314	3.760	1.120
Otros	976	1.112	1.242	456
Total	**8.726**	**10.275**	**11.739**	**7.421**

Fuente: IEA, 2012b.

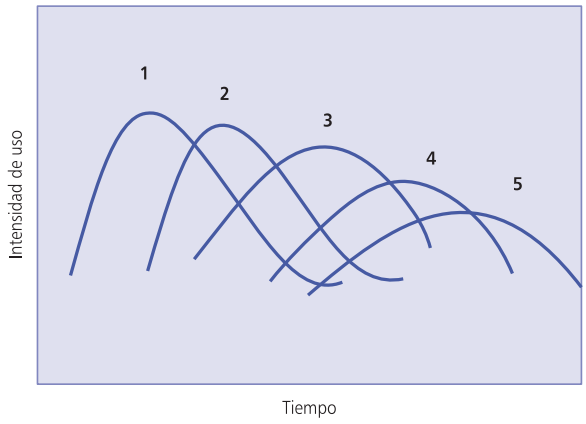
III. TEORÍAS DE LA DESMATERIALIZACIÓN

Un aspecto importante que no trasciende en el *World Energy Outlook* es la evolución a lo largo del tiempo de la relación entre el consumo energético y el crecimiento económico (medida con el indicador de intensidad energética). Si el consumo energético crece a nivel inferior al crecimiento económico, se podría decir que la economía se está desmaterializando a nivel relativo.

La literatura reciente sobre la desmaterialización se remonta a principios de los años setenta, cuando se publica *Los límites al crecimiento* (Meadows *et al.*, 1972), que retoma el debate sobre la sostenibilidad del modelo de crecimiento. Este trabajo defiende que el crecimiento económico exponencial conduciría al colapso ecológico aunque se anticiparan soluciones tecnológicas para la escasez de recursos y de prevención contra la contaminación. Numerosos investigadores intentaron rebatir esta perspectiva neomalthusiana a través de las teorías de desmaterialización, en las que se quiere demostrar que inicialmente se produce un incremento del consumo de recursos y energía conforme incrementa la renta per cápita de los países, pero luego le sigue un descenso cuando la economía se ha desarrollado lo suficiente. Los avances tecnológicos permiten además que las economías que se desarrollen más tarde tengan un pico de su intensidad en el consumo de materiales a un nivel inferior (ver gráfico 1). Diversos estudios a principios de los noventa (Grossman y Krueger, 1991; Panayotou, 1993) dieron a esta tendencia el nombre de curva de Kuznets medioambiental (CKE), a causa de una hipotética relación de «U» invertida entre el PIB per cápita de un país y algún indicador de degradación ambiental.

Algunos investigadores han ido más allá y han intentado dar una explicación a nivel sectorial (ver gráfico 2). En un país hipotético, en las primeras etapas, la agricultura aporta la mayor parte del PIB de las economías y un consumo energético relativamente menor a otros países. Después, el país se industrializa y aumenta la intensidad energética del país y la demanda de energía. En las fases intermedias de desarrollo, el sector terciario, menos inten-

GRÁFICO 1
CURVAS DE INTENSIDAD DE USO DE MATERIALES ESTILIZADAS



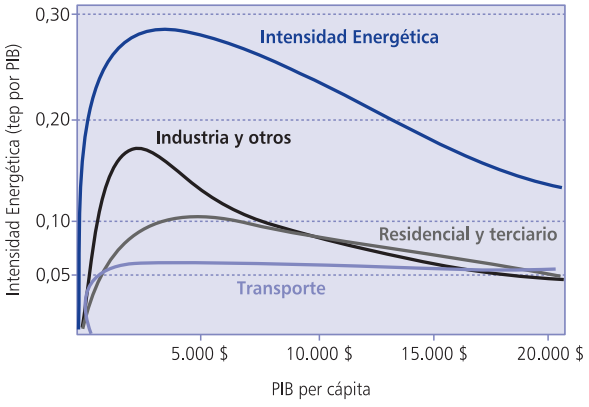
Fuente: Bernardini y Galli, 1993.

sivo en el consumo energético, aumenta su peso y tiende a reducir la intensidad energética de los países. En las fases más avanzadas de desarrollo, los ciudadanos han adquirido un poder adquisitivo que les permite adquirir coches y casas, aumentando considerablemente el consumo energético del país, que en las fases más avanzadas puede mostrar síntomas de saturación (Jänicke *et al.*, 1989; Panayotou, 1993; Bernardini y Ruth, 1993; Galli, 1998).

La razón por la que estas teorías han tenido tanta relevancia para los hacedores de políticas es porque muestran que el crecimiento causa problemas medioambientales, pero también es la solución. No obstante, muchos de los análisis econométricos que analizan esta relación no encuentran evidencia suficiente para afirmar la existencia de esta relación en forma de U invertida (Gallastegui *et al.,* 2011). Además, las teorías de la desmaterialización han tenido algunas críticas y matizaciones (Cleveland y Ruth, 1999; Sorrel, 2007; Bernardini y Galli, 1993; Labandeira *et al.*, 2006; Richmond y Kaufmann, 2006).

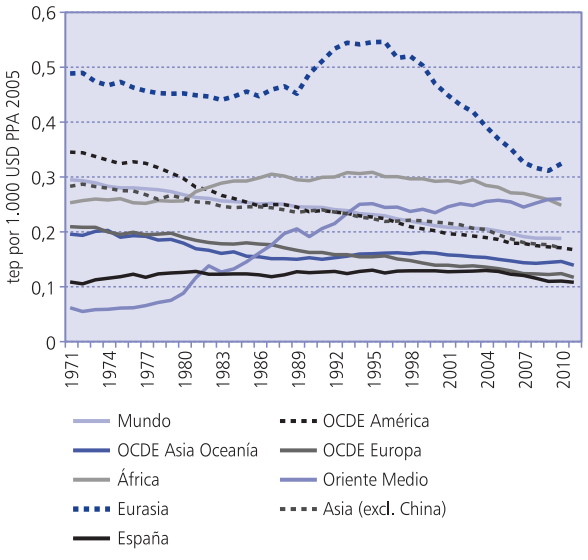
En la práctica, los datos muestran que, en términos generales, los países conforme se desarrollan aumentan su IE hasta alcanzar un pico a partir del cual necesitan menos energía para producir un millón de euros de valor añadido, y presentan una evolución de la intensidad energética decreciente (ver gráfico 3). Hay tres factores que influyen en esta evolución: la tecnología, los recursos energéticos del país y los sistemas económicos. Los avances tecnológicos permiten a los países adoptar tecnologías más eficientes y poder reducir su intensidad ener-

GRÁFICO 2
INTENSIDAD ENERGÉTICA POR SECTORES EN UNA ECONOMÍA HIPOTÉTICA



Fuente: Medlock y Soligo, 2001: 95.

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN DIFERENTES PAÍSES DEL MUNDO



Fuente: Balances energéticos de la IEA (2012a).

gética antes. Cuando hay una mayor disponibilidad de recursos energéticos hay menos incentivos a mejorar la eficiencia energética y un menor miedo a la dependencia energética (por ejemplo, Oriente Medio). Finalmente, los países con sistemas económicos centralizados suelen tener mayor intensidad energética; por un lado, la distribución de recursos no está guiada por las señales de precios y, por otro, hay una preferencia por el desarrollo de industrias pesadas (por ejemplo, Eurasia en el gráfico, que es fundamentalmente la ex Unión Soviética).

IV. EL ANÁLISIS DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA

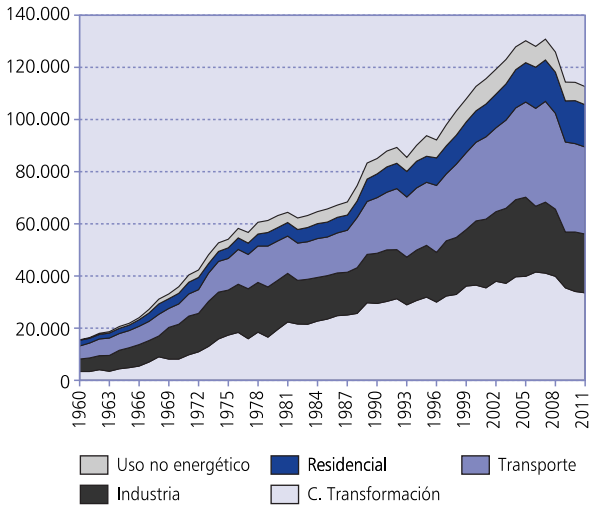
En el caso español, la literatura sobre la relación entre consumo energético y crecimiento energético es limitada. Los estudios realizados se han centrado en el estudio de la intensidad energética industrial, utilizando las tablas de origen y destino para calcular la descomposición estructural de la IE e identificar los motivos que explican las diferencias en las IE en la industria entre los distintos países de la Unión Europea (Alcántara y Duro, 2004) o aplicando la metodología de descomposición de índices para comparar con la evolución de la IE de los sectores productivos de otros países europeos (Marrero y Ramos-Real, 2008). También se han realizado varios estudios para identificar el ahorro potencial de energía en varios procesos productivos industriales (Aranda *et al.,* 2003, o Esteban *et al.,* 2003).

Estos estudios han cubierto parcialmente la industria española, pero no incluyen la evolución de otras áreas como el transporte o el consumo residencial. Esto es importante puesto que la industria tan solo consume el 20 por 100 de la energía total en España. El primer análisis que abordó la totalidad del consumo energético en España se centró en la evolución de la intensidad energética entre 1990 y 2006 (Mendiluce, 2010). Una de las conclusiones de dicho estudio es que entre 1995 y 2004, como consecuencia de un fuerte crecimiento económico en áreas más intensivas en energía y el aumento de la población, la intensidad energética registró incrementos mientras los países europeos presentaban descensos de la IE. El objetivo de este artículo es analizar si se está produciendo un cambio de tendencia de la IE española, consecuencia de la crisis económica, como también del efecto saturación de ciertos consumos (transporte o residencial). Este análisis es muy relevante en estos momentos en los que se debe actualizar la prospectiva energética, por lo que este artículo busca identificar aspectos clave a tener en cuenta en ejercicios futuros de prospectiva energética.

La demanda energética en España (ver gráfico 4) se ha multiplicado por seis desde 1960, con dos periodos de fuerte crecimiento, entre 1965 y 1977 y entre 1995 y 2004, y con varios periodos de descensos leves (en torno a 1978 y 1993) y más pronunciados (2008-2010) debidos a varias crisis económicas. Si a finales de los sesenta era el sector industrial el protagonista de los fuertes crecimientos del consumo, en el periodo 1995-2004 ha sido el transporte el que más ha crecido, seguido de la industria, en buena parte debido a una especialización productiva en las actividades relacionadas con la construcción y el sector eléctrico, por un incremento de la población y sus demandas de electricidad (Mendiluce, 2010).

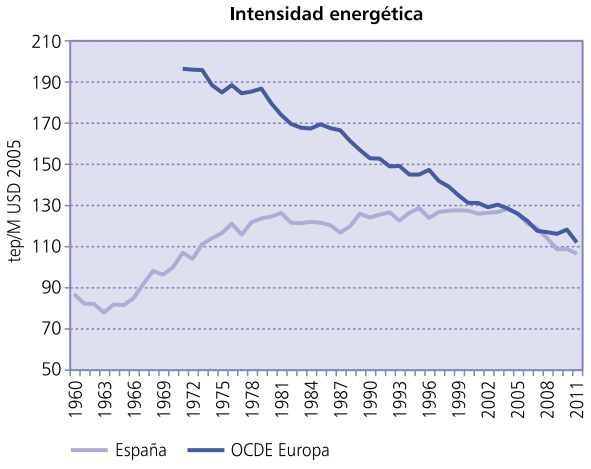
Por lo que se refiere a la evolución de la intensidad energética en ese periodo, los datos muestran un aumento inicial de la IE, un periodo de pico de la IE con ligeras variaciones y un descenso fuerte de la IE desde el año 2005 (ver gráfico 5) (1). En comparación con los países de la OCDE en Europa, se muestra una convergencia hacia niveles similares. Ahora bien, mientras que se produce un fuerte descenso de la IE en Europa, en el caso español se produ-

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN LOS ÚLTIMOS TREINTA AÑOS



Fuente: Balances energéticos de la IEA, 2012a.

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA



Fuente: Balances energéticos de la IEA, 2012a.

ce un incremento hasta el año 2004. Las variaciones de nivel se deben en parte a las diferentes condiciones climatológicas, pero también la evolución de los consumos energéticos por sectores productivos ha sido muy distinta, por ello es relevante analizar la evolución de la IE en estos años para encontrar claves diferenciadoras.

En este artículo se analiza la evolución de la IE en los últimos diez años y los factores determinantes de su evolución más reciente. Las preguntas que se intentan responder son: ¿Cómo ha afectado la crisis económica a la evolución de la intensidad energética en España? ¿Es el caso español muy diferente al de otros países europeos?

Para contestar a estas preguntas se ha construido una base de datos fruto de una compleja selección y armonización de los datos disponibles, así como de la subsanación de las lagunas existentes en las fuentes originarias (véase una descripción más detallada de algunas de las dificultades en la consolidación de esta base de datos en Mendiluce, 2010). Los datos de consumo energético de los sectores vienen de los balances energéticos de la IEA (IEA, 2012). Para el caso español se cuenta además con las estadísticas más desagregadas proporcionadas por el Servicio de Estudios del IDAE (IDAE, 2012) para el transporte de mercancías y privado, y para el desglose de los consumos del sector servicios y residencial (2).

En este artículo se analiza la IE total frente a otros estudios que analizan la IE final. La diferencia es que en la IE total se incluyen todos los consumos energéticos de la economía excepto los consumos no energéticos. Esto significa que se incluye el consumo energético de los sectores transformadores (electricidad y otra transformación energética), de los sectores industriales, del transporte, de los sectores de servicios y del sector residencial. Cuando solo se analiza la IE final no se incluyen los sectores transformadores, omitiendo del análisis el 30 por 100 del consumo energético español. La consolidación de la información estadística del transporte y el desglose de los consumos del sector residencial y del terciario son una de las aportaciones originales de este artículo.

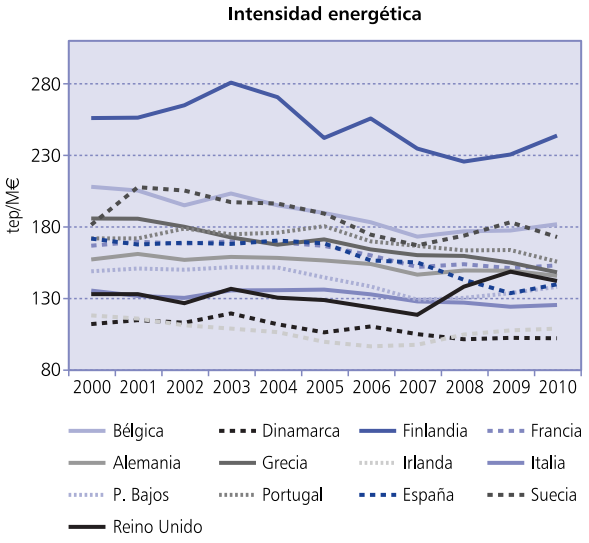
Los datos de VAB de los países europeos provienen de «Agregados Macroeconómicos a precios corrientes. Desglose en 10 ramas de actividad», publicado por Eurostat (2012). Una de las dificultades en el análisis es que Eurostat actualiza constantemente las estadísticas, lo cual dificulta la comparación con estudios más recientes. Además, Eurostat publica las series a precios corrientes, por lo que las comparaciones internacionales están influidas por la evolución de la inflación, por ello se han corregido las series con los datos del IPC anuales recopilados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2011). Para el análisis del caso español se han convertido a precios constantes con base 2005 el VAB de las diferentes ramas de actividad (INE, 2012), utilizando la variación anual del IPC como deflactor (INE, 2012). Estos ajustes nos permiten tener una imagen un poco más real de la evolución de la eficiencia energética.

V. COMPARACIÓN CON EUROPA: ¿SEGUIMOS SIENDO DIFERENTES?

En los gráficos 6 y 7 se muestra la evolución de la intensidad energética para los grandes agregados de actividad (industria, transporte, servicios y residencial) en varios países de la UE-15.

A diferencia de lo que pasó en la década de los noventa (Mendiluce, 2009), la evolución de la IE en España sigue una trayectoria similar a la de los países de su entorno, aunque es destacable que países con condiciones climatológicas más frías (y por tanto con mayores necesidades de calefacción) tengan un nivel de IE inferior. Esto se debe a que Alemania, Dinamarca, Países Bajos o Reino Unido se han especializado en actividades de mayor valor añadido y que se han podido introducir importantes mejoras en la eficiencia de la calefacción de edificios.

GRÁFICO 6
EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA



Fuentes: Elaboración propia a partir de IEA (2012a), Eurostat (2012) e INE (2012).

Una parte importante de la diferencia de nivel y de evolución de la IE se debe a las distintas estructuras económicas de los países europeos. En el gráfico 8 se muestra la participación de cada sector en el PIB de cada país en 2000 y 2011. Hay dos aspectos diferenciadores entre España y la UE-15. Por un lado, en 2000 el peso de la agricultura es mucho más alto (4,2 por 100 frente a 2,4 por 100), aunque esta diferencia se corrige en 2011 (2,5 por 100 frente a 1,7 por 100). El efecto de esta especialización productiva no repercute tanto en el sector, puesto que la IE de la agricultura en España es más baja que en la UE-15, pero sí influye en el transporte de mercancías, porque un volumen importante de las mercancías se transportan por camión a Europa desde el sur de España principalmente, y porque es materia prima para la alimentación, una industria que también conlleva importantes flujos de transporte (Mendiluce, 2013). Pero la diferencia más destacable es sin duda la construcción. En España el 10 por 100 del PIB viene de este sector, mientras que en la UE-15 este porcentaje es del 6 por 100. Esta rama de actividad ha estado detrás de la fuerte demanda de materiales y de transporte, como se explicará más adelante.

En cuanto a los países que muestran una mejor evolución, destacan Dinamarca, Reino Unido, Holanda e Irlanda. No obstante los motivos son bien distintos en cada uno de ellos y su análisis detallado excede el objetivo de este artículo. A grandes rasgos parece que en estos países, excepto en Irlanda, una mayor especialización en el sector terciario (menos intensivo en energía) está detrás de la buena evolución. Las razones en Irlanda vienen de una especialización en ramas industriales de mayor valor añadido y de menor intensidad energética, como se muestra en el gráfico 7 (panel Industria y construcción).

El sector servicios y los hogares tienen una IE más baja en España debido a sus mejores condiciones climatológicas, ya que la calefacción es uno de los principales consumos energéticos en todos los países. No obstante, una normativa más estricta en los países de la UE, y el aumento de los precios de la energía, está influyendo en la instalación de tecnologías para mejorar la eficiencia energética en los edificios en los países nórdicos, lo cual ayuda a mejorar considerablemente la IE de estos sectores en los países más fríos, mientras que en los países más cálidos el potencial de mejora es más limitado. En el sector industrial, España ha conseguido mantener un nivel medio de IE, lo que supone una importante mejora frente a la evolución entre 1990 y 2004 (Mendiluce, 2009), pero se deben examinar con profundidad las ratios de las diferentes ramas industriales para sacar conclusiones relevantes.

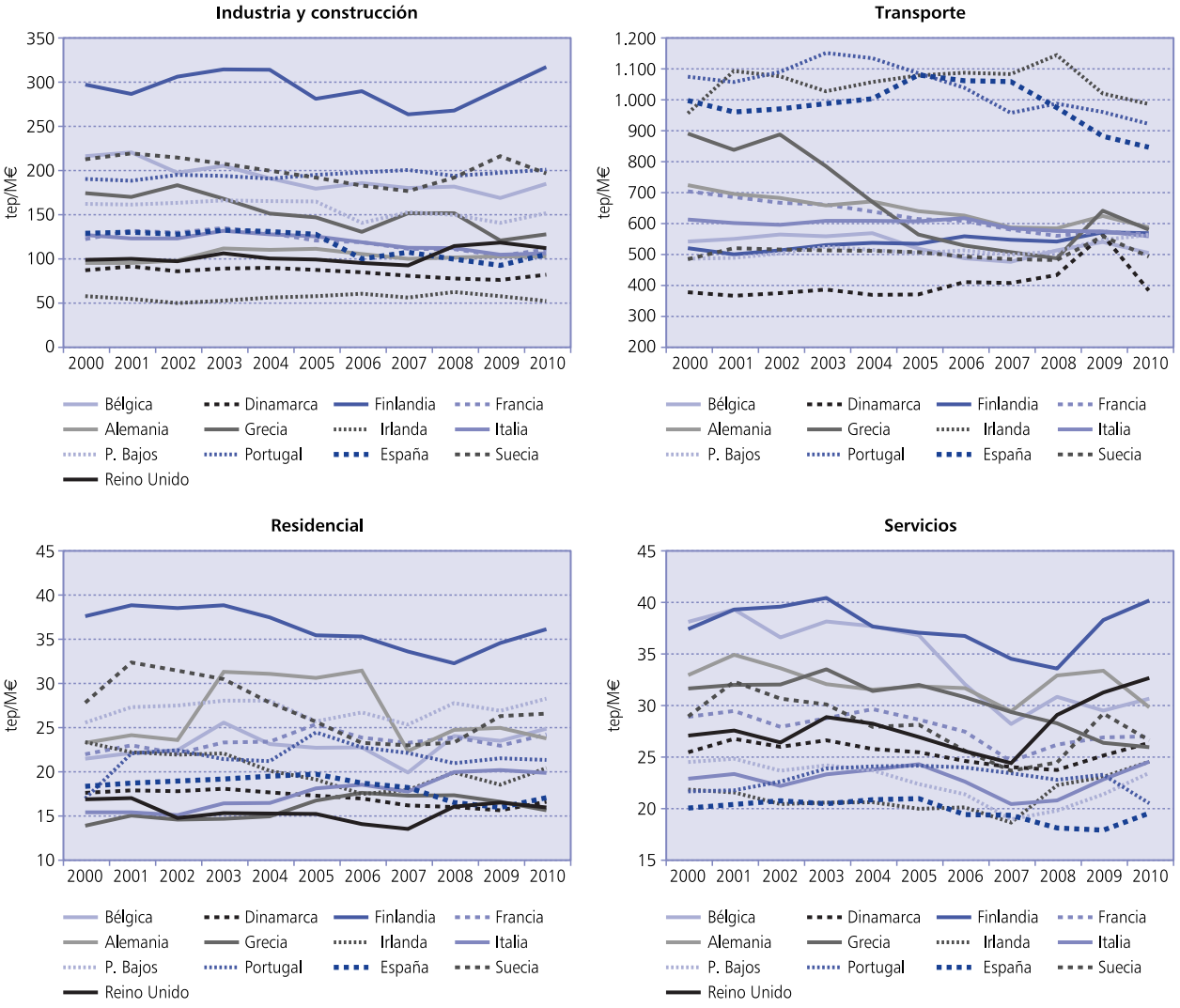
En el transporte, España tiene un nivel de IE más alto debido a varios motivos. Por un lado, el transporte de mercancías tiene una mayor actividad por la especialización en el transporte de productos de menor valor añadido, con unos centros de producción muy dispersos de los lugares de consumo, y una creciente tendencia a la exportación. Por otro, en España existe una excesiva dependencia de la carretera. Esto hace que España tenga un consumo energético de transporte entre los mayores de Europa, tanto en términos de intensidad energética (IE) (0,727 MJ/USD frente a 0,364 en Francia o 0,298 de Alemania), como en términos de actividad de transporte per cápita (7.420 ton-km frente a 5.950 en Alemania o 4.067 en Francia) (Mendiluce, 2013).

VI. FACTORES DETERMINANTES DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA

A continuación se analiza la evolución de la intensidad energética en España entre 2000 y 2010. La metodología utilizada es la desagregación de índices, un método habitual en los análisis de la intensidad energética.

Para realizar la descomposición se define, en primer lugar, una función que relaciona el agregado a

GRÁFICO 7
EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA POR SECTORES EN LA UNIÓN EUROPEA



Fuentes: Elaboración propia a partir de IEA (2012a), Eurostat (2012) e INE (2012).

descomponer (*IE*) con una serie de factores predefinidos. En este caso se consideran los 21 sectores productivos para los que existe información estadística desagregada y de valor añadido bruto (VAB), y el consumo residencial (E_R), que incluye el consumo de los hogares y el del transporte privado. La función explicativa es:

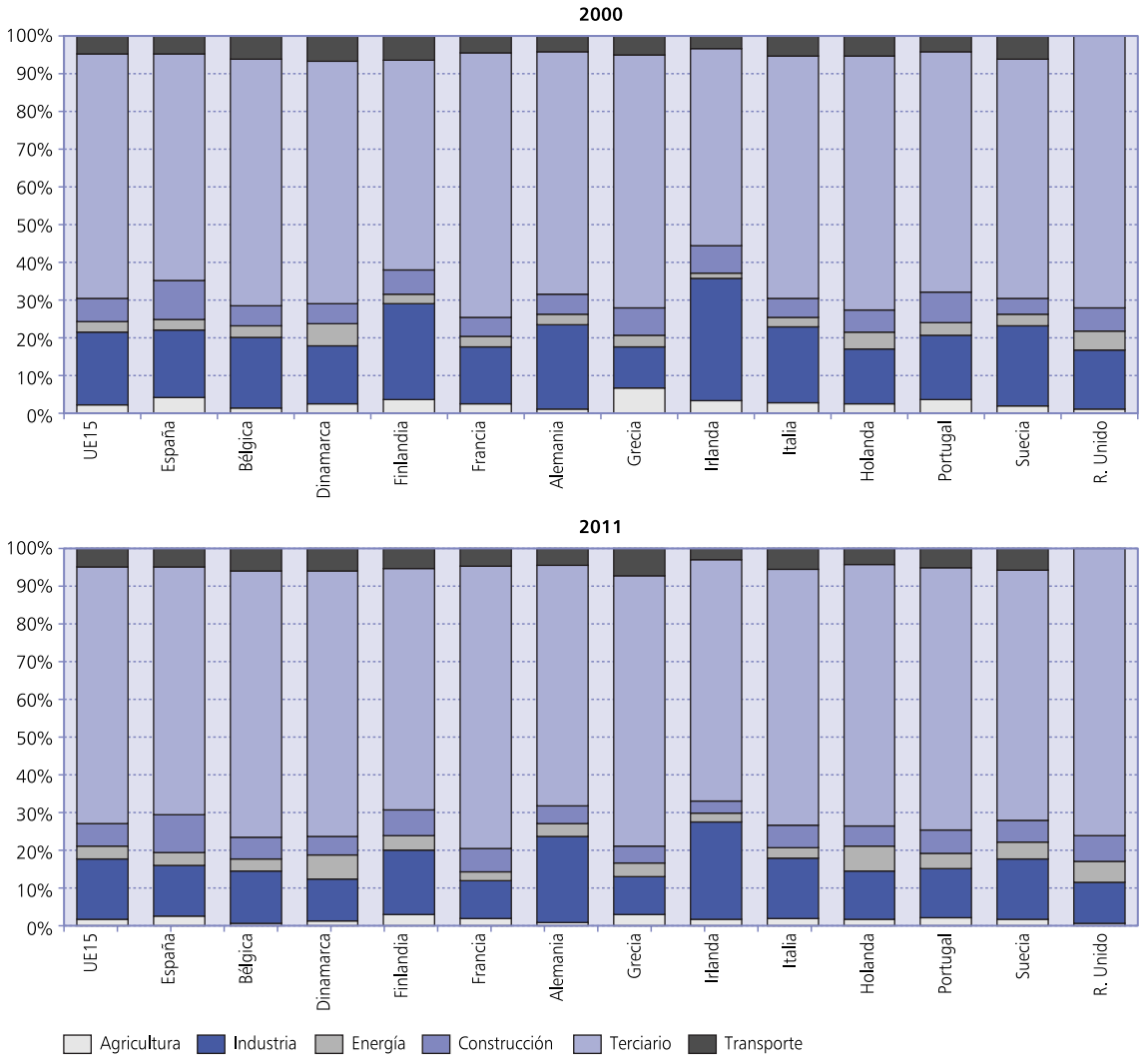
$$IE = \frac{E_T}{Y_T} = \sum \frac{E_{i,t}}{Y_{i,t}} \frac{Y_{i,t}}{Y_T} + \frac{E_R}{Y_T}$$

La intensidad energética (*IE*) (medida como energía, *E*, dividida por valor añadido bruto total, *Y*) se puede descomponer en varios factores:

— El efecto estructural (EE_i), que se mide como porcentaje entre el valor bruto del sector *i*, dividido por el valor añadido bruto total de la economía española (Y_T).

— El efecto intrasectorial, medido como el consumo energético del sector *i* ($E_{i,t}$), dividido por el valor añadido bruto del sector ($Y_{i,t}$).

GRÁFICO 8
ESTRUCTURA ECONÓMICA DE LOS PAÍSES DE LA UE-15 (VAB/PIB)



Fuente: Eurostat, 2012.

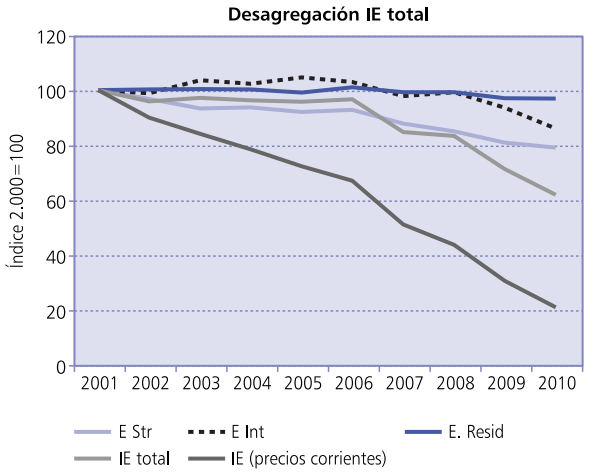
— El efecto residencial (E_R), medido como el consumo energético de los hogares y el transporte privado dividido por el valor añadido total de la economía.

Así, la variación de la *IE* es la suma del efecto estructural de cada sector económico, la eficiencia energética de cada sector y la eficiencia en el consumo residencial (véase la descripción de la metodología en el anexo).

$$IE_t - IE_0 = \sum_i (EE_i + IE_i) + ER$$

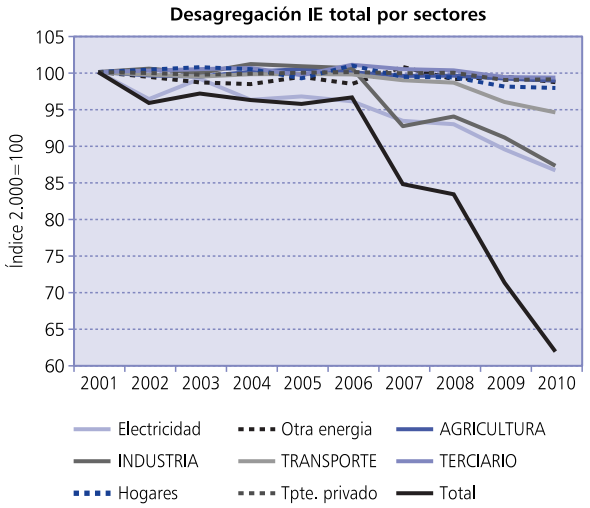
En el caso español, la IE ha pasado de 171,4 tep/M€ a 139,4 tep/M€, esto es una reducción del 19 por 100 entre el año 2000 y 2010 (un 38 por 100 si se hiciese el análisis con euros corrientes, es decir incluyendo la inflación). En el gráfico 9 se muestra la descomposición de IE para España en los tres efectos descritos y se transforman en índice con 2.000 como base 100. El descenso se produce fundamentalmente a partir del año 2006. Aunque el gráfico muestra un descenso importante en el efecto estructural, que desde el año 2006 impulsa a la

GRÁFICO 9
DESCOMPOSICIÓN DE LA IE EN TRES FACTORES



Nota: IE total es el resultado de sumar el efecto estructural (E Str), el efecto intrasectorial (E Int) y el efecto residencia (E Resid). La IE a precios corrientes se muestra a modo indicativo.
Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 10
DESCOMPOSICIÓN DE LA IE POR SECTORES



Fuente: Elaboración propia.

baja la IE total, el desglose sectorial muestra que dicho descenso se debe a una reducción muy fuerte de la actividad de coquerías asociada al descenso de la demanda del productos metalúrgicos, lo que repercute en un descenso de su efecto estructural y una mejora del efecto intrasectorial que se compensan. Por ello, es realmente el efecto intrasectorial el que contribuye al descenso de la IE en el periodo, esto significa que los sectores productivos necesitan menos energía para producir valor añadido. El efecto residencial no ha afectado a la evolución de la IE.

Los sectores que más reducen su IE son la electricidad (–44 por 100), el transporte (–22 por 100) y la industria (–19 por 100). El efecto conjunto sectorial de su reducción intrasectorial y su cambio estructural se muestra en el gráfico 10 representado por su descomposición anual, mientras que el resultado total de la descomposición entre 2000 y 2010 se muestra en el cuadro n.º 2. A partir de 2005 se produce un fuerte descenso de la IE industrial (baja un 22 por 100 entre 2005 y 2010), especialmente importante en los años 2006 y 2009. El sector de electricidad es el que más contribuye a la reducción de la IE a lo largo de todo el periodo y el sector del transporte contribuye a partir de 2008. Un aspecto importante en este análisis es que el año 2005 se configura como un año en el que la tendencia en la evolución de la IE cambia manifiestamente, frenando el crecimiento que se produjo entre 1995 y 2004, aunque este crecimiento es menos visible por los cambios en la forma de contabilizar el VAB de los sectores.

El análisis de los subsectores incluidos en cada categoría (cuadro n.º 2) permite entender mejor la evolución de la IE en esta década, al mostrar cómo cada sector contribuye a la reducción de la IE entre 2000 y 2010. Así, si la IE se redujo en 32 tep/M€ en esa década, esto se produjo sobre todo por el sector electricidad (40 por 100 de la reducción), los sectores industriales (32 por 100) y el transporte (16 por 100).

En el caso de la industria, buena parte de ese descenso se debe a la reducción de la actividad de construcción en España, cuyo reflejo más directo es el descenso en la actividad de productos no metálicos, vinculado fundamentalmente a la producción de cemento. Si la construcción y sus materiales fueron responsables de parte del incremento de la IE entre 1995 y 2004, principalmente porque el aumento de actividad superó las mejoras de eficiencia, ahora se muestra el efecto contrario. La producción de cemento era de 26 millones de toneladas (M ton) en 1995 (equivalente a un consumo per cápita de 650 Kg), llegó al alcanzar los 54,7 M ton en 2007 (equivalente a 1.270 Kg per cápita), para caer drásticamente

CUADRO N.º 2

DESCOMPOSICIÓN COMPLETA DE LA IE ENTRE 2000 Y 2010

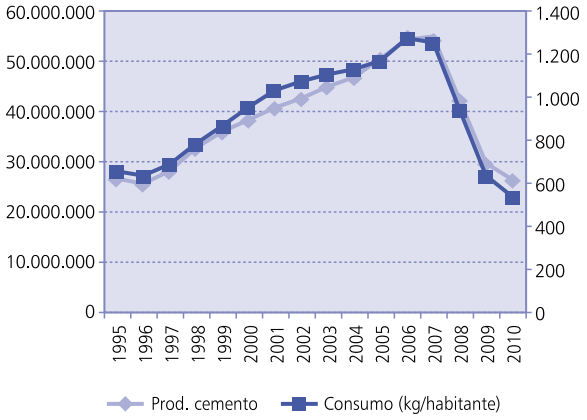
	EE	*IE*	*Resid*	*En porcentaje*
Electricidad	**7,75**	**20,66**		**40**
Otra energía	−14,95	13,14		6
Agricultura	−1,52	0,42		3
Industria	−3,53	−6,61		32
Metales básicos	−1,84	−0,32		7
Química	−1,24	−0,56		6
Prod. no metálicos	−2,46	−1,48		12
Material transporte	−0,48	−0,22		2
Maquinaria	−0,61	0,56		0
Minería	−0,11	−0,08		1
Alimentación	−0,02	−0,96		3
Papel	−1,30	0,76		2
Madera	−0,29	0,12		1
Construcción	0,08	0,29		−1
Textil	−0,97	−0,18		4
Otros	−0,08	1,23		−4
Transporte	0,85	−6,10		16
Terciario	0,77	−0,79		0
Oficinas	0,35	−0,37		0
Hospitales	0,20	−0,16		0
Comercio	0,25	0,09		−1
Restaurantes/alojamientos	−0,06	−0,12		1
Educación	0,05	−0,25		1
Hogares			−0,51	2
Trasporte privado			−0,26	1
Total	−16,39	−14,85	−0,77	−32,0

Fuente: Elaboración propia.

hasta los 26 M ton en 2010 (ver gráfico 11). Así que la producción de cemento pierde peso en la economía (efecto estructural) y se utiliza menos energía para producir mayor valor añadido (efecto intrasectorial). Esto último se debe a que seguramente serán otro tipo de materiales menos intensivos en energía (3) los que más VAB aportan a esta rama industrial, por lo que se trata de un efecto estructural, aunque no se dispone de datos a ese nivel de desagregación que permita cuantificarlo. La actividad de productos no metálicos supone el 12 por 100 de la reducción de la IE total. De la misma manera, el sector de metales básicos también se ve influido por este descenso de la actividad constructiva, lo que supone un 7 por 100 del descenso total de la IE. Indirectamente el descenso de la construcción también influye en la producción de las coquerías que producen el combustible necesario para la metalurgia.

GRÁFICO 11

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO PER CÁPITA DE CEMENTO EN ESPAÑA



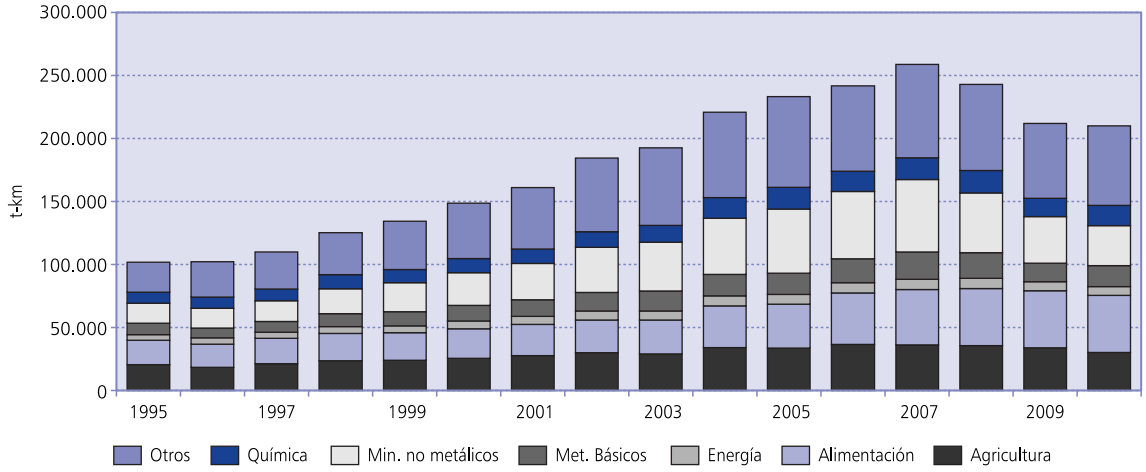
Fuente: OFICEMEN, 2012.

La evolución del transporte de mercancías ha estado también marcada por la evolución del sector de la construcción, tanto en los años de crecimiento como de recesión. Los datos muestran cómo el descenso de la actividad de la construcción ha llevado consigo un descenso del transporte de mercancías de estos materiales (–39 por 100 entre 2007 y 2010) con un impacto claro en el volumen total, que desciende un 19 por 100 (ver gráfico 12). En 2007 se transportaron 1.533 millones de toneladas de minerales y materiales de construcción (el 64 por 100 del total de la carga transportada), pero en 2010 se redujeron a 795 millones de toneladas (50 por 100 del total) (para más detalle véase Mendiluce, 2013). Por otro lado, los metales básicos, también utilizados para la construcción, redujeron también su demanda de transporte (–23 por 100 entre 2007 y 2010).

Por lo que se refiere al consumo de electricidad en España, los datos muestran una mejora muy importante de su eficiencia energética. Esto quiere decir que se necesita menos energía para producir su valor añadido bruto. Esta es una tendencia que ya se mostraba en el análisis realizado para el periodo 1995 a 2008, aunque la mejora en los años 2009 y 2010 no ha sido tan pronunciada.

El motivo está en la mejora en la eficiencia de la producción y abastecimiento de electricidad gracias a una mayor generación con ciclo combinado de gas y de renovables. El gas suponía el 9 por 100 de la generación en 2000 y crece hasta al 32 por 100

GRÁFICO 12
TRANSPORTE DE MERCANCÍAS POR CARRETERA EN ESPAÑA



Fuente: Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera (Ministerio de Fomento, 2011).

en 2010. Por su parte las energías renovables, fundamentalmente la eólica, aumentan su participación desde el 3 al 18,7 por 100 en 2010. Como la eficiencia de estas tecnologías (gas, 57 por 100 y renovables, 100 por 100), de acuerdo con las convenciones estadísticas, es superior a la del carbón (38 por 100) y la nuclear (33 por 100), se consigue generar más (la demanda crece un 35 por 100 en el periodo) consumiendo menos energía primaria (los insumos tan solo crecen un 9,5 por 100). Por ello, aunque las energías renovables se han promocionado en España sobre todo para reducir la dependencia energética exterior y mitigar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), este análisis muestra que ha tenido otro efecto positivo al mejorar considerablemente la eficiencia energética del país.

VII. CONCLUSIONES

La energía ha sido el motor de las economías desarrolladas en los últimos cincuenta años y lo continuará siendo en el futuro. Conforme los países emergentes se desarrollen, las presiones en la demanda de combustibles fósiles finitos aumentarán. Junto a esto los impactos del cambio climático son ya visibles y los países han fijado objetivos a largo plazo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Finalmente, el incremento de los precios de la energía (fruto de esas tensiones entre la oferta y demanda) puede perjudicar la competitividad de aquellas economías que no utilicen eficientemente sus recursos o que se hayan especializado en actividades más intensivas en energía.

Por estos motivos es importante analizar la composición de la demanda energética, los factores que determinan su evolución y los aspectos diferenciales de los países. El análisis de la IE permite identificar los sectores clave que impulsan la relación entre el crecimiento económico y la demanda energética. Los datos recientes indican que a partir del año 2005 se ha producido un cambio de tendencia en la evolución de la IE en España y en consecuencia en el consumo energético en el país. Este cambio de tendencia ha hecho irrelevante las antiguas previsiones energéticas, y requiere un nuevo análisis prospectivo para la planificación de las infraestructuras energéticas necesarias para cubrir la demanda futura.

En este artículo se ha explicado por qué las previsiones que se realizan a nivel internacional no pueden aplicarse al caso español, puesto que no consideran las teorías de desmaterialización de las economías, por la que los países tienden a reducir su IE conforme se terciarizan o si se desarrollan más tarde (beneficiándose de los avances tecnológicos), ni tampoco tienen en cuenta la especialización productiva de los países. Tampoco es el objetivo de estos estudios dar unas proyecciones de los países

individualizados, pero son tomadas muchas veces, ante la falta de estudios más detallados, como indicadores de referencia.

En el caso español, la literatura sobre la relación entre consumo energético y crecimiento energético ha sido limitada e incompleta. En este artículo se ha ampliado el periodo de análisis de un estudio anterior de la IE (Mendiluce, 2010) en el que por primera vez se explicaba de forma completa (esto es, incluyendo todos los sectores productivos de la economía y el consumo doméstico) la evolución de la IE. Las principales aportaciones de este artículo son: el análisis del cambio de tendencia de la IE en España (entre 2000 y 2010), la inclusión de información más detallada sobre el impacto de la coyuntura económica en el transporte de mercancías, y un mayor desglose de información en el sector terciario.

La conclusión más importante es que se confirma el cambio de tendencia que se inició en el año 2005, y que buena parte de este cambio se debe al «parón» de la construcción. A lo largo del artículo se ha explicado cómo la construcción influye en la demanda de productos minerales no metálicos, de metales básicos, de la producción de coque para la metalurgia y del transporte de todos estos materiales. Además, la crisis económica está empezando a producir estragos en las familias, que también han reducido a partir de 2009 su consumo energético.

Otra conclusión importante es que, a pesar de que la demanda de electricidad se ha mantenido en 2010 a niveles de 2005, la generación eléctrica es mucho más eficiente, fundamentalmente por la fuerte penetración de las energías renovables en el país, por lo que necesita menos combustibles fósiles para producir la electricidad. Los descensos generalizados del consumo de electricidad en la industria a partir de 2005 se compensan con el aumento de la demanda del sector terciario y residencial.

Estas son dos claves importantes que influirán en el consumo energético en el futuro. Si la estructura económica española consigue alejarse definitivamente del modelo de crecimiento del ladrillo, tanto por una especialización de la industria en actividades de mayor valor añadido, como por una mayor terciarización de su economía, en línea con los países más avanzados de la Unión Europea, la demanda energética seguirá reduciéndose o se mantendrá a niveles más estables.

Por otro lado, si se consiguen introducir medidas exitosas de eficiencia energética en el consumo de energía del sector terciario y de las familias (en hogares y en transporte) tendrá un impacto a largo plazo en la demanda.

Por ello, la tarea del Gobierno español es doble. Por un lado, se debe fomentar una estructura productiva centrada en actividades industriales de mayor valor añadido con un mayor apoyo a la I+D+i y en un sector de servicios menos ligado al turismo (y por tanto a la construcción). Por otro, se debe continuar introduciendo medidas de mejora de la eficiencia energética tanto por la vía de precios energéticos, que reflejen cada vez mejor las externalidades ambientales y de otro tipo, como en el establecimiento de estándares más estrictos en la edificación, en los aparatos electrónicos y en los vehículos.

NOTAS

(1) Nótese que en este gráfico se muestran los datos de PIB en dólares en valores de 2005, por lo que los valores son muy diferentes a los que se muestran en los gráficos 6 y 7 en euros a precios corrientes o los que se utilizan en el ejercicio de descomposición a precios corrientes con base 2008.

(2) La autora quiere agradecer a Jesús Pedro García del Servicio de Estudios de IDAE por la consolidación y puesta a disposición de esta valiosa información estadística.

(3) La rama de productos no metálicos incluye la producción de cemento, vidrio y cerámica. El consumo energético para su elaboración es muy diferente. Así, la IE del cemento es de 2.000 tep/M€, del vidrio es de 405 tep/M€ y de cerámica de 1.015 tep/M€.

BIBLIOGRAFÍA

Alcántara, V., y Duro, J.A. (2004), «Inequality of energy intensities across OECD countries: a note», *Energy Policy*, 32: 1257-1260.

Ang, B.W. (2005), «The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide», *Energy Policy*, 33: 867-871.

Ang, B.W.; Liu, F.L., y Chew, E.P. (2003), «Perfect decomposition techniques in energy and environmental analysis», *Energy Policy*, 31: 1561-1566.

Aranda, A.; Scarpellini, S., y Feijoo, M. (2003), «Análisis de la Eficiencia energética en la industria española y su potencial de ahorro», *Economía Industrial*, 352: 11-24.

Bernardini, O., y Galli, R. (1993), «Dematerialization: long-term trends in the intensity of use of materials and energy», *Futures,* 1993: 431-448, mayo.

BP (2012), *BP Energy Outlook: statistical review 2012*. Disponible en www.bp.com.

Cleveland, C., y Ruth, M. (1999), «Indicators of dematerialization and the materials intensity of use», *Journal of Industrial Ecology*, 2(3): 15-50.

Esteban, L.; Feijoo, M., y Hernández, J.M. (2003), «Eficiencia energética y regulación de la industria española ante el cambio climático», *Estudios de Economía Aplicada*, 21 (2): 259-282.

Eurostat (2012), «Agregados Macroeconómicos a precios corrientes. Desglose en 10 ramas de actividad», 30 de septiembre.

GALLASTEGUI, C.; ANSUATEGUI, A.; ESCAPA, M., y ABDULLAH, S. (2011), «Economic growth, energy consumption and climate policy», en GALARRAGA, I.; GONZÁLEZ-EGUINO, M., y MARKANDYA, A. (eds.), *Handbook of sustainable use of energy*, Edward Elgar.

GALLI, R. (1998), «The relationship between energy intensity and income levels: forecasting long term energy demand in Asian emerging countries», *Energy Journal*, nº 19(4): 85-106.

GROSSMAN, G.M., y KRUEGER, A.B. (1995), «Economic growth and the environment», *Quarterly Journal of Economics*, 110(2): 353-377.

IDAE (2012), *Estadísticas de consumo energético*, recibido en enero de 2006, IDAE, Madrid.

IEA (2011), *Energy Prices and Taxes, 2005,* IEA/OCDE, París.

— (2012a), *Energy Balances of OECD Countries*, 2012 Edition, IEA/OCDE, París.

— (2012b), *World Energy Outlook 2012*, IEA (www.iea.org), París.

INE (2012), *Contabilidad Nacional de España,* Instituto Nacional de Estadística (www.ine.es), 30 de septiembre.

JÄNICKE, M.; MÖNCH, H.; RANNEBERG, T., y SIMONIS, U.E. (1989), «Economic Structure and Environmental Impacts: East-West Comparisons», *The Environmentalist*, 9: 171-182.

KRAFT, J., y KRAFT, A. (1978), «On the Relationship Between Energy and GNP», *Journal of Energy and Development*, primavera, 2(3): 401-403.

KUZNETS, S. (1955), «Economic growth and income inequality», *American Economic Review,* 45: 1-28.

LABANDEIRA, X.; LEÓN, C.J., y VÁZQUEZ, M.X. (2006), *Economía Ambiental*, Pearson Educación, Madrid.

MARRERO, G.A., y RAMOS-REAL, F.J. (2008), «La intensidad energética en los sectores productivos en la UE-15 durante 1991 y 2005: ¿Es el caso español diferente?», *Colección estudios económicos* (www.fedea.es).

MEADOWS, D.H.; MEADOWS, D.L.; RANDERS, J., y BEHRENS III, W. (1972), *The Limits of Growth*, Universe Books, Nueva York.

MEDLOCK III, K., y SOLIGO, R. (2001), «Economic Development and End-Use Energy Demand», *Energy Journal,* 22(2): 77-105.

MENDILUCE, M. (2010), «La intensidad energética en España», *Economics for Energy* (www.eforenergy.com).

— (2013), *El transporte de mercancías en España: ¿Quién impulsa su actividad?,* Fundación Repsol, Madrid, en prensa.

MENDILUCE, M.; PÉREZ ARRIAGA, I., y OCAÑA, C. (2009), «Comparison of the evolution of energy intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain different?», *Energy Policy,* 38(1): 639-645.

MINISTERIO DE FOMENTO (2011), *Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera. 2007,* Ministerio de Fomento, Madrid.

OFICEMEN (2012), *Informe anual 2011*, Agrupación de Fabricantes de Cemento de España (www.oficemen.com), Madrid.

PANAYOTOU, T. (1993), «Empirical Tests and Policy analysis of Environmental degradation at different stages of economic development», *World Employment Research Programme, Working Paper,* International Labour Office, Geneva.

RICHMOND, A.K., y KAUFMAN, R.K. (2006), «Energy prices and turining points: the relatonship between income and energy use/carbon emisions», *Energy Journal,* 27: 157-178.

RODRIGUES R.; GÓMEZ-PLANA, A.G., y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2011), «Energy-economic-environmental models: a survey», en GALARRAGA, I.; GONZÁLEZ-EGUINO, M., y MARKANDYA, A. (eds.), *Handbook of sustainable use of energy*, Edward Elgar.

SORREL, S. (2007), «The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency», Sussex Energy Group for the Technology and Policy Assessment function of the UK Energy Research Centre (www.ukerc. ac.uk).

WBCSD (2012), *The energy mix. Low-carbon pathways to 2050*, World Business Council for Sustainable Development, Ginebra.

ANEXO

La descomposición de índices cuantifica matemáticamente la contribución de cada modo y cada efecto a la evolución del indicador agregado. El interés académico por el análisis de la descomposición de índices comenzó tras la crisis energética de 1973/74, cuando los investigadores trataron de identificar maneras de calcular el impacto del cambio estructural en la producción industrial sobre la demanda energética de la industria. La descomposición de la intensidad energética industrial permitía entender mejor los mecanismos subyacentes en el cambio de la IE y la valoración de las políticas implementadas, así como evaluar las acciones futuras y realizar predicciones a largo plazo del indicador. Con el paso del tiempo esta metodología se ha utilizado para analizar la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero o el consumo energético de los sectores o el transporte.

Con el tiempo la metodología ha ido evolucionando hacia técnicas más sofisticadas. Concretamente el método *Log Mean Divisia Index* (LMDI), que se utiliza en este artículo, presenta varias ventajas prácticas para su aplicación que lo hacen preferible frente a otros métodos, ya que, entre otras cuestiones, el resultado no arroja un término residual; además los resultados son consistentes en agregación, lo cual significa que los resultados a nivel de subgrupo pueden ser agregados para dar el efecto correspondiente a nivel de grupo; y es un método con el que se pueden incluir con facilidad más de dos factores, siempre que estén correctamente definidos en la función principal (Ang *et al.*, 2003; Ang, 2005).

En general, la descomposición de un agregado puede realizarse de acuerdo a la siguiente formulación (para más detalle, véase Ang *et al.,* 2003). Supongamos que V es un agregado con sus factores explicativos, $V = \Sigma_i x_{1,i} x_{2,i} \ldots x_{n,i}$ y $V_i = x_{1,i} x_{2,i} \ldots x_{n,i}$, donde el subíndice i denota un atributo del agregado como puede ser un sector económico o un tipo de combustible. El agregado varía entre el momento temporal 0 y T, es decir desde $V^0 = \Sigma_i x^0_{1,i} x^0_{2,i} \ldots x^0_{n,i}$ hasta $V^T = \Sigma_i x^T_{1,i} x^T_{2,i} \ldots x^T_{n,i}$. Esta variación se puede descomponer en varios factores de forma multiplicativa o aditiva. Se muestra aquí la formulación aditiva por su facilidad para la interpretación de resultados:

$$\Delta V = V^T - V^0 = \Delta V_{x1} + \Delta V_{x2} + \ldots + \Delta_{xn}$$

$$\Delta V_{xk} = \sum_i L\,(V_i^T, V_i^0)\, ln \left(\frac{x^T_{k,i}}{x^0_{k,i}} \right)$$

L(a, b) es la media logarítmica de dos números positivos a y b para el que

$$L(a,b) = \frac{a - b}{lna - lnb},$$

para $a \neq b$ y L(a, b) $= a$ para $a = b$.

En el caso concreto que aquí se propone, la variación de la intensidad energética en España ($I^T - I^0$) se puede descomponer en tres factores: el efecto estructural (*EE*), el efecto intrasectorial (*IE*) y el efecto residencial (*ER*). Su descomposición en la formulación aditiva sería la siguiente:

$$IE^T - IE^0 = \left(\sum_i w_i^{T*} ln \frac{EE_i^T}{EE_i^0} \right) + \left(\sum_i w_i^{T*} ln \frac{IE_i^T}{IE_i^0} \right) + \left(\sum_i w_i^{T*} ln \frac{ER_i^T}{ER_i^0} \right)$$

donde

$$w_i^{T*} = L(IE_i^0, IE_i^T) = (IE_i^T - IE_i^0)/(\ln(IE_i^T) - \ln(IE_i^0))$$

El factor de ponderación es la media logarítmica de la intensidad energética. Este factor de ponderación tiene la ventaja de aportar una descomposición perfecta y consistente en agregación (para un mayor detalle de las ventajas de esta metodología véase Ang, 2005).

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ETIQUETADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA: EL CASO DE LAS LAVADORAS EN ESPAÑA (*)

Ibon GALARRAGA

Josu LUCAS

Mikel GONZÁLEZ-EGUINO

Basque Centre for Climate Change, BC3

Resumen

Este artículo estima el valor económico que los consumidores otorgan a las etiquetas de eficiencia energética (EE) de los electrodomésticos. Se utiliza el método hedónico, que permite calcular lo que se paga en el mercado por dicho atributo aislado del resto. Seguidamente, se aplica el Sistema de Demanda basado en Cantidades (QBDS) para el cálculo de las elasticidades precio de los aparatos con y sin etiqueta EE. Estos valores son útiles para el diseño de las políticas de apoyo a la EE. El artículo se centra en el mercado de las lavadoras en la Comunidad Autónoma del País Vasco.

Palabras clave: eficiencia energética, electrodomésticos, método hedónico, sistema de demanda.

Abstract

This paper estimates the economic value that consumers place on energy efficiency (EE) labels for appliances. It uses the hedonic method that calculates the extra price paid in the market for that attribute isolated form others. Besides, applies the Quantity based Demand System (QBDS) to calculate the price elasticities of demand for both EE appliances and others. These elasticities are useful for improving the design of policies to promote EE. The paper looks at the washing machines market in the Basque Autonomous Community.

Key words: energy efficiency, household appliances, hedonic pricing, demand system.

JEL classification: C13, C21.

I. INTRODUCCIÓN

La eficiencia energética (en adelante, EE) tiene un papel central en las políticas energéticas y climáticas. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008), en un escenario de estabilización de la temperatura en 2 ºC (escenario 450 ppm), el 54 por 100 de la reducción en las emisiones globales en 2030 vendrá de la mano de mejoras en la EE; una reducción mayor que la obtenida conjuntamente mediante las tecnologías renovables, nuclear y de captura y almacenamiento de carbono. La EE es considerada una de las inversiones con mejores resultados a nivel coste-eficiente en el corto plazo y, además, genera otros beneficios adicionales relacionados con la seguridad de suministro y con la reducción de los daños a la salud (Markandya y Chiabai, 2009).

Muchos países sitúan la EE entre sus objetivos energéticos y climáticos prioritarios y, para ello, están implementando diferentes políticas. Por ejemplo, la Unión Europea (UE) recoge en su estrategia «20-20-20» el objetivo de reducir el 20 por 100 en el consumo de energía, el 20 por 100 las emisiones de CO_2 y alcanzar un 20 por 100 de participación de las energías renovables en el *mix* energético. Para lograr dichos objetivos la EE es una pieza fundamental. Otros países menos comprometidos actualmente con las políticas climáticas, como Estados Unidos o China, avanzan en la misma dirección en cuanto a la promoción de las EE.

Es importante, no obstante, distinguir entre «eficiencia energética» y «ahorro energético». La *energía* (entendida como energía primaria) es usada como un factor de producción para proveer *servicios energéticos* (alumbrado, calefacción, transporte, etc.), que es lo que realmente demandan los consumidores. En este sentido, la eficiencia energética se define como el servicio energético provisto por unidad de energía utilizada. En la medida en la que la tecnología permita aumentar dicha ratio, obtendremos un aumento de la «eficiencia energética». Sin embargo, el «ahorro energético» hace referencia a la reducción de la cantidad de energía consumida, lo cual puede estar o no ligado a un incremento en la eficiencia energética (EE). De hecho, en ocasiones puede ocurrir un «efecto rebote»: esto es, ante un incremento en la EE el consumo energético aumenta, ya que el consumidor utiliza dicho ahorro para demandar una mayor cantidad de servicio o para intercambiarlo por otros servicios más intensivos en energía. Es por este motivo que mu-

chos de los beneficios potenciales de la EE podrían quedar atenuados o incluso mitigados (IEA, 2011).

Aunque existe un consenso respecto a los potenciales beneficios (públicos y privados) de la EE, muchas veces estas inversiones no son realizadas. Esta «paradoja de la eficiencia energética» se explica por la existencia de diversas barreras y fallos de mercado (Jaffe y Stavins, 1994; O'Malley *et al*., 2003). Entre ellos destacan la falta de información y los costes de financiación o costes ocultos. Además existen otras barreras, no menos importantes, relacionadas con la percepción y las motivaciones de los consumidores (1). Para superar estas barreras existen diversos instrumentos, como impuestos y subsidios; normas o estándares tecnológicos, o información y educación, en donde la elección del instrumento y su diseño es fundamental.

En este contexto, las etiquetas de EE buscan modificar el comportamiento mediante una mayor y mejor información. Además las etiquetas evitan problemas de «selección adversa» (2), que actúa eliminando los productos más eficientes del mercado por ser más caros y difíciles de distinguir. Existen dos tipos diferentes de etiquetas (Wiel y McMahon, 2003; Evrand, 2011): las etiquetas de «confirmación» y las de «comparación». El primer tipo ofrece información sobre si un producto cumple unos criterios específicos, mientras que el segundo además compara dicha información con la de otros productos. En este sentido, las etiquetas también incentivan a los productores a innovar en la búsqueda de productos más eficientes (Evrand, 2011). Asimismo, las etiquetas de EE pueden ser utilizadas para el diseño de subvenciones o impuestos con el propósito de reemplazar los bienes ineficientes por otros más eficientes (por ejemplo, Plan Renove). En estos casos el etiquetado funciona como un requisito para acceder al incentivo.

Este trabajo analiza el valor económico que otorgan los consumidores a las etiquetas de EE y su respuesta ante cambios en los precios. Esta información resulta muy útil para poder diseñar políticas que permitan superar las barreras que limitan la inversión en EE. Para ello se analiza el mercado de las lavadoras en la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV), comparando los resultados obtenidos con otros estudios para frigoríficos y lavavajillas.

El trabajo describe brevemente las etiquetas de EE (sección II), estima el valor económico de dichas etiquetas (sección III) y las elasticidades precio (propias y cruzadas) de la demanda entre productos con y sin etiqueta de EE (sección IV). La sección V está dedicada a las conclusiones.

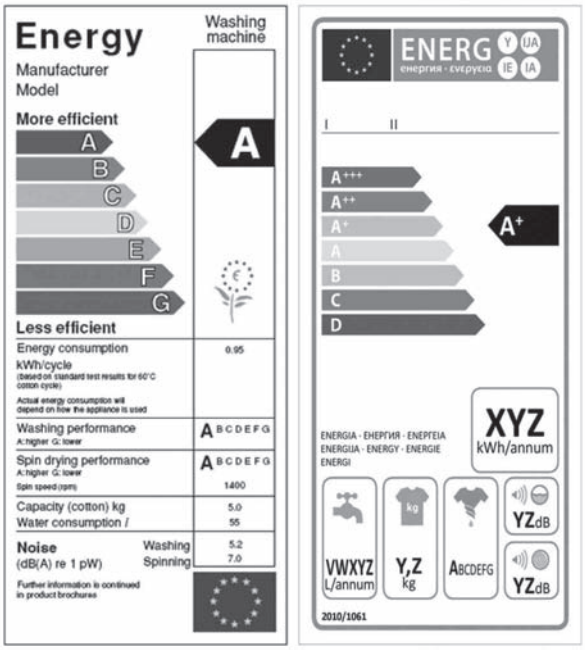
II. LAS ETIQUETAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA UE

La política del etiquetado ha sido implementada por muchos Estados en todo el mundo. En la UE el uso de información sobre el consumo de energía y otros recursos en electrodomésticos fue regulada a principios de los noventa por la Directiva del Consejo 92/75/EEC y sus posteriores enmiendas. El etiquetado de EE en la UE es del tipo «comparación», aunque también incorpora información sobre el rendimiento del producto (consumo de agua y energía, potencia y otros atributos del producto). Las etiquetas establecen diferentes categorías que iban, en un inicio, de la clase A (la más eficiente) a la clase G (la menos eficiente).

Las etiquetas con categoría A se han convertido con el tiempo en estándar para muchos electrodomésticos. Por ejemplo, en el caso de los frigoríficos la clase A ya se había convertido en la clase dominante (90 por 100) dentro del mercado en 2001. Por esta razón, y con el fin de continuar promoviendo la eficiencia energética, ha sido necesaria una actualización. La Directiva 2003/66/EC de la Comisión Europea de 2003 actualizó específicamente las categorías para los frigoríficos y, de forma más general, en 2007 la UE decidió revisar el etiquetado de energía para otros muchos productos. En este proceso se realizaron consultas públicas a productores, consumidores y asociaciones medioambientales. El resultado se tradujo en varios proyectos diferentes apoyados por distintos grupos de interés. Por un lado, la Comisión Europea, los productores y algunos Estados miembros como Alemania, Italia, Polonia y España apoyaban la idea de un «etiquetado abierto», donde las nuevas clases de eficiencia energética podían ser añadidas por encima de la existente clase A (con formatos de A-20% y A-40% uno de ellos, y de A+ y A++ otro). El Parlamento Europeo y las asociaciones medioambientales y de consumidores, sin embargo, preferían redefinir la escala ya existente desde la clase A a la clase G, cambiando los parámetros de evaluación para adaptarlos a la nueva situación de mejora de la eficiencia existente en el mercado. Finalmente, en mayo de 2010 se promulgó la Directiva 2010/30/EU que regula el etiquetado y optó por un «etiquetado abierto» que ahora va de la clase A+++ a la clase D.

La figura 1 muestra la última actualización del etiquetado energético. El cambio se refleja no solo

FIGURA 1
ETIQUETA DE EE PARA LAVADORAS: ANTIGUA (IZQUIERDA) Y NUEVA (DERECHA)



en su fisonomía sino también en su contenido. En el nuevo etiquetado se actualiza la escala de eficiencia energética; se sustituyen las palabras por dibujos para que la etiqueta sea universal en toda la zona de la UE; se elimina información que puede carecer de importancia para el consumidor; y se sustituyen los consumos de energía y agua por ciclo, por consumos anuales.

En definitiva, puede decirse que el sistema de etiquetado de EE ha sido un éxito debido a que los productos de la clase A se han convertido en estándar para muchos electrodomésticos en el mercado. Sin embargo, este éxito podría haber sido mayor si la adaptación de las etiquetas hubiera sido más rápida. Aunque en el caso de los frigoríficos el etiquetado ha ido evolucionando a medida que la tecnología ha mejorado, en el caso de las lavadoras y los lavavajillas esta evolución ha sido más tardía. Por ejemplo, en los Países Bajos ya en 2004 la clase A representaba aproximadamente el 98 por 100 del total en ambos tipos de electrodomésticos, y que ha sido la norma en la UE. Además, y como ha señalado la Comisión Europea (EC 2008), es importante avanzar en la extensión del etiquetado energético a otros muchos productos que son consumidores directos o indirectos de energía, como las ventanas (aislamiento) o los neumáticos (resistencia). La extensión del etiquetado a dichos productos podría haber evitado grandes cantidades de consumo energético ya comprometidas durante el *boom* de la construcción previo a la actual recesión.

III. ESTIMACIÓN DE LA DISPOSICIÓN A PAGAR POR LA EE

Para la obtención del valor económico estimado de la EE se ha utilizado el método de precios hedónicos (Rosen, 1974). Este permite estimar la participación (o peso) que los diferentes atributos que componen un producto tienen sobre el precio final del mismo. Concretamente, se ha procedido a estimar el valor del atributo EE para el caso particular de las lavadoras. La literatura sobre el método hedónico es extensa e incluye ejemplos para el mercado de los automóviles (Matas y Raymond, 2009), la vivienda (Shepard, 1999), el café (Galarraga y Markandya, 2004) o la calidad ambiental (Brasington y Hite, 2005).

1. El caso de las lavadoras

Los datos obtenidos para los cálculos fueron recogidos durante 2009 (3). Estos datos fueron recogidos de 19 establecimientos diferentes operantes en los tres territorios históricos de la Comunidad Autónoma del País Vasco. Estos establecimientos representan a centros comerciales, pequeñas tiendas minoristas y almacenes de tamaño mediano especializados. Los datos recogen información de 306 modelos de lavadoras, distribuidos en 33 marcas ofertadas por 19 productores diferenciados. Cada lavadora muestra diferentes atributos como eficiencia energética, velocidad, consumo de energía y agua, tamaño, color, etc., que se detallan en el anexo 1.

Debido a problemas con la escasa variabilidad del tipo de etiquetado existente (casi todas son clase A), se ha optado por aproximar las diferencias en EE mediante la eficacia en el centrifugado. Aunque el centrifugado no es el proceso que más energía consume en una lavadora (este correspondería al calentamiento del agua) sí que contribuye en una importante proporción a la cantidad total de energía utilizada. La eficacia del centrifugado también tiene una relación positiva y significativa con la velocidad del centrifugado y con el consumo de ener-

gía. En la muestra pueden observarse lavadoras pertenecientes a cuatro clases de eficacia en el centrifugado: A, B, C y D. El 2,81 por 100 de las lavadoras de la muestra son de clase A; el 48,12 por 100 son de clase B; el 47,96 por 100 son de clase C; mientras que el 1,09 por 100 restante son de clase D. La clase A representa las lavadoras más eficaces en el centrifugado, mientras que la clase D lo hace de las menos eficaces.

Para estimar el efecto de este atributo se ha utilizado como variable dependiente el logaritmo natural de los precios de mercado de las lavadoras observadas en la muestra. Las variables incluidas en la regresión se recogen en el cuadro n.º 1. Los principales estadísticos descriptivos de las variables pueden encontrarse en el cuadro n.º 2. El precio medio de las lavadoras de la muestra es de 522 euros. El 48 por 100 de las lavadoras tienen una clase B de eficacia del centrifugado y otro 47 por 100 son de clase C. Por otro lado, el 97 por 100 de las lavadoras son independientes (no integradas) y el 82 por 100 son de color blanco.

La forma funcional usada para estimar el efecto de la eficacia del centrifugado en el precio es un modelo de regresión lineal-logarítmico:

$$lnP_i = \propto + \sum_1^{13} \beta_i X_i + \varepsilon_i \qquad [1]$$

Donde lnP_i es el logaritmo del precio, X_i representa los atributos de las lavadoras y ε es el término de error. El método de estimación aplicado es el de mínimos cuadrados ordinarios (MCO). Los principales resultados se muestran en el cuadro n.º 3.

CUADRO N.º 1

DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES

Marca	33 variables *dummy* con valor 1 si la lavadora es de una marca determinada; 0 en caso contrario
Eficacia del centrifugado	4 variables ficticias valoradas 1 si la lavadora tiene una clase determinada (A, B, C, D); 0 en otro caso
Velocidad de centrigudado	Velocidad de centrifugado en revoluciones por minuto
Ancho	Ancho de la lavadora en milímetros
Fondo	Fondo de la lavadora en milímetros
Capacidad	Capacidad de la lavadora en kilogramos
Tipo	4 variables ficticias representando el tipo de lavadora
Blanco	Variable ficticia valorada en 1 si la lavadora es de color blanco; 0 en otro caso
Localidad	19 variables ficticias valoradas 1 si la lavadora es de una localidad; 0 en otro caso

CUADRO N.º 2

ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS DE LAS VARIABLES

	Media	*Desv. típica*	*Mínimo*	*Máximo*
Precio	522,33	214,47	115	2.125
Clase A	0,02	0,16	0	1
Clase B	0,48	0,5	0	1
Clase C	0,47	0,49	0	1
Clase D	0,01	0,1	0	1
Velocidad	1.103	134,78	700	1.600
Ancho	577,37	59,93	400	660
Fondo	578,48	36,6	330	850
Capacidad	7,03	0,17	3,5	14
Independiente	0,97	0,16	0	1
Integrada	0,02	0,14	0	1
Empotrada	0,004	0,06	0	1
Panelada	0,003	0,05	0	1
Blanco	0,82	0,37	0	1

Como puede observarse, el 87,35 por 100 de la variabilidad del logaritmo del precio de las lavadoras puede explicarse por la variabilidad de las variables independientes utilizadas en la regresión, lo que implica que el modelo describe bien los datos. La estimación ha sido robusta teniendo en cuenta problemas de heterocedasticidad, por lo que el estimador es consistente y tiene una distribución asintótica conocida que permite realizar inferencia en muestras grandes.

Todas las variables incluidas en el modelo final son significativas, y los signos de sus coeficientes son los esperados. En concreto, para la eficacia del centrifugado (representada por las clases B, C y D, estando la clase A no incluida) pueden verse di-

CUADRO N.º 3

RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN

const.	**5,0839*** **	(0,2830)
Clase B (a)	**−0,1943*** **	(0,0520)
Clase C (a)	**−0,2127*** **	(0,0692)
Clase D (a)	**−0,0856**	(0,1053)
Velocidad	**0,0005*** **	(0,0001)
Ancho	**−0,0007*** **	(0,0001)
Fondo	**0,0010*** **	(0,0002)
Capacidad	**0,1087*** **	(0,0082)
Integrada	**0,4100*** **	(0,0555)
Empotrada	**0,1024***	(0,0556)
Panelada	**0,2099*** **	(0,0443)
Blanco	**−0,2234*** **	

Notas: R-cuadrado: 0,8735; R-cuadrado corregido: 0,858.
(a) Diferencias estimadas en comparación con la clase A.
* Significativa al nivel de significación del 10 por 100.
** Significativa al nivel de significación del 5 por 100.
*** Significativa al nivel de significación del 1 por 100.

ferencias significativas entre las clases. La diferencia media estimada entre una lavadora de clase A y otra de clase B es de aproximadamente el 19,43 por 100; la diferencia estimada entre una de clase A y otra de clase C es mayor, de 21,27 por 100; y finalmente la comparación entre las clases A y D no es significativa, dado que hay muy pocas observaciones en la muestra con clase D. Para un precio medio de 522,33 euros esto significa que el valor medio esperado que representa el etiquetado de eficacia del centrifugado de clase A es 111,09 euros mayor que la clase C, y 101,48 euros mayor que la clase B.

Nótese que la eficacia del centrifugado tiene un efecto significativo sobre el precio de las lavadoras cuando todas las lavadoras pertenecen a la misma clase de eficiencia energética (clase A en este caso).

El cuadro n.º 3 muestra otros efectos interesantes. Por ejemplo, un incremento de una revolución por minuto en la velocidad de centrifugado eleva el precio un 0,05 por 100, y un kilo adicional en la capacidad de la lavadora un 10,87 por 100. La forma también es importante: 1 mm más de anchura baja el precio un 0,07 por 100 debido principalmente a que existen anchos especiales menores que los anchos estándar, y 1 mm adicional de fondo lo incrementa un 0,1 por 100; y si la lavadora es blanca (color estándar) cuesta aproximadamente un 22,34 por 100 menos que si tiene otro color. Finalmente, las lavadoras independientes son un 41 por 100 más baratas que las integradas, un 21 por 100 más baratas que las paneladas y un 10,24 por 100 más baratas que las empotradas.

CUADRO N.º 4

ESTIMACIÓN DEL ETIQUETADO DE CLASE A

	Coeficiente	
const.	**4,8977*** **	(0,2428)
Velocidad centrifugado	**0,0005*** **	(0,0001)
Ancho	**−0,0007*** **	(0,0001)
Fondo	**0,0010*** **	(0,0002)
Capacidad	**0,1085*** **	(0,0082)
Integrada	**0,4124*** **	(0,0556)
Empotrada	**0,1017***	(0,0557)
Panelada	**0,2115*** **	(0,0441)
Blanco	**−0,2238*** **	(0,0221)
Clase A (a)	**0,2235*** **	(0,0684)
Clase B (a)	**0,0226**	(0,0247)

Notas: R-cuadrado: 0,873084; R-cuadrado corregido: 0,857907.
(a) Diferencias estimadas en comparación con las clases C+D.
* Significativa al nivel de significación del 10 por 100.
** Significativa al nivel de significación del 5 por 100.
*** Significativa al nivel de significación del 1 por 100.

Los efectos marginales de las marcas, la localidad y tipo de tienda son también significativos y pueden consultarse en el anexo 1. Por ejemplo, los resultados muestran que Miele es la marca cuyo nombre está asociado al mayor incremento en el precio sobre otras marcas (estos atributos suelen estar asociados con los segmentos de calidad a los que se dirigen las marcas en el mercado), mientras que en el extremo se encuentra Bluesky.

Otra estimación útil es medir el efecto sobre el precio que tienen las clases A y B sobre las C y D («clase baja») conjuntamente (cuadro n.º 4). Como puede observarse, la diferencia entre la clase baja y la clase A es significativa, y el efecto es de un incremento en el precio de la clase A del 22,35 por 100, manteniendo el resto de variables constantes. Teniendo en cuenta el precio medio de las lavadoras de 522,33 euros, este efecto está valorado en 116,74 euros. Sin embargo, la diferencia entre la clase baja y la clase B no es significativa.

2. Otros resultados de la literatura

La metodología aplicada en el anterior apartado ha sido utilizada también para el caso de los lavavajillas (Galarraga *et al*., 2012) y los frigoríficos (Galarraga *et al*., 2011). Los datos de los tres tipos de electrodomésticos han sido obtenidos en diciembre de 2009. Sin embargo, la distinta clasificación de EE entre los tres tipos de electrodomésticos así como las cuotas de mercado de las diferentes etiquetas en los respectivos mercados dificultan significativamente su comparación.

Esto es, mientras que en 2009 los frigoríficos tenían una clasificación entre A++ y G (aprobado como consecuencia de que la mayoría de los frigoríficos en el mercado fueron de la clase A durante años), los lavavajillas estaban entre A y G, siendo además algunos de los lavavajillas más eficientes etiquetados como A-20%, 30% o similar (en referencia a cuánto más eficiente eran con respecto a la clase A, véase sección II). Aunque este no fuera el etiquetado formal establecido por la UE, sí que resultó ser la manera que encontraron los productores para diferenciar sus productos más eficientes. Finalmente, y como se ha explicado, las lavadoras seguían una clasificación entre A++ y G, aunque la totalidad de las lavadoras del mercado de la CAPV pertenecían en el momento de la recogida de datos a la clase A. Por último, nótese que mientras que los frigoríficos de clase A+ representan el 24 por 100 de los frigoríficos de la muestra utilizada, en el caso de los la-

vavajillas la clase equivalente era solo el 0,7 por 100 de los lavavajillas, siendo el 99,2 por 100 de estos de la clase A. Por todo ello resultó necesario recurrir al concepto de eficiencia en el centrifugado en el caso de las lavadoras.

Teniendo en cuenta estas limitaciones, observamos que en el caso de los frigoríficos el precio medio estimado aumenta un 8,9 por 100 (A+ con respecto a A). Con un precio medio de los frigoríficos de 658 euros, este incremento se traduce en una diferencia de 58,5 euros. El efecto equivalente en el mercado de lavavajillas es de un incremento del 15,6 por 100, que traducido a euros implica una media estimada de 80 euros tomando un precio medio de los lavavajillas de 514 euros. En el caso de las lavadoras el efecto aproximado (A respecto a B) sería de 19,43 por 100, unos 101,4 euros.

Esta sencilla comparación de resultados, y con todas las limitaciones antes mencionadas, muestra que los consumidores otorgan un valor positivo nada despreciable a las etiquetas de EE. Si comparamos estos valores (entre el 8-19 por 100) con los ahorros monetarios que, técnicamente, podrían obtenerse a lo largo de la vida útil de dicho aparato (Galarraga *et al*., 2011), observamos que hay cierta coherencia con el concepto de paradoja de la eficiencia energética antes mencionado en este artículo.

IV. ELASTICIDADES PRECIO DE LA DEMANDA

Tener información sobre la disponibilidad a pagar por la etiqueta de EE es útil en sí mismo ya que permite mejorar el diseño de instrumentos y políticas. Pero además permite obtener información relevante sobre la variación de la demanda de los electrodomésticos, con y sin etiqueta de EE, ante cambios en los precios. Esto es, nos permite calcular las elasticidades precio de la demanda (propias y cruzadas). Esta sección presenta la metodología y las elasticidades obtenidas para el caso de las lavadoras, comparándolas después con las obtenidas en otros estudios para los lavavajillas y los frigoríficos.

Las elasticidades propias y cruzadas han sido obtenidas mediante la aplicación de un sistema de demanda para sustitutivos cercanos conocido como Sistema de Demanda Basado en Cantidades (QBDS) y los datos obtenidos del análisis de precios hedónicos. El QBDS fue originalmente desarrollado en Galarraga y Markandya (2000) para proporcionar un método fiable de obtención de elasticidades cuando existe una fuerte limitación de datos disponibles y ha sido empleado en otros trabajos: para el mercado de café en Reino Unido (Galarraga, 2001; Galarraga y Markandya, 2004) y, en el mercado de electrodomésticos, para los lavavajillas (Galarraga *et al*., 2012) y los frigoríficos (Galarraga *et al*., 2011). Galarraga y Markandya (2000) demuestran que el QBDS obtiene resultados prácticamente iguales a los obtenidos mediante el uso de la versión lineal del Sistema de Demanda Casi Ideal (LA/AIDS) de Deaton y Muellbauer (1980).

Para la estimación de elasticidades, y especialmente tras la aplicación del método hedónico y sus resultados, podemos entender un mercado de lavadoras que se divide en aquellas con una «clase alta de eficiencia energética» y aquellas con una «clase baja de eficiencia energética», siendo el resto de las características de los bienes las mismas (4). La descripción completa del modelo QBDS puede consultarse en el anexo 2.

Las cuotas de mercado para los tres bienes considerados han sido calculadas, además de con el porcentaje de gasto anual en lavadoras, a partir de datos obtenidos de las encuestas de gasto conducidas por el Instituto Nacional de Estadística (INE). En 2009, las lavadoras (representadas en la categoría 05312 en el INE) contabilizaban un total del 0,0018 del gasto total.

Por los datos obtenidos de la base de datos sabemos que el porcentaje de lavadoras de clase alta es del 51 por 100, y el de lavadoras de clase baja es del 49 por 100. El porcentaje de gasto (w) para estos tres son: $w_O = 0{,}00088$, $w_L = 0{,}00092$, $w_X = 0{,}99820$, donde O se refiere a los no eficientes, L a los eficientes y X al resto de bienes de la economía.

Una revisión en la literatura (Dale y Fujita, 2008) sugiere que la elasticidad renta media de la demanda (μ) para los electrodomésticos podría rondar el 0,5. No hay estudios específicos para el caso de las lavadoras, pero Golder y Tellis (1998) miden la elasticidad renta de las secadoras en 0,26. Para los cálculos desarrollados en este artículo hemos procedido a tomar el valor de 0,4 con el objeto de situarnos entre los valores ofrecidos por la literatura. Para las elasticidades precio de la demanda de las lavadoras con clase baja de eficiencia ($€_{ii}$ en la ecuación [5] del anexo 2) se utilizó un rango entre –0,5 y –2,5. Teniendo en cuenta estos valores, el resto de las elasticidades que pueden ser calculados se muestran en el cuadro n.º 5.

CUADRO N.º 5

ESTIMACIONES DEL QBDS PARA LAS ELASTICIDADES PRECIO DE LA DEMANDA

QDBS (ELASTICIDAD RENTA = 0,4)			
Elasticidad precio de la demanda propia O/O	*Cruzada O/L*	*Propia para L*	*Cruzada L/O*
−0,50	0,10	−0,49	0,09
−0,75	0,35	−0,73	0,33
−1,00	0,60	−0,97	0,57
−1,25	0,85	−1,21	0,81
−1,50	1,10	−1,45	1,05
−1,75	1,35	−1,69	1,29
−2,00	1,60	−1,93	1,53
−2,25	1,85	−2,17	1,77
−2,50	2,10	−2,41	2,01

Los valores obtenidos con el QBDS son muy similares (prácticamente los mismos) que aquellos obtenidos con la aplicación del LA/AIDS (5).

1. Elasticidades sobre los frigoríficos y los lavavajillas

Las cuotas de presencia en el mercado de cada tipo de electrodoméstico juegan un rol fundamental a la hora de calcular las elasticidades de los bienes. De este modo, los electrodomésticos con clases de eficiencia energética altas son más sensibles a cambios en los precios, porque generalmente son más caros, y porque además tienen una presencia menor en el mercado. Este fenómeno que observamos para las lavadoras también lo encontramos en los frigoríficos y los lavavajillas. El cuadro n.º 6 muestra un resumen de las elasticidades obtenidas en los tres estudios. Para los frigoríficos, las elasticidades propias de las unidades con clase A+ varían entre –3,5 y –2, dependiendo de las elasticidades propias del resto de frigoríficos. En el caso de los lavavajillas, las elasticidades propias para los lavavajillas de clase alta rondan entre –0,55 y –2,80.

CUADRO N.º 6

RESUMEN DE LOS RESULTADOS

	$\eta_{OY} = \eta_{LY} = 0{,}8\ \eta_{XX} = -1$		$\eta_{OY} = \eta_{LY} = 0{,}4\ \eta_{XX} = -1$			
	Frigoríficos (a)		*Lavavajillas (b)*		*Lavadoras (c)*	
Elasticidad precio propia O/O	*Cruzada O/L*	*Propia L/L*	*Cruzada O/L*	*Propia L/L*	*Cruzada O/L*	*Propia L/L*
−0,50	0,75	−3,50	0,10	−0,55	0,10	−0,49
−0,75	—	—	—	—	0,35	−0,73
−1,00	0,75	−2,75	0,60	−1,30	0,60	−0,97
−1,25	—	—	—	—	0,85	−1,21
−1,50	0,75	−2,00	1,10	−2,05	1,10	−1,45
−1,75	—	—	—	—	1,35	−1,69
−2,00	0,75	−1,25	1,60	−2,80	1,60	−1,93
−2,25	—	—	—	—	1,85	−2,17
−2,50	—	—	—	—	2,10	−2,41

Notas:
(a) Eficiencia energética de clase A+.
(b) Eficiencia energética de clase A+.
(c) Eficiencia del centrifugado, clases A+B.

V. CONCLUSIONES

Las políticas de eficiencia energética (EE) están destinadas a jugar un papel importante en la política energética y medioambiental. Sin embargo, existen barreras que limitan estas inversiones. Para superar esas barreras el etiquetado de EE ha sido un instrumento eficaz a la hora de eliminar del mercado europeo los aparatos menos eficientes. Quizá los resultados pudieran haber sido mejores si las etiquetas se hubieran modificado al ritmo que evolucionaba la tecnología y si dicho etiquetado se hubiera extendido a otro tipo de productos.

Este trabajo ha aportado elementos para mejorar el diseño de las políticas de promoción de la EE, como es el caso de las subvenciones a los electrodomésticos eficientes conocido como Plan Renove. Para ello, se ha estimado la disponibilidad a pagar por el atributo EE en el caso de las lavadoras, utilizando estos valores para el cálculo de elasticidades precio de la demanda y comparándose estos con los obtenidos para frigoríficos y lavavajillas en estudios similares. La conclusión que podemos obtener es que los consumidores otorgan un valor nada despreciable a las etiquetas de EE que puede rondar entre el 8 y el 19 por 100. Asimismo, la elasticidad precio propia del bien etiquetado tiende, en todos los casos, a ser mayor que la del bien no etiquetado. Es decir, los bienes diferenciados (en este caso con etiqueta EE) tienden a ser más elásticos a los cambios en los precios.

NOTAS

(*) Las actividades de investigación descritas en este artículo han contado con el apoyo de los dos siguientes proyectos de investigación:

«Consumer Behaviour for a Low Carbon Economy» (Cobeloc) ECO2010-21264, Ministerio de Economía y Competitividad.

«Políticas de Apoyo a la Eficiencia Energética: impuestos vs. subvenciones (PAEE)», financiado por la Fundación Ramón Areces. X Concurso Nacional para la Adjudicación de Ayudas a la Investigación en Ciencias Sociales.

(1) Disciplinas como la Economía del Comportamiento han aportado nuevas perspectivas para explicar la paradoja de la eficiencia energética. Para más información, véase ABRAHAMSE y STEG (2005 y 2009).

(2) CASON y GANGADHARAN (2002) muestran mediante un experimento que si los vendedores pueden adquirir certificados o etiquetados vinculados a sus productos, la ratio a la que los productos más eficientes se intercambian aumenta.

(3) El etiquetado antiguo de la EU continuaba en vigor sin que el nuevo etiquetado hubiera sido aprobado aún.

(4) Las lavadoras cuya clase de eficacia del centrifugado era A y B se incluyen en el grupo de «clase alta de eficiencia», mientras que las lavadoras cuyas clases eran C y D se enmarcan dentro del grupo de lavadoras con «clase baja de eficiencia».

(5) Los cálculos están disponibles para aquellas personas que deseen solicitarlos.

BIBLIOGRAFÍA

ABRAHAMSE, W., y STEG, L. (2005), «A review of intervention studies aimed at household energy conservation», *Journal of Environmental Psychology*, 25: 273-291.

— (2009), «How do socio-demographic and psychological factors relate to households' direct and indirect energy use and savings?», *Journal of Economic Psychology*, 30: 711-720.

BRASINGTON, D.M., y HITE, D. (2005), «Demand for environmental quality: a spatial hedonic analysis», *Regional Science and Urban Economics*, 35(1): 57-82.

CASON, T., y GANGADHARAN, L. (2002), «Environmental labeling and incomplete consumer information in laboratory markets», *Journal of Environmental Economics and Management*, 43: 113-134.

DALE, L., y SYDNY FUJITA, K. (2008), «An analysis of the price elasticity of demand for household appliances», Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.

DEATON, A., y MUELLBAUER, J. (1980), «An Almost Ideal Demand System», *The American Economic Review*, vol. 70(3): 312-326.

EUROPEAN COMMISION (1995), «Commission Directive 95/12/EC of 23 May 1995 implementing Council Directive 92/75/EEC with regard to energy labelling of household washing machines».

— (2008), «Consultation document on the revision of the Energy Labelling Directive 92/75/EEC of 22 September 1992 on the indication by labelling and standar product information of the consumption of energy and other resources by household appliances».

— (2010), «Commission Delegated Regulation (EU) N.º 1061/2010 of 28 September 2010 supplementing Directive 2010/30/EU of the European Parliament and of the Council with regard to energy labelling of household washing machines».

EVRARD, A. (2011), «Beyond technical debates: the political influence of the EU over policy instruments. The case of the Energy label», 6th ECPR General Conference – Reykjavik, August 2011. Section 92 – Green Politics. Panel 563 «European Politics of Climate Change – Evaluating Policy Instruments and National Strategies».

GALARRAGA, I.; GONZÁLEZ-EGUINO, M., y MARKANDYA, A. (2012), «Willingness to pay and price elasticities of demand for energy-efficient appliances: Combining the hedonic approach and demand systems», *Energy Economics*, 33(1): 66-72.

GALARRAGA, I.; GONZÁLEZ-EGUINO, M., y HERES DEL VALLE, D. (2011), «Price Premium for high-efficiency refrigerators and calculation of price-elasticities for close-substitutes: combining hedonic pricing and demand system», *Journal of Cleaner Production*, 19, 17-18: 2075-2081.

GOLDER, P., y TELLIS, G. (1998), «Beyond diffusion: an affordability model of the growth of new consumer durables», *Journal of Forecasting*, 17: 259-280.

IEA (2008), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, París.

— (2011), «Energy Efficiency Policy and Carbon Pricing», Energy efficiency series. Information paper, IEA, París.

MARKANDYA, A., y CHAIBAI, A. (2009), «Valuing climate change impacts on human health: Empirical evidence from the literature», *International Journal of Environmental Research and Public Health* 6(2): 759-786.

MATAS, A., y RAYMOND, J.L. (2009), «Hedonic prices for cars: an application to the Spanish car market, 1981-2005», *Applied Economics*, (41): 2887-2904.

O'MALLEY, E.; SCOTT, S., y SORRELL, S. (2003), «Barriers to Energy Efficiency: Evidence from Selected Sectors», The Economic and Social Research Institute, Dublín.

ROSEN, S. (1974), «Hedonic Prices and Implicit Markets: Product Differentiation in Pure Competition», *Journal of* Political Economy, 82(1): 34-55.

STAVINS, R., y JAFFE, A. (1994), «The energy-efficiency gap», *Energy Policy*, 22(10): 804-810.

SHEPARD, S. (1999), «Hedonic analysis of housing markets», en CHESHIRE, P., y MILLS, E.S. (eds.), *Handbook of Urban and Regional Economics*, 3. North-Holland.

WIEL, S., y MAHON, J.E. (2003), «Governments should implement energy-efficiency standards and labels-cautiously», *Energy Policy*, 31: 1403-1415.

ANEXO 1

RESULTADOS

CUADRO N.º A1

ATRIBUTOS DE LAS LAVADORAS DE LA MUESTRA

Productor	18 productores diferenciados
Marca	33 marcas diferenciadas
Clasificación energética	Etiquetado de eficiencia. Toda la muestra presenta clase A
Eficacia del lavado	Etiquetado de eficiencia. Prácticamente toda la muestra presenta clase A
Eficacia del centrifugado	Etiquetado de eficiencia. Clases A-D
Velocidad de centrifugado	Medido en revoluciones por minuto
Consumo de energía/ciclo	KWh/ciclo
Consumo de energía/kg	Kwh/kg
Consumo de agua	Litros
Alto	milímetros
Ancho	milímetros
Fondo	milímetros
Capacidad	Kilogramos
Secadora	Lavadora-secadora
Construcción	Independiente, integrada, panelada, o empotrada
Color/material	Color blanco, metalizado, antihuellas, acero inoxidable, etcétera
Número de programas	Número de programas de lavado para distintos tipos de ropa
Indicadores luminosos	Control de espuma, antidesbordamiento, sistema ultrasilencioso, etcétera

CUADRO N.º A2

EFECTOS ESTIMADOS DE LAS MARCAS SOBRE EL MERCADO DE LAVADORAS

	Coeficiente			*Coeficiente*	
AEG	**0,0375**	(0,0361)	Indesit	**−0,1883*** **	(0,0371)
APELL	**−0,4840*** **	(0,0536)	LG	**−0,0321**	(0,0385)
ARDO	**−0,2357*** **	(0,0351)	LYNX	**−0,1273*** **	(0,0346)
ASPES	**−0,2336*** **	(0,0558)	MIELE	**0,5992*** **	(0,0507)
BALAY	**−0,0325**	(0,0498)	NEW-POL	**−0,2013*** **	(0,0623)
BLUESKY	**−0,6767*** **	(0,0595)	OTSEIN	**−0,0408**	(0,0356)
BOSCH	**0,0886** **	(0,0424)	Panasonic	**0,0076**	(0,0485)
CANDY	**−0,0482**	(0,0340)	Samsung	**−0,2385*** **	(0,0371)
DAEWOO	**−0,2178*** **	(0,0448)	Siemens	**0,0882***	(0,0478)
De Dietrich	**0,3290*** **	(0,0411)	SMEG	**−0,5344*** **	(0,0313)
ECRON	**−0,2763*** **	(0,0425)	Whirlpool	**−0,1097*** **	(0,0346)
EDESA	**−0,1152*** **	(0,0400)	White	**−0,1983*** **	(0,0490)
FAGOR	**−0,0385**	(0,0319)	Zanussi	**−0,1344*** **	(0,0408)
Hoover	**0,0390**	(0,0391)	Saivod	**−0,2264*** **	(0,0600)
Hotpoint	**−0,2439*** **	(0,0390)	TAURUS	**−0,3924*** **	(0,0958)

Notas: Diferencias estimadas con respecto a la marca Electrolux.
* Significativa al nivel de significación del 10 por 100.
** Significativa al nivel de significación del 5 por 100.
*** Significativa al nivel de significación del 1 por 100.

ANEXO 1 *(Cont.)*

RESULTADOS

CUADRO N.º A3

EFECTOS ESTIMADOS DE LA LOCALIZACIÓN SOBRE EL PRECIO DE LAS LAVADORAS

L1_SESTAO	**0,0208**	(0,0331)
L2_VITORIA	**0,0221**	(0,0388)
L3_DONOSTI	**−0,0087**	(0,0301)
L4_SESTAO	**0,0924*** **	(0,0291)
L5_ARTEA	**0,0392**	(0,0268)
L6_MAXCENTER	**0,0699***	(0,0394)
L7_VITORIA	**0,0284**	(0,0275)
L8_DONOSTI	**0,1088*** **	(0,0373)
L9_ARRASATE	**0,0129**	(0,0350)
L10_BARAKALDO	**−0,2211*** **	(0,0332)
L11_VITORIA	**0,1391*** **	(0,0327)
L12_DONOSTI	**0,0251**	(0,0290)
L13_BARAKALDO	**0,0585****	(0,0287)
L14_VITORIA	**0,0585****	(0,0287)
L15_ARRASATE	**−0,1829***	(0,1056)
L16_DONOSTI	**−0,0224**	(0,0347)
L17_EIBAR	**0,1312****	(0,0522)
L18_BILBAO	**0,1849*** **	(0,0356)

Notas: Diferencias estimadas con respecto a Irún.
* Significativa al nivel de significación del 10 por 100.
** Significativa al nivel de significación del 5 por 100.
*** Significativa al nivel de significación del 1 por 100.

ANEXO 2

EL QBDS

Las variables se describen a continuación:

V_i: demanda para el tipo *i* (eficacia del centrifugado) del bien *V* (lavadoras) en unidades comparables.

P_i: precio del *i* del bien *V*.

M: gasto total.

P: precio agregado del bien *V*.

w_j: ratio del gasto en el bien *V*.

Por lo tanto, la demanda del bien *V* para el tipo *i* se define como:

$$\frac{V_i}{V} = \beta_i \left(\frac{P_i}{P} \right)^{-\infty} \qquad [2]$$

donde $\beta_i \geq 0$ es constante y $\alpha \geq 0$ es el parámetro de sensibilidad del precio.

Además, el índice de precios *P* se define como:

$$P = \prod_i P_i^{s_i}$$

donde

$$s_i \geq 0 \text{ y } \sum s_i = 1 \qquad [3]$$

Y la demanda agregada para todos los tipos de bienes como:

$$V = A \left(\frac{P}{M} \right)^{-\mu} \qquad [4]$$

donde s_i es el peso del tipo *i* en el índice de precios para el bien *V;* A > 0 es una constante y μ el parámetro de sensibilidad del gasto para la demanda agregada del bien.

Puede comprobarse que la demanda de cada tipo *i* del bien *V* es homogénea de grado cero en precios y renta, y que la elasticidad precio $€_{ii}$ viene dada por:

$$€_{ii} = -\alpha + (\alpha - \mu)s_i \qquad [5]$$

Y las elasticidades precio cruzadas para el bien *i* con respecto al precio del bien *j*, $€_{ij}$, se obtienen de:

$$€_{ij} = (\alpha - \mu)s_j \qquad [6]$$

Finalmente, puede notarse que la ecuación de Slutsky requiere que

$$\frac{s_j}{s_i} = \frac{w_j}{w_i} \qquad [7]$$

lo que puede ser satisfecho localmente seleccionando los valores de *s* apropiadamente.

Si la restricción presupuestaria es diferenciada con respecto a *M,* se obtiene la siguiente condición de adición:

$$\sum_i w_i e_i = 1 \qquad [8]$$

EL PAPEL DE LA GESTIÓN DE DEMANDA EN LA EFICIENCIA DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (*)

Amparo NIETO HERNÁNDEZ

NERA Economic Consulting

Resumen

Uno de los principales retos de los países que, como España, han introducido competencia en la generación y suministro de electricidad es la severa limitación de los mercados para reflejar el impacto de reducciones de la fiabilidad en sus precios, así como la rigidez de las señales de precio en las tarifas al consumidor final. En este artículo se realiza un análisis global de las causas e implicaciones de esta situación y se ofrecen reflexiones sobre el rango de nuevas medidas de gestión de demanda de electricidad, facilitadas por nuevas tecnologías de red y medición, que permitirán una mayor eficiencia en los mercados en los próximos años.

Palabras clave: sector eléctrico, gestión de la demanda, tarifas eléctricas, mercado mayorista, España, Estados Unidos.

Abstract

One of the key challenges affecting not only Spain but the majority of the countries that have adopted a competitive model for generation and supply, is the severe limitations of the wholesale market to reflect the impact of reliability changes in their market-clearing prices or end user rates. In this article, it is offered a global perspective of the implications of the lack of price-responsive demand in markets, as well as a discussion of the range of measures that can be adopted to encourage further participation by consumers. This will be crucial to obtain a more flexible and efficient market.

Key words: electricity sector, demand response, electricity tariffs, wholesale market, Spain, USA.

JEL classification: L94, L98, O51, O52.

I. LOS RETOS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

LOS procesos de reestructuración y liberalización del sector energético en la mayor parte de países ha cumplido el objetivo de facilitar la competencia entre los agentes del mercado, tanto en la provisión de energía como de servicios complementarios. Sin embargo, prácticamente en todos los países en los que se ha liberalizado la generación y el suministro de electricidad existen fallos de mercado que impiden llegar a una situación óptima de utilización de recursos en la industria eléctrica. En primer lugar, los mercados no son capaces de internalizar los efectos de la generación de electricidad en el medioambiente, pese a que los programas de limitación de emisiones CO_2 contribuyen indirectamente a repercutir parte de estos costes en los precios finales. En segundo lugar, los precios horarios del mercado mayorista de electricidad no reflejan en su totalidad el coste marginal de fiabilidad, esto es el coste asociado con la utilización de capacidad de generación y transporte para abastecer la demanda punta, o la mayor probabilidad de que un incremento de la demanda en horas punta lleve al sistema a una situación de «energía firme no suministrada».

La raíz de este segundo fallo de mercado es la profunda desconexión entre los precios de mercado mayorista y las tarifas que el consumidor final paga por el consumo de electricidad (1). Esta desconexión tiene dos variantes. Por un lado, en muchos casos se imputan al cargo por kWh de la tarifa costes no directamente relacionados con el suministro de electricidad. Esto introduce distorsiones en las señales de precio que más directamente afectan las decisiones de consumo, además de dificultar cualquier intento de reflejar las diferencias relativas en los costes marginales de generación, transporte y distribución por periodo horario (2). Por otro lado, incluso cuando los precios finales a pagar por el consumidor por kWh en distintos momentos del día reflejan la mejor estimación de los costes marginales subyacentes por periodo horario, estos precios, se determinan *ex ante,* con carácter anual o trimestral, y por tanto no permiten reflejar las condiciones actuales del mercado durante día determinado, sino la media de los costes esperados para un trimestre o estación. Tradicionalmente los consumidores han sido protegidos de la volatilidad de los precios de mercado debido en parte a la creencia de las políticas regulatorias de que las tarifas eléctricas han de ser estables, pero, en no menor medida, debido a las restricciones de tecnología que impedían medir el consumo en intervalos

horarios y poder transmitir información de precios a los consumidores en dichos intervalos.

Mientras que los precios minoristas no reflejen el momento del día en que el coste de generación es elevado, estos incentivarán un nivel de consumo que necesariamente dista del nivel óptimo, y por tanto a un coste de suministro eléctrico superior al que tendría lugar en ausencia de este fallo de mercado. El ritmo de crecimiento de la demanda punta es superior al óptimo porque los consumidores que podrían acceder a cogeneración, o simplemente cuentan con flexibilidad a la hora de decidir el momento de consumo eléctrico, estarían dispuestos a reducir su demanda en horas punta si tuvieran que enfrentar la repercusión directa en términos de costes marginales en su factura. Las pérdidas de eficiencia asociadas con un crecimiento desproporcionado de la demanda punta se materializan en una mayor necesidad de inversión en unidades de generación, transporte y sistemas de distribución eléctrica para garantizar la fiabilidad del sistema y por tanto pueden llevar a un sobredimensionamiento del sistema y a una mayor presión sobre la tarifa eléctrica en el largo plazo.

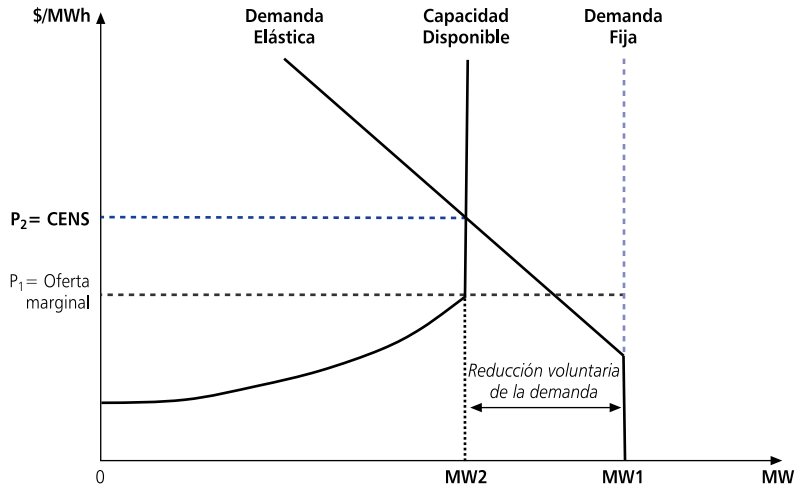
Si bien un diseño de tarifas, tanto para el suministro como para el acceso a las redes de transporte y distribución, a partir de una estimación de costes marginales diferenciados por periodos horarios es el primer paso para incentivar un consumo eficiente, estas tarifas pueden aun estar limitadas a la hora de mantener la fiabilidad del sistema en tiempo real. Es necesario diseñar mecanismos de gestión de demanda (facilitados por equipos de medición y comunicación adecuados) para mejorar la eficiencia en el mercado, así como para facilitar una mejor integración de las energías renovables intermitentes, de manera que la demanda aumente en horas de costes marginales bajos y así puedan absorberse los incrementos inesperados de energía procedente de equipamientos eólicos.

1. Implicaciones de la falta de elasticidad en la demanda

Desde el inicio de los mercados competitivos, los operadores de mercado se han venido enfrentando a una curva de demanda agregada prácticamente inelástica, tanto en sus mercados diarios como intradiarios o en tiempo real, dado que los consumidores no están sujetos a tarifas con componentes dinámicos de mercado ligados al mercado mayorista, y por tanto no tienen la oportunidad de reflejar cómo varían sus preferencias de consumo ante precios variables. Como consecuencia, en la gran mayoría de los sectores de electricidad se han adoptado medidas regulatorias que imponen un nivel máximo en el precio de las ofertas tanto de generadores como de compradores, y se determinan fórmulas de pago exógenas al mercado por las que los generadores son compensados a cambio de su aportación de capacidad al sistema.

Para que el mercado de energía fuese autosuficiente como incentivador de la inversión en generación, su precio debería ser lo suficientemente elevado en los momentos de máxima demanda como para que las centrales que son despachadas en esas horas recuperasen sus costes fijos. Para ello sería necesario que las ofertas de comercializadores y otros compradores en el mercado pudieran fijar el precio de mercado en horas de escasez de capacidad, cuando su oferta resultara casada, desplazando la siguiente unidad de generación disponible en el sistema.

GRÁFICO 1
CURVA DE DEMANDA E IMPACTO SOBRE LOS PRECIOS



Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 1 muestra la diferencia existente entre un mercado que cuente con una curva de demanda elástica y otro donde el operador de mercado se enfrenta a ofertas de demanda inelásticas. Si las ofertas de demanda en el mercado no reflejan el coste de energía no suministrada (CENS en el grafico) o el nivel de precio por encima del cual los consumidores prefieren no consumir, el operador de mercado debe aceptar la oferta del generador marginal, que en este caso se ha supuesto sujeto a un precio tope o «price cap». Si no existieran ofertas de demanda sensibles al precio en horas punta o en situaciones de problemas en el sistema de transporte o parque de generación, la demanda al precio ofertado por el generador marginal excedería a la capacidad disponible y, después de tener en cuenta los acuerdos de interrumpibilidad, sería necesario llevar a cabo cortes de suministro involuntarios.

En el caso del sector eléctrico español, con excepción de las centrales de bombeo y de un grupo de grandes consumidores industriales que tienen la flexibilidad suficiente como para poder limitar su demanda a periodos de precios relativamente altos, el resto de comercializadores generalmente presenta ofertas de demanda al precio máximo vigente, con el fin de garantizar el abastecimiento de electricidad a sus consumidores mientras exista suficiente capacidad disponible en el sistema (3). El precio en cada periodo horario en el mercado diario e intradiario se establece en función del precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada (4). El precio máximo al que los comercializadores o consumidores que participen directamente en el mercado pueden ofertar es 180,3 €/MWh (5).

El hecho de que exista un precio tope no es exclusivo del mercado español. Sin embargo, este precio límite se encuentra notablemente por debajo de los precios máximos en otros mercados competitivos como es el caso de Estados Unidos, donde el precio máximo se fija en los 1.000 $/MWh (en California y otros estados) y puede llegar a 4.500 $/MWh, como es el caso de Texas (ERCOT). En estos mercados los precios no son uniformes, sino que se definen en función del equilibrio entre demanda y generación en cada nodo del sistema (*Locational Marginal Prices*, LHP). Por tanto, los precios pueden variar sustancialmente de una zona a otra del mercado, así como dentro de una misma zona, dependiendo de la congestión en las líneas de transporte y de la disponibilidad de reservas de generación en dichos nodos. Cuando el operador de sistema detecta una situación de déficit de reservas con carácter local, estos mercados permiten además que el precio horario de energía suba por encima de los costes variables de la última central despachada hasta un precio «de escasez» predeterminado (el llamado mecanismo administrativo de *shortage pricing*). De esta forma, el precio de mercado captura, si bien solamente de forma parcial, el coste de oportunidad o coste marginal de capacidad en esas horas, y sirve al mismo tiempo como incentivo para programas de gestión de demanda en tiempo real (6). Estos mecanismos administrativos de incremento de precios tope en situaciones previsibles de emergencia deberían verse como un instrumento transitorio hasta que la demanda fuese lo suficientemente flexible como para poder considerar la eliminación de precios máximos en el mercado mayorista. Mientras tanto, son particularmente efectivos en mercados de donde se lleva a cabo una optimización simultánea de los mercados de energía y de reservas, y donde además los precios de mercado pueden variar por nodos de transporte, o al menos por zonas de servicio. Estas zonas generalmente se definen como el conjunto de nodos de transporte adyacentes al área de servicio de una distribuidora. Australia tiene un sistema de precios zonales. Cuando el mercado produce un precio uniforme para todo el sistema, como es el caso español, existen menos oportunidades para captar señales de escasez de capacidad en el precio. Esto es porque a nivel nacional el mercado puede presentar una situación excedentaria de capacidad, pese a haber áreas dentro del sistema donde la capacidad de generación despachable no es suficiente para atender la demanda local, y las restricciones en el transporte limitan la importación de energía de otras zonas (7).

II. EL PAPEL DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

La mayoría de los sectores energéticos, con algunas excepciones como Texas o Australia, han establecido un mecanismo regulatorio de pago por capacidad para proporcionar ingresos suficientes que incentiven la entrada de generación. El diseño de estos mecanismos debe tener en cuenta ciertos principios para asegurar la fiabilidad del sistema, al mismo tiempo que se evita la sobreincentivación de la entrada de generación con respecto a un margen de reserva o índice de cobertura eficiente. Si el nivel de capacidad

instalada en el sistema se encuentra muy por encima del nivel de demanda punta, la entrada de una nueva central de punta en el corto plazo no estaría justificada desde un punto de vista de maximización del bienestar social (8). Deben además establecerse medidas para que los generadores que reciban este pago tengan incentivos a estar disponibles en tiempo real, y especialmente cuando se produzca un fallo en las líneas de transmisión o problemas en el parque generador que pongan en peligro la fiabilidad del sistema.

En PJM, New York, New England y California, el mecanismo de compensación de capacidad se desarrolla mediante mercados semirregulados, anuales o semestrales, a través de los cuales los comercializadores o distribuidores deben adquirir capacidad de generación a partir de un margen de reserva de generación objetivo establecido por el regulador y por el operador independiente del sistema. Los precios de capacidad en estas subastas reflejan la situación existente o esperada de capacidad instalada con respecto a un índice de cobertura objetivo, si bien se hallan influenciados por otros parámetros tales como precios mínimos (9) y otras medidas encaminadas a reducir la volatilidad excesiva de los precios resultantes en el mercado de capacidad, tales como el uso de curvas de demanda de capacidad basadas en parametros regulados y la celebración de subastas de capacidad con tres años de anterioridad al suministro. En España, el actual incentivo a la inversión se basa en un precio por capacidad establecido *ex ante*, y para las centrales en régimen ordinario que entraron en funcionamiento a partir del 1 de enero de 1998 es igual a 26.000 €/MW/año (10).

En la práctica, las políticas que han llevado a imposición de precios tope (11) en el mercado eléctrico y a mecanismos de pagos de capacidad regulados han cumplido un papel necesario pero, como cualquier medida de *second best*, adolecen de impactos que merman la eficiencia dinámica del mercado. En primer lugar, llevan como resultado inmediato el que un generador deba considerar no solo variables de mercado sino además parámetros regulatorios a la hora de tomar decisiones con respecto a inversión de nueva capacidad de generación en el sistema. La incertidumbre asociada a cambios en decisiones regulatorias afecta el nivel de riesgo de las inversiones. Por otra parte, los pagos por capacidad, tanto los mecanismos que remuneran en función de un precio regulado, como los mecanismos que determinan una capacidad instalada objetivo, se basan en supuestos teóricos sobre el beneficio marginal de nueva generación en lugar de estimaciones concretas sobre el valor de reducción de la energía no suministrada a los consumidores, y por tanto son susceptibles de conllevar un mayor coste con respecto a un mercado único de energía. Por último, el mecanismo de pago por capacidad generalmente es un mecanismo suficiente para atender la demanda desde un punto de vista de planificación a largo plazo. No obstante, dada la alta penetración de energías renovables, para mantener la seguridad del sistema en tiempo real y asegurar el equilibrio entre oferta y demanda, es necesario además asegurar que existen incentivos en el corto plazo y contar con herramientas más flexibles de ajuste. La gestión de la demanda mediante señales de precio al consumidor final que reflejen los costes marginales horarios de generación es una de ellas.

III. LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL MERCADO

1. Mecanismos actuales tradicionales

El concepto de «gestión de demanda» no es nuevo. Se expande desde programas de interrumpibilidad a mecanismos de incentivos basados en precios de mercado. El mecanismo de gestión de demanda tradicionalmente disponible para los operadores de red ha sido el de contratos con grandes consumidores industriales para mantener la fiabilidad del sistema. Generalmente consisten en un compromiso por parte de estos consumidores de reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden del operador del sistema. En España estos contratos de interrumpibilidad permiten a Red Eléctrica (REE) contar con un recurso más a la hora de proteger la fiabilidad del sistema. Los consumidores pueden optar por hasta seis tipos diferentes de interrupción, dependiendo del nivel de preaviso y de la duración total máxima de la interrupción, que puede oscilar entre una hora y doce horas en total. Como requisitos para optar a este servicio los consumidores han de estar conectados en alta tensión y contratar su energía en el mercado de producción, bien de forma directa o a través de comercializador.

Existen también en otros países, como Estados Unidos, programas tradicionales de gestión directa de carga gestionados directamente por empresas distribuidoras. Mediante estos programas ciertos equipos eléctricos de consumidores domésticos, como equipos centrales de calefacción ambiental o agua, o aire acondicionado centralizado, reciben una señal

de control de la distribuidora que interrumpe el consumo, en intervalos de tiempo preestablecidos, a cambio de reducciones en la factura. En estos programas generalmente los consumidores no tienen contador horario y se utilizan análisis estadísticos basados en análisis de un subgrupo de consumidores participantes en el programa para determinar el impacto en la demanda y su compensación.

2. Programas de gestión de la demanda basados en precios de mercado

En mercados donde se han desarrollado mercados de capacidad de generación administrados por el operador del sistema, como es el caso de los mercados regionales de PJM, New York ISO, ISO New England y Midwest ISO, el operador independiente del sistema ofrece programas de «respuesta de demanda» para aquellos consumidores con contador horario. Los programas con mayor índice de participación son aquellos en los que el compromiso de reducción de demanda se encuentra ligado a una situación de emergencia en el sistema. En estos programas el operador de sistema puede ordenar a los consumidores con un mínimo de reducción de potencia (generalmente entre 100 y 500 kW) que reduzcan su demanda según parámetros preestablecidos, generalmente, hasta un nivel de potencia firme acordado con el operador de sistema. El consumidor ha de responder generalmente entre una hora y dos horas después de recibir instrucciones del operador de sistema, o de lo contrario ser penalizado (12). La compensación por reducción de demanda se basa en el precio de mercado de capacidad. Los participantes en estos programas de emergencia pueden además ofertar una reducción de energía en el mercado diario, y recibir un pago basado en el precio de energía por la demanda reducida cuando son llamados a interrumpir. Estos programas determinan un máximo de días en los que el consumidor puede ser llamado a interrumpir, generalmente diez días al año, y seis horas consecutivas de interrupción. Recientemente se han adoptado en PJM programas alternativos donde el consumidor puede ser llamado un número ilimitado de veces durante el verano, recibiendo a cambio un mayor pago por kW de demanda reducida, que reconoce su mayor valor como recurso para el sistema. Existen asimismo programas de respuesta de demanda «económica», en los cuales los consumidores reciben el precio de mercado por su reducción de demanda correspondiente a su localización física (LMP) cuando el precio excede a un nivel de precio indicado en su oferta. Estas ofertas generalmente deben indicar un precio no inferior a 50 $/MW y no superior al precio tope en el mercado, generalmente 1.000 $/MWh. Las ofertas pueden además indicar el número de horas consecutivas durante las cuales se mantendrá la reducción de demanda acordada. La figura de «agregador de demanda» es particularmente importante en estos programas, dado que permite la participación de consumidores domésticos o comerciales que no alcanzarían la potencia mínima. Estos programas de respuesta de demanda «económica» son voluntarios y por tanto no existen penalizaciones. Sin embargo, en estos casos es necesario un acuerdo con los comercializadores sobre cómo recuperar el coste de desvíos por errores en el pronóstico de reducciones de demanda con respecto a las ofertas realizadas por el comercializador en el mercado diario. En algunos casos, consumidores no sujetos a medición horaria pueden participar, pero únicamente con carácter de programa piloto.

Los consumidores que cumplen determinados requisitos pueden también participar en programas de servicios complementarios y ofrecer su capacidad de reducción instantánea de demanda en los mercados de reservas secundarias o terciarias. Estos programas requieren el uso de telemedida para habilitar la medición de la demanda y retroalimentación en intervalos de un minuto, así como comunicación directa con el operador de mercado que aseguren la recepción de instrucciones de despacho en tiempo real. Los consumidores han de ser capaces de responder a instrucciones de despacho de entre 10 y 30 minutos, en el caso de reservas, o instantáneo en el caso de servicio de regulación.

La mayoría de programas de gestión de demanda o servicios de interrumpibilidad administrados por el operador de sistema o las distribuidoras cumplen un papel importante en el mantenimiento de la seguridad del sistema, sin embargo existe controversia sobre las medidas utilizadas para calcular su compensación. La reducción de demanda se determina según un consumo de referencia, calculado generalmente en función del consumo en los cinco o diez días anteriores al momento de la interrupción en los que no hubo situaciones de emergencia. Estos métodos llevan necesariamente un margen de error y pueden dar incentivos a estrategias para incrementar el consumo de referencia de forma artificial con el fin de recibir un mayor pago por reducción de la demanda. Este tipo de estrategias son en general

difíciles de demostrar y conllevan efectos distributivos adversos, dado que la diferencia entre los pagos que estos consumidores reciben y el ahorro de costes para el sistema deben recuperase de todos los compradores en el mercado.

Por otro lado, cualquier acuerdo de interrumpibilidad conlleva un coste, dado que debe compensarse el mayor valor del servicio prestado en tiempo real, una vez se ha determinado que existe un problema de fiabilidad por el operador de sistema o de mercado. Por ello, los programas de interrumpibilidad y los programas de respuesta de demanda adoptados en España y Estados Unidos no sustituyen completamente la necesidad de una mayor elasticidad en la demanda del mercado y de expandir las opciones de gestión de demanda a consumidores residenciales y comerciales. Métodos de gestión de demanda que utilizan señales de precio y llevan a una reducción del consumo en horas punta permiten limitar el impacto de posibles incidencias en la disponibilidad de centrales de generación o líneas de transporte en tiempo real.

IV. LOS CONTADORES INTELIGENTES: OPORTUNIDADES Y RIESGOS EN SU PAPEL FACILITADOR DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

Los precios minoristas no pueden reflejar la volatilidad de los precios de mercado si los consumidores no cuentan con contadores horarios. Sin embargo, la tecnología de medición horaria será una realidad para la mayoría de consumidores eléctricos en los próximos años en Europa, EE. UU. y otros países (13).

Los contadores inteligentes permiten establecer una plataforma de comunicación capaz de cumplir los siguientes requisitos: gestión en tiempo real de la información, comunicaciones de datos bidireccionales, interacción con elementos de la red de energía y monitorización de la calidad del suministro energético. Estos contadores posibilitan expandir las opciones de interrumpibilidad y de gestión de demanda a consumidores pequeños y grandes, de forma que se minimice el impacto en la seguridad del sistema ante un posible fallo de transporte o de un error en la previsión de la demanda. Las redes inteligentes facilitan la incorporación al sistema eléctrico de nuevos equipos, incluyendo instalaciones de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y equipamientos domésticos inteligentes. Se facilita el control de potencia a distancia y se automatiza la operación de respuesta del consumo mediante equipamientos digitales tales como sensores e interruptores.

En España existe un amplio margen de cobertura de capacidad instalada por encima del 20 por 100 (14) desde el año 2008, debido principalmente a una fuerte desaceleración de la demanda. Sin embargo el concepto de la gestión de la demanda supone una herramienta fundamental como instrumento de integración de las fuentes de energía renovables, que continúan entrando en el sistema. Es posible establecer precios minoristas que envíen señales de coste horario de energía y capacidad al consumidor final, de forma que incentiven el consumo de electricidad en horas donde la demanda es inferior a la oferta de generación, así como facilitar equipos de automatización que permitan a los consumos eléctricos responder a desequilibrios en la frecuencia de redes de forma instantánea.

Las tres áreas de trabajo para diseñadores de políticas y reglas de mercado a raíz de la implementación de contadores inteligentes y telemedida en mercados europeos e internacionales son los siguientes:

— Asegurarse de que las tarifas reguladas, o tarifas de último recurso en los mercados donde el consumidor puede elegir suministrador, introduzcan señales de precio dinámicos ligados al mercado de la energía, de forma que un comercializador tenga los incentivos necesarios para ofrecer a sus consumidores opciones de reducción de demanda.

— Diseñar mecanismos regulatorios que permitan a las empresas distribuidoras ofrecer servicios de gestión de demanda para reducir problemas de carácter local en sus redes de distribución.

— Revisar las reglas de mercado para asegurar una interacción eficiente entre las comercializadoras que sirven a consumidores finales, tanto a precios de último recurso como a precios libres, y el operador de sistema, de forma que la mayor variabilidad de demanda procedente de los nuevos mecanismos de gestión de demanda o señales de precio eficiente no perjudique la fiabilidad del sistema y, al mismo tiempo, pueda ser predecible con un grado suficiente de certidumbre por los operadores de mercado y de sistema.

1. Modalidades de tarifa dinámica

Los consumidores estarán interesados en precios dinámicos si

estos se diseñan de forma que reflejen el coste marginal de generación subyacente, si no en cada hora, al menos en periodos críticos de precios de mercado elevados o situaciones de emergencia en el sistema. El coste anual de oportunidad de la capacidad de generación puede asignarse a precios por kWh basado en un análisis de probabilidad de punta, esto es, todas las horas con alta probabilidad de ser la hora punta del sistema generalmente entre 300 y 600 horas al año) (15). Los programas piloto que se han desarrollado en Estados Unidos demuestran que los consumidores son más proclives a aceptar tarifas de precios dinámicos si cuentan con la tecnología adecuada, tales como controladores de los parámetros clave de termostatos de aire acondicionado o calefacción en residencias y edificios comerciales, que el mismo consumidor pueda preprogramar. Estos equipos flexibilizan la operación del sistema y permiten dar respuestas en tiempo real ante eventuales situaciones de emergencia.

En España las tarifas de último recurso (TUR) para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada inferior o igual a 10 kW (16) incluyen, además de una tarifa sin discriminación horaria, la opción de dos periodos (punta y valle) y la opción de tres periodos (punta, valle y supervalle). El periodo de precios punta en esta opción es muy largo (diez horas) (17), lo que dificulta el desplazamiento de consumo a horas fuera de punta. Es posible establecer tarifas de mayor discriminación horaria donde el término de energía reflejo de manera más precisa las horas con mayor responsabilidad del coste marginal de capacidad y de energía, o incluso con un componente de ajustes de tarifa o precio dinámico (18). Por otro lado, idealmente las tarifas de acceso deberían proporcionar al consumidor una señal de las horas donde los precios de mercado son elevados además de estar diferenciadas geográficamente donde existen problemas de congestión en la red que podrían solucionarse con una reducción de la demanda local.

Los comercializadores tendrán incentivos a ofrecer precios indexados al precio de mercado o contratos que proporcionan un mecanismo de compensación por reducción de demanda si con ello pueden reducir el pago de capacidad con respecto a la demanda de sus consumidores, y limitar el riesgo de precios extremos en sus compras de energía en el mercado diario o intradiario. El comercializador verá reducida su contribución al pago por capacidad en la medida en que las reducciones de demanda en periodos de punta afecten su responsabilidad por el pago anual de capacidad (19). Los consumidores reaccionarán a estos incentivos si tienen la suficiente flexibilidad para modificar su consumo en esas horas, y si reciben un descuento en su factura que iguale o exceda al valor de la energía no consumida.

El precio dinámico por excelencia es el llamado *real-time pricing* (RTP) o precio en tiempo real, el cual cambia la tarifa en cada hora del día dependiendo del precio horario del mercado mayorista. Esta tarifa no es generalmente aceptada por consumidores domésticos o pequeños comerciales. Sin embargo, es posible que con las nuevas tecnologías se puedan adoptar tarifas RTP que incluyan un sistema de avisos o alertas al consumidor cuando el precio de mercado llegue a un nivel predeterminado, por ejemplo 150 €/MWh. Asimismo, es posible establecer tarifas de RTP donde el consumo base esté sujeto a precio fijo y únicamente los desvíos de energía con respecto a ese bloque de consumo se paguen según precios horarios de mercado. Por ultimo, el consumidor en tarifa RTP que acepte equipamiento de respuesta de demanda automatizada, como termostatos programables que regulen calefacción eléctrica o aire acondicionado, podrá limitar el riesgo de consumo en horas de precios altos (20).

Otro tipo de tarifa que también entra dentro de la categoría de precios dinámicos es la conocida como *critical peak pricing* (CPP), o precio de punta crítico. En esta tarifa el consumidor se enfrenta a un precio que puede llegar hasta 1 €/kWh, únicamente en periodos de emergencia en el sistema o cuando el precio excede un cierto nivel, y recibe un descuento en la tarifa por kWh en cualquier otro periodo. En la práctica existen modalidades de tarifas dinámicas que no modifican el precio en periodos críticos pero, sin embargo, proporcionan un descuento a los consumidores cuando estos son notificados de situaciones de emergencia, y este descuento está basado en una estimación del precio de mercado medio en horas punta. Esta tarifa es generalmente conocida como *Peak Time* o «descuento en hora punta». Actualmente se ofrece como opción de tarifa para consumidores residenciales y pequeños comerciales en California, y recientemente se ha adoptado como método para gestionar la demanda de consumidores de último recurso en algunas regiones de PJM (21).

En la medida en que existan pagos por capacidad exógenos al mercado, será necesario que los precios finales dinámicos o los

programas de gestión de la demanda incorporen el precio de incentivo a la inversión que un comercializador debería afrontar en concepto de pago de capacidad de no contar con ese servicio de reducción de demanda. Es imprescindible tener en cuenta las limitaciones que puedan existir, tales como el número máximo de veces que puede invocarse un evento crítico bajo estas tarifas y la duración de dicho evento crítico.

2. Previsión de demanda sensible al precio de mercado

Idealmente, la previsión de respuesta de los consumidores sujetos a señales de precios variables debería ser transmitida al operador de mercado en el proceso de presentación de ofertas para una mayor eficiencia en el despacho de unidades de generación. La existencia de contadores horarios hace posible el poder medir directamente la demanda de cada consumidor y por tanto facilita el acumular suficiente evidencia estadística para pronosticar demandas horarias de consumidores residenciales, que hasta ahora se realizaba a partir de modelos de perfil (22). A medida que los consumidores finales vayan aceptando tarifas dinámicas o contratos de electricidad indexados al precio horario de mercado puede diseñarse un proceso formal por el cual los comercializadores pueden ofertar un rango de demandas para distintos niveles de precio, tanto en el mercado diario como en cada uno de los mercados horarios anteriores al despacho. Una vez implementado este mecanismo, el organismo regulador podría considerar un incremento gradual del precio tope de mercado para permitir al precio final aproximar el coste de energía no suministrada «CENS» en situaciones deficitarias de reservas. El valor del CENS (23) varía según tipo de consumidor, pero generalmente tiende a estar por encima de los 2.000 €/MWh (24).

V. CONCLUSIONES

La práctica ausencia de elasticidad de la demanda en los mercados eléctricos conlleva implicaciones fundamentales para el diseño de las reglas de mercado, dado que se deben adoptar medidas regulatorias, incluyendo la imposición de precios máximos en las ofertas de mercado, tanto de generación como de demanda. Medidas de este tipo, pese a ser muy comunes en los países que han reestructurado su sector de energía, limitan la provisión de incentivos para la gestión de demanda final. En la medida en que los contadores inteligentes y los sistemas de telemedida se adopten de manera universal, deben explorarse nuevas medidas para asegurar que el mercado de energía es capaz de recuperar su papel como transmisor de una señal de precio eficiente en todas las horas, incluyendo las horas de demanda punta y así facilitar mejores incentivos a la disponibilidad de recursos y optimación de la demanda. Una modificación de las reglas de mercado de este tipo puede requerir cambios en el proceso de determinación de precio, en el mercado mayorista, idealmente reflejando diferencias de coste marginal de generación geográficas donde exista congestión en las redes de transporte, así como el establecimiento de mecanismos para asegurar que las empresas que proporcionan el servicio de gestión de demanda reciben un pago adecuado al valor de la reducción de demanda. Es necesario establecer un periodo de transición hasta que tanto el operador de sistema como las empresas comercializadoras y las distribuidoras hayan adquirido suficiente experiencia y confianza en su habilidad para pronosticar cambios en la demanda inducidos por precios que varian por horizonte temporal. Con un plan de compensación que involucre a todos los agentes del mercado será posible continuar avanzando en mejorar el diseño de los mercados de electricidad y finalmente reducir los costes de suministro sin comprometer la seguridad del sistema.

NOTAS

(*) Las opiniones expresadas en este artículo son enteramente del autor y no representan necesariamente la posición global de NERA Economic Consulting.

(1) En el caso de mercados donde el consumidor tiene libertad de elección de suministrador, la tarifa de generación viene dada por el precio fijado libremente entre el comercializador y el consumidor, excepto en el caso de consumidores que puedan acogerse a una tarifa regulada de último recurso. Todos los consumidores deben, además, pagar una tarifa de acceso o «peaje» que repercute costes de transporte, y distribución, además de otros costes como costes asociados con apoyo a programas de eficiencia energética o primas a las energías renovables.

(2) En el caso de las tarifas de acceso en España, se incluyen subvenciones a determinadas energías renovables, además de otros costes relacionados con programas de apoyo a sectores no eléctricos, que afectan al termino tanto de energía como de potencia.

(3) El mercado de producción incluye un mercado diario, operado por OMIE, donde se negocia más del 80 por 100 de la energía eléctrica total consumida. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los comercializadores no residentes registrados como vendedores. Existen, además, mercados intradiarios donde los agentes pueden ofertar ajustes con respecto a las ofertas presentadas en el mercado diario. Tanto en el mercado diario como en el intradiario pueden acudir como demandantes los comercializadores de último recurso, así como los comercializadores residentes y no residentes, y consumidores directos, que tengan la condición de agentes del mercado.

(4) Una vez celebrado el mercado diario, el operador de mercado debe solucionar restricciones técnicas y determinar el programa

viable de forma acorde, así como incorporar los servicios complementarios de banda de regulación. Tras cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador de sistema realiza además la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

(5) Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

(6) En un mercado de precios nodales existen más oportunidades de reflejar señales de escasez de capacidad en ciertas áreas, especialmente en las llamadas *load pockets*, donde existen problemas para importar electricidad de otras áreas. Estas áreas son especialmente sensibles al potencial uso de poder de mercado del generador local y por tanto generalmente se imponen limitaciones al precio en las ofertas de generación.

(7) En este caso, el precio de mercado refleja un promedio de los costes marginales de generación en el sistema, y las centrales locales que son llamadas a generar para resolver un problema de congestión son compensadas mediante un pago adicional por restricciones de transporte que no entra en la formación del precio marginal.

(8) Por ejemplo, suponiendo que una nueva central de punta cuyo coste anualizado de inversión fuera de 70.000 €/MW y que funcionara solo 10 horas al año, el precio de mercado debería estar en torno a los 7.000 €/MWh como promedio anual en esas horas para que la central pudiese recuperar sus costes fijos. Esta situación podría esperarse de un sistema en equilibrio. Sin embargo, cuando el nivel de reserva de capacidad es superior al eficiente, el beneficio marginal para los consumidores de la entrada en el mercado de una nueva unidad de generación será inferior al coste de inversión anual de esa nueva unidad y, por tanto, la entrada de una nueva central de punta no estaría justificada desde un punto de vista de maximización del bienestar social.

(9) Los precios mínimos de oferta principalmente evitan el ejercicio de poder de mercado de comercializadoras que cuenten con contratos bilaterales de capacidad y puedan ofrecer estos recursos al sistema a precios bajos, distorsionando la competencia en el mercado.

(10) Los nuevos generadores perciben este pago durante los diez primeros años desde la entrada en servicio de la instalación.

(11) Especialmente en horas con restricciones de transporte, en ausencia de precios máximos, el generador despachado en el margen podría ofertar un precio muy por encima de su coste de oportunidad.

(12) Estos programas generalmente requirieren transmisión de información de carga al operador de sistema en intervalos de cinco minutos, vía internet.

(13) En España la normativa vigente obliga a que los nuevos contadores domésticos de potencia igual o inferior a 15 kW dispongan de discriminación horaria y capacidad de telegestión y telemedida. Asimismo, las empresas están obligadas a acometer un plan de sustitución de todos los equipos ya instalados por contadores electrónicos antes de 2018.

(14) De acuerdo al informe de Red Eléctrica, la potencia instalada en régimen ordinario en el año 2011 era de 64 GW, mientras que la demanda máxima ese mismo año fue de 43,8 GW, con lo que el margen de cobertura se situaba actualmente en torno al 40 por 100.

(15) Es importante que en estas tarifas los periodos de punta o «críticos» estén correctamente definidos. Periodos críticos ineficientemente largos dificultan la capacidad del consumidor de desplazar consumo a horas fuera de punta.

(16) Estas tarifas se fijaron en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y modificaciones posteriores.

(17) Este periodo cubre las horas 13 a la 23.

(18) El coste marginal de capacidad puede alternativamente reflejarse mediante el término de potencia (kW), si bien éste debería aplicarse únicamente a la demanda en periodos de horas punta.

(19) Idealmente, los pagos por capacidad deberían estar diferenciados por periodo horario, de forma que los consumos en horas punta del sistema contribuyan más al pago por capacidad.

(20) En países donde la demanda punta ocurre en el verano, el gran potencial para la reducción de la demanda reside en el control de aparatos de aire acondicionado. En España hay una menor penetración de aire acondicionado eléctrico, no obstante existe un alto potencial para limitar el crecimiento de la demanda punta en el sector residencial.

(21) Baltimore Gas & Electric ha adoptado recientemente una tarifa de descuento «crítico» para consumidores de último recurso basado en precios históricos de mercado de la energía en horas punta y en las subastas de capacidad administradas por PJM.

(22) En el periodo de transición, hasta que todos los consumidores tengan contador horario o inteligente, será posible mejorar los perfiles de demanda con fines de utilización en ciertos programas de gestión de demanda.

(23) Este término se conoce también como «VOLL» (Value of Lost Load) y representa el coste de oportunidad que supone para el consumidor la interrupción o reducción de su consumo eléctrico de energía firme.

(24) Los resultados de estimaciones de VOLL en un país no son necesariamente transferibles a otro. Sin embargo, la mayoría de los estudios realizados internacionalmente coinciden en rangos de VOLL que pueden variar entre 2.500 $/MWh para los consumidores domésticos hasta 25.000 $/MWh para consumidores comerciales, o alrededor de 50.000 $/MWh para grandes consumidores industriales. Véase, por ejemplo, el informe del Operador de Mercado Australiano (AEMO), «National Value of Customer Reliability».

LAS POLÍTICAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO: DIMENSIONES, CUANTIFICACIÓN Y APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL

Laura RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ
Javier GARCÍA-VERDUGO SALES
UNED

Resumen

Este artículo realiza un análisis causal de las dimensiones de la seguridad de abastecimiento energético y analiza a partir de ellas las políticas de seguridad de abastecimiento aplicadas en España en la última década. Posteriormente se ha elaborado un indicador sintético (IPSE) para cuantificar la seguridad de abastecimiento energético y sus componentes. Tanto el análisis previo como el indicador confirman que España debe insistir en las políticas dirigidas a impulsar la eficiencia energética, la diversificación de orígenes de las importaciones y la reducción de la dependencia energética exterior por medio de las energías renovables para mejorar su seguridad de abastecimiento energético.

Palabras clave: seguridad energética, seguridad de abastecimiento energético, política energética, España, Unión Europea.

Abstract

This paper derives the causal dimensions of the security of energy supply and applies them to analyze energy supply security policies in Spain during the last decade. Then a composite indicator (IPSE) is designed to quantitatively assess the level of energy supply security and its components. Both the conceptual analysis and the study of the IPSE confirm that Spain ought to insist on policies aimed at boosting energy efficiency, at diversifying the origin of energy imports and at reducing energy dependence through renewable energy sources in order to improve its energy supply security.

Key words: energy security, energy supply security, energy policy, Spain, European Union.

JEL classification: F59, N74, Q48.

I. ANÁLISIS CONCEPTUAL DE LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

UNO de los principales objetivos que persigue la política energética en la actualidad es garantizar la seguridad de abastecimiento junto con la mejora de la competitividad y la protección del medio ambiente. Esta política se debe basar en una visión a corto, medio y, especialmente en este caso, largo plazo.

Llegar a una definición única de seguridad de abastecimiento es una tarea complicada debido al carácter multidimensional del concepto, ya que comprende aspectos técnicos, económicos, sociales, medioambientales y geopolíticos (Escribano y García-Verdugo, 2011: 26).

A la hora de analizar el concepto de seguridad de abastecimiento interesa distinguir entre la seguridad energética desde el punto de vista de los consumidores (en este caso denominada seguridad de suministro, como es el caso de España) y la seguridad energética según los productores (también llamada seguridad de demanda) (Isbell, 2008: 2). Cuando nos referimos a la seguridad que perciben los consumidores, el análisis se centra principalmente en las cantidades disponibles, en el precio y en la evolución de ambos; en concreto, se hace referencia a que el precio no experimente incrementos que sean perjudiciales para los agentes. Desde el lado de los productores, la cuestión se centra en los ingresos y en la necesidad de percibir unos niveles suficientes de ingresos que sean capaces de un desarrollo económico sostenido en el tiempo.

La seguridad energética relevante para los países importadores, y por lo tanto para los de la UE-27 y para España, es la seguridad de abastecimiento. Han sido muchas las propuestas de expertos y de organismos internacionales —entre ellos la Comisión Europea— tratando de alcanzar una explicación clara de este concepto.

La literatura se encuentra dividida entre los autores que conciben la seguridad de abastecimiento desde una perspectiva económica (European Commission, 1994 y 2000; PNUD, 2000; IEA, 2001 y 2007) y los que lo hacen desde un punto de vista político y estratégico (Barton *et al.*, 2004: Escribano, 2006; Yergin, 2006; Noël, 2008; Isbell, 2008; Escribano y García-Verdugo, 2011). La mayoría de los economistas critican la seguridad energética porque consideran que es un concepto vago (Noël, 2008); por otro, los analistas políticos consideran que el incremento del nacionalismo en recursos energéticos y la politiza-

ción de la gestión de la energía por parte de los países exportadores han convertido a la seguridad energética en el tema central en las agendas políticas. Por ejemplo, algunos opinan que para alcanzar la seguridad energética es necesaria la cooperación internacional, la intervención de los gobiernos y el control militar (Yergin, 2006). Las dos perspectivas son necesarias, la económica y la política: son dos caras de la misma moneda que se complementan. Muchos autores critican el concepto de seguridad de abastecimiento por considerar que carecía de la necesaria concreción para ser operativo en la toma de decisiones. A pesar de todo, se ha convertido en uno de los principales objetivos —si no el principal— que persiguen la mayoría de los países en materia energética, por lo que sigue siendo necesario llegar a una definición operativa.

Todas las definiciones examinadas coinciden en tres aspectos fundamentales de la seguridad de abastecimiento: las cantidades energéticas deben ser adecuadas para el desarrollo de la actividad económica, el suministro ha de realizarse sin interrupciones y los precios energéticos deben ser asequibles (Marín *et al.*, 2010). Las dos primeras características están relacionadas con aspectos puramente físicos (cantidad y suministro), mientras que la última hace referencia a los precios.

El componente de la seguridad de abastecimiento que hace referencia a los precios no se considera en este artículo porque está estrechamente relacionado con las interrupciones de suministro. Como los productos energéticos se comportan según la ley de la oferta y la demanda, las variaciones reales, probables o esperadas en las cantidades de productos energéticos suministradas se traducirán necesariamente en fluctuaciones en el precio de esos productos (Escribano y García-Verdugo, 2011: 27-28).

Algunas definiciones de la seguridad de abastecimiento (véase, por ejemplo, European Commission, 2000) incluyen la preocupación por el medio ambiente como un factor más. En este artículo ambos objetivos —seguridad de abastecimiento y cuidado del medio ambiente— se tratarán como independientes porque entre ellos existe una relación ambigua que está lejos de ser siempre de complementariedad (Escribano y García-Verdugo, 2011). Al no existir un signo claro en el efecto neto que las energías renovables producen sobre la seguridad de abastecimiento, no se incluirá el objetivo medioambiental en el concepto de seguridad de abastecimiento ni en la propuesta de las dimensiones que lo componen, sino que se tendrá en cuenta como una restricción que afecta a las políticas de seguridad energética de los países miembros de la UE.

II. DIMENSIONES DE LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

La seguridad de abastecimiento energético depende directamente de la presencia de riesgos energéticos y de su impacto efectivo, por lo que estos pueden utilizarse para identificar las dimensiones de la seguridad de abastecimiento. En la literatura científica se han propuesto diversas clasificaciones de los riesgos energéticos, como por ejemplo las que se basan en el horizonte temporal (IEA, 1995; Stern, 2002) o en las diferentes definiciones del concepto (European Commission, 2000: 64-65; Riley, 2006; Van der Linde, 2000: 67-80; Shleifer y Vishny, 1998: 81-89; CIEP, 2004: 37; Checchi *et al.*, 2009; Doukas *et al.*, 2011).

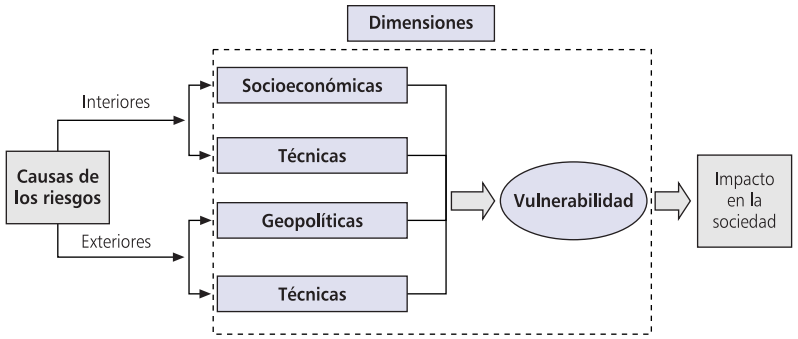
En este trabajo se ha preferido hacer una nueva propuesta a partir de la taxonomía causal del riesgo energético de García-Verdugo y San Martín (2011: 124). De esta forma se clasifican las dimensiones a partir de los riesgos y no directamente a partir del concepto de seguridad energética. Nuestra propuesta de las dimensiones que forman parte de la seguridad de abastecimiento se resume esquemáticamente en el gráfico 1.

Las causas externas (con origen fuera del país) que influyen en la seguridad de abastecimiento del país importador de energía son las que se derivan de la situación de los países exportadores y de tránsito. En cambio, las causas internas (proceden de dentro del país) son las relativas a la situación del país importador.

En la relación existente entre el país exportador, de tránsito e importador se pone de manifiesto la utilidad del innovador concepto de *corredor energético*. En este artículo se considera a los corredores energéticos como el sistema de conexiones compuesto por todos los países que participan en la extracción, procesamiento, manipulación y transporte de cada fuente energética desde su punto de origen a las fronteras del país importador (Escribano y García-Verdugo, 2011: 27).

Con el fin de simplificar el análisis, este artículo se va a centrar en los países desarrollados, como es el caso de España, y por esta razón no es necesario acometer el análisis detallado de la dimensión interna de la seguridad energética del país importador. Como se ha admitido, esto no deja de ser

GRÁFICO 1
DIMENSIONES DE LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO



Fuente: Elaboración propia.

una simplificación útil, pero es válida porque la importancia relativa de la dimensión exterior es mucho mayor. Cuando se estudian las causas de carácter socioeconómico que influyen en su seguridad de aprovisionamiento desde fuera del país importador es más correcto referirse a esta dimensión como geopolítica, más que socioeconómica (1).

A continuación está la dimensión técnica, que puede estudiarse también desde una perspectiva interna y externa según se refiera a la situación de las infraestructuras energéticas de producción, transporte y consumo dentro o fuera del país importador. La dimensión técnica está formada por varios tipos de factores que son las causas que pueden provocar un mal funcionamiento de las infraestructuras energéticas. Este tipo de acciones son más probables cuando existe conflictividad política o social (García-Verdugo y San Martín, 2011: 126).

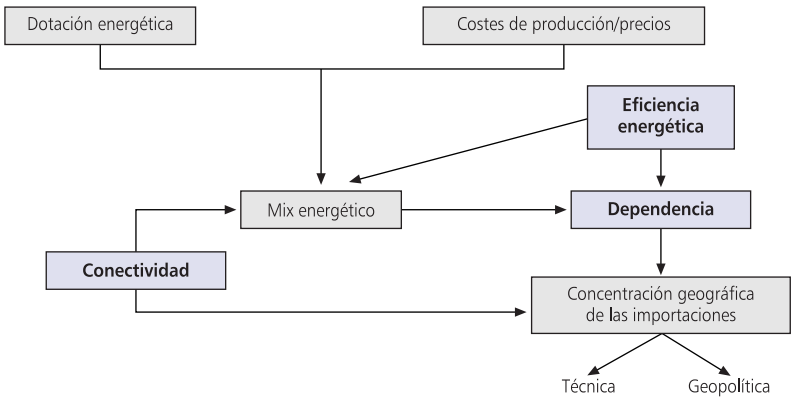
Existen motivos de peso para aceptar que la dimensión técnica de la seguridad energética es mucho menos significativa que la dimensión socioeconómica a la hora de determinar la seguridad de abastecimiento energético. Los resultados más concluyentes fueron obtenidos en el marco del Proyecto REACCESS (*Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe's Supply Security*) (2), del VII Programa Marco de la Comisión Europea (3). Sorprendentemente, los resultados de las distintas simulaciones realizadas coincidían en mostrar que la influencia relativa del riesgo técnico en el resultado final era insignificante en comparación con el riesgo geopolítico. Asumiendo estos resultados, parece recomendable eliminar de nuestro análisis la dimensión técnica de la seguridad de abastecimiento energético porque el esfuerzo computacional se ve considerablemente reducido mientras que las conclusiones de nuestro análisis no deberían verse afectadas.

Las dos dimensiones anteriores —geopolítica y técnica— se relacionan directamente con los riesgos denominados «primarios» por García-Verdugo y San Martín (2011) y relacionados con las causas del riesgo energético. Sin embargo, es necesario incluir una tercera dimensión que denominaremos «vulnerabilidad». Como hemos indicado anteriormente, esta dimensión no pertenece propiamente al nivel de los riesgos energéticos primarios, sino que se trata de una característica del sistema económico que depende de un buen número de variables. La vulnerabilidad determina el impacto que los problemas de abastecimiento energético tienen sobre la economía y la sociedad en su conjunto. Las variables que nos permiten explicar la vulnerabilidad son muy diversas, aunque entre ellas puede citarse la existencia de conexiones internacionales para la importación de fuentes energéticas, el nivel de autosuficiencia en la producción de energía y el grado de diversificación tanto de las fuentes de energía primaria como de los orígenes geográficos de las importaciones.

La vulnerabilidad es la capacidad de minimizar el impacto sobre la economía y la sociedad de un posible corte de suministro (Avedillo y Muñoz, 2007: 44), o, dicho de otra forma, la incapacidad de un sistema de adaptarse a una situación adversa (Gnansounou, 2008: 3735). Cuanto menor vulnerabilidad tenga un país, mayor será la seguridad de abastecimiento energético.

Es necesario hacer una distinción entre la vulnerabilidad a corto y a largo plazo, según se trate de problemas puntuales de abastecimiento energético que se resuelven en un tiempo relativamente corto o de dificultades más estructurales que no se pueden solucionar inmediatamente. En este artículo, nos centraremos en la vulnerabilidad a largo plazo, que es la que realmente influye en el nivel de seguridad de abastecimiento energético de un país. En el gráfico 2 se recoge la estruc-

GRÁFICO 2
VARIABLES QUE DETERMINAN LA VULNERABILIDAD ENERGÉTICA A LARGO PLAZO



Fuente: Elaboración propia.

tura de las principales variables que forman parte de la vulnerabilidad energética a largo plazo y que nos servirán, en el siguiente apartado, para definir las políticas de seguridad de abastecimiento relacionadas con ellas.

La vulnerabilidad energética de un país está estrechamente relacionada con su estructura de consumo de energía primaria (*energy mix*). Como se afirmó anteriormente, la diversificación de las fuentes de energía reduce la vulnerabilidad de un país. Pero el *mix* energético no es una decisión arbitraria de cada gobierno: depende directamente de la dotación energética del país, por un lado, y de los costes de producción de energía y de los precios de las diferentes fuentes de energía, por el otro, a lo que hay que añadir el grado de eficiencia energética de la economía. Estos tres grupos de variables determinan la producción doméstica óptima y, en conjunción con la demanda, la cantidad que será necesario importar de las distintas fuentes energéticas. El *energy mix* es por tanto una compleja decisión política sometida a varias restricciones, entre las cuales también se encuentran a corto plazo el número y capacidad de las conexiones existentes de un país con los exportadores de energía.

Sin embargo, a largo plazo el grado de conexión de un país también depende en cierta medida de las decisiones políticas. Además estas conexiones condicionan en cierta medida la capacidad para la diversificación geográfica de las importaciones, al menos por lo que se refiere a los corredores terrestres. Cuanto mayor sea el grado de concentración geográfica de las importaciones de un país, más vulnerable será, y viceversa. Por otra parte, el grado de concentración geográfica de los orígenes de las importaciones energéticas es determinante para el engranaje de las dimensiones técnica y geopolítica de la seguridad energética con el riesgo energético efectivamente soportado por el resto de la economía.

El *energy mix* determina a su vez el grado de dependencia energética de un país respecto de las importaciones, porque se verá obligado a importar todas las necesidades energéticas que no puedan satisfacerse con la producción doméstica. La vulnerabilidad energética a largo plazo aumenta con la dependencia energética exterior. Por eso, cuando las políticas energéticas asumen la seguridad de abastecimiento como criterio fundamental de decisión, la dirección de la causalidad se invierte, y es el grado de dependencia exterior considerado como aceptable el que determina en cierta medida el *energy mix* que finalmente propone el gobierno a la economía del país como objetivo a largo plazo.

De una forma más resumida, las tres variables centrales que se van a tener en cuenta en relación con la vulnerabilidad en el largo plazo son:

— La dependencia energética del exterior. Indica el grado de control sobre las fuentes de suministro de energía. Cuanto más independiente sea un país, mayor grado de seguridad energética tendrá. A la hora de analizar la dependencia energética es importante distinguir la dependencia energética total de las diferentes fuentes energéticas y de determinados proveedores. También, hay que tener presente la mayor o menor dependencia de unos determinados orígenes geográficos para la importación de energía.

— La eficiencia energética. Existen diferentes enfoques a la hora de definirla, pero todos tienen en común que relacionan los bienes y servicios producidos o consumidos, y la mayor o menor energía necesaria para obtener esos bienes o servicios (véase IEA, 2009: 2; European Commission, 2005: 41). De todas formas, pue-

de afirmarse de manera más general que dentro del epígrafe de eficiencia energética también habría que englobar cualquier reducción del consumo de energía que no implique una disminución de la calidad de vida, lo que supone tener en cuenta también el ahorro energético. La eficiencia energética es prioritaria para conseguir la sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento.

— La conectividad a largo plazo. Se refiere a la cantidad y capacidad de las conexiones de un país con los países exportadores, es decir, el número de corredores energéticos que llegan a cada país. Cuanto menos conectado esté un país, como sucede con las denominadas «islas energéticas», menor grado de seguridad de abastecimiento tendrá.

III. POLÍTICAS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO: EL CASO DE ESPAÑA

A pesar del deseo de crear una política energética común en la UE, la realidad es que son las políticas energéticas nacionales de cada Estado las que por el momento tienen prioridad. Por un lado, el Tratado de Lisboa (2007) mantuvo el derecho de los Estados a determinar el *mix* energético que deseen, sin que la UE interfiriera en estas preferencias (Escribano, 2012: 7). Por otro lado, los intentos de desarrollar una política energética comunitaria se han encontrado con una considerable inercia, cuando no oposición, por parte de algunos países que han preferido defender bilateralmente sus intereses nacionales.

Por esta razón se ha visto más conveniente analizar desde el enfoque teórico planteado en los apartados anteriores la política energética en materia de seguridad de suministro de un país concreto, en este caso de España.

El panorama energético español de los últimos años se ha caracterizado por el fuerte crecimiento de la demanda energética (consecuencia de nuestro crecimiento económico), la gran dependencia energética exterior con respecto a la media de la UE-27 y el aumento de las energías de origen renovable en el *mix* energético, especialmente de la energía eólica y solar.

Entre el año 2000 y 2010 el consumo de energía primaria en España aumentó un 16 por 100. En el cuadro n.º 1 se puede observar cómo se ha pasado de un *mix* energético dominado por el petróleo en el año 2000, con una participación de más del 54 por 100 en el total, a una estructura de consumo más diversificada en 2010, con un incremento en ese periodo del peso del gas de casi un 9 por 100, y de las energías renovables en más de un 8 por 100, consecuencia de la apuesta del Gobierno español en los últimos años por este tipo de tecnologías.

El peso de los combustibles fósiles ha disminuido en este periodo por el significativo descenso en el consumo del carbón y del incremento de las renovables. La participación de estos combustibles en la estructura de consumo ha pasado de un 83 por 100 en el año 2000 al 76 por 100 en 2010. Esta estructura del *mix* se debe a la falta de recursos fósiles autóctonos, ya que la dependencia española de fuentes energéticas exteriores es de aproximadamente el 77 por 100, por encima de la media de los países de la UE-27, que se encuentra en un 53 por 100 (ver gráfico 3).

España cuenta con una ventaja en cuanto al aprovisionamiento energético, por medio de la diversificación de orígenes y de fuentes, que se basa en su alta capacidad para importar Gas Natural Licuado (GNL). Es el tercer importador mundial de GNL tras Japón y Corea del Sur, e importa un 36 por 100 del GNL de la UE (BP, 2011), lo que favoreció la sustitución de parte del gas argelino en GNL por otros suministradores del norte de África (Libia, Egipto), el golfo Pérsico (Omán, Catar) y el Caribe (Trinidad y Tobago).

Por otro lado, hay que destacar el compromiso de España con el cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto (4), lo que ha obligado a los sucesivos gobiernos a emprender actuaciones para garantizar la sostenibilidad y la seguridad de abastecimiento energético, actuaciones que al mismo tiempo repercutirán necesaria-

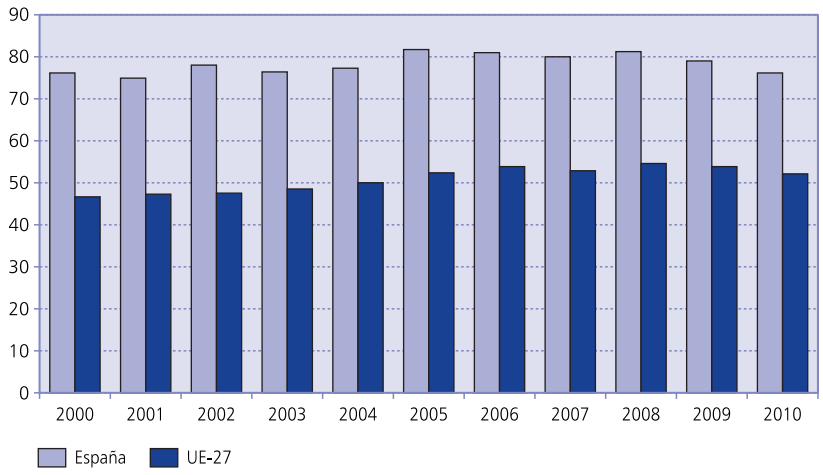
CUADRO N.º 1

CONSUMO POR FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

	2000		*2010*		*Δ2010-2000 (%)*
	Mt	*Peso (%)*	*Mt*	*Peso (%)*	
Petróleo	70,0	54,2	74,5	49,8	6,4
Gas Natural	15,2	11,8	31,0	20,7	104,0
Carbón	21,6	16,7	8,3	5,5	−61,7
Nuclear	14,1	10,9	13,9	9,3	−1,1
Renovables	8,3	6,4	22,0	14,7	165,2
Total	129,2	100,0	149,7	100,0	15,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de BP (2002 y 2011).

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA DE ESPAÑA Y LA UE-27, 2000-2010



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsien020&plugin=1, 10 de marzo de 2012.

mente en la estructura del *mix* del país. Los objetivos medioambientales deben considerarse como restricciones de la seguridad de suministro porque disminuyen la dependencia energética pero aumentan la vulnerabilidad del aprovisionamiento eléctrico debido a factores meteorológicos. En España, la sustitución del gas y del petróleo por energías renovables se considera una estrategia que sirve para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y aumentar la seguridad energética (5). En este sentido, disminuye la dependencia de combustibles con reservas limitadas y de zonas geográficas con elevado riesgo geopolítico, sin tener en cuenta el posible incremento que se produce en la vulnerabilidad energética al ser consideradas fuentes de generación intermitentes.

El proceso de sustitución del carbón es diferente; desde el punto de vista de seguridad de abastecimiento energético es una fuente que puede resultar útil, pero desde la perspectiva medioambiental un uso más intenso de carbón no permitiría alcanzar los objetivos de reducción de GEI.

Otra alternativa que debería considerarse para mejorar simultáneamente la seguridad de abastecimiento y los objetivos medioambientales es la energía nuclear, pero la situación del debate nuclear en España entre los políticos y en el seno de la opinión pública, junto con el largo periodo de maduración de estas inversiones, hace que, de momento, convenga descartar esta opción en el corto y medio plazo.

1. La política española de seguridad de abastecimiento energético orientada a la dimensión geopolítica

La política energética de España ha estado estrechamente relacionada con los objetivos comunes de la UE de competitividad, sostenibilidad y seguridad de suministro. En esta ocasión nos centraremos en las medidas dirigidas a aumentar la seguridad de abastecimiento y, en concreto en este apartado, las que ayudan a reducir el riesgo geopolítico derivado de las importaciones de petróleo, gas y carbón.

España es el país más diversificado de la UE-27, tanto en las importaciones de petróleo como en las de gas, con las tasas de concentración más bajas en 2010, del 16,2 y el 28,5 por 100, respectivamente. En el cuadro n.º 2 se observa que España cuenta con un número más reducido de proveedores en el suministro de gas que en el petróleo, siendo la oferta más diversificada en este último, con diversos proveedores como Rusia, Irán, Arabia Saudí y Libia con importancia muy parecida. En el caso del gas destaca Argelia como principal país suministrador, y a continuación Nigeria, Catar y Noruega.

Los principales países que exportan petróleo y gas a España se caracterizan por tener niveles significativos de riesgo geopolítico. Por esta razón España ha procurado diversificar los orígenes de sus importaciones energéticas con países que presentan menores niveles de riesgo geopolítico, como Noruega, Italia, Reino Unido o Estados Unidos.

Por otro lado, para mejorar la dimensión geopolítica de su seguridad de abastecimiento energético, los Estados miembros suelen recurrir a acuerdos bilaterales con los países productores y de tránsito, teniendo muy presente la política exterior (Youngs, 2007), y España no ha sido una excepción: tiene acuerdos bilaterales y contratos de abasteci-

CUADRO N.º 2

ORÍGENES GEOGRÁFICOS DE LAS IMPORTACIONES ESPAÑOLAS DE PETRÓLEO Y GAS, 2010

	Importaciones petróleo (%)		*Importaciones gas (%)*
Rusia	15,4	Argelia	37,4
Irán	9,7	Nigeria	18,7
Arabia Saudí	9,4	Catar	13,8
Libia	9,2	Noruega	9,2
Nigeria	7,8	Trinidad y Tobago	7,5
Italia	7,5	Egipto	6,1
México	6,5	Perú	1,4
Argelia	3,6	Libia	1,1
Holanda	2,4	Otros	4,7
Estados Unidos	2,3		
Guinea Ecuatorial	2,1		
Venezuela	1,7		
Reino Unido	1,6		
Otros	20,7		

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ONU COMTRADE, http://comtrade.un.org/db/mr/rfCommoditiesList.aspx?px=S3&cc=33 (02/04/2012).

miento a largo plazo con la mayoría de sus proveedores, como Argelia, Egipto, Rusia, Noruega, etcétera.

La alta dependencia y vulnerabilidad en el abastecimiento energético que caracterizan a España han llevado a que trate de potenciar la ayuda mutua con otros miembros de la UE, en el marco de los mecanismos comunitarios de solidaridad energética desarrollados en los últimos años para hacer frente a las amenazas de la interrupción del suministro (Pérez y Váquer, 2008).

2. La política española de seguridad de abastecimiento energético orientada a la reducción de la vulnerabilidad

Este subapartado se estructura en torno al esquema utilizado para analizar esta dimensión en el apartado anterior desde un punto de vista teórico. Para ello se realizará un recorrido de las principales medidas: la reducción del consumo, la reducción de la dependencia y el aumento de la conectividad.

2.1. *Reducción del consumo a partir del impulso del ahorro y de la eficiencia energética*

En los últimos años han existido numerosos planes basados en el ahorro y la eficiencia energética con el objetivo de reducir el consumo. En noviembre de 2003, el Consejo de Ministros aprobó la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España* (conocida como E-4) para el periodo 2004-2012. La *Estrategia* estimaba unos ahorros energéticos para dicho periodo de más de 12.800 millones de euros, equivalentes al crudo importado actualmente en un año. La E-4 ha contado con informes favorables de la Comisión Nacional de la Energía y del Instituto Nacional de Consumo.

Posteriormente, en julio de 2005, el Consejo de Ministros aprobó el *Plan de Acción de 2005-2008 de Ahorro y Eficiencia Energética de España* (PAE4), y más adelante se firmó otro *Plan de Acción* para los años 2007-2013. Las medidas principales de estos planes se desarrollan en el sector industrial, transporte, edificación, servicios públicos, equipamiento residencial y ofimática, servicios públicos y transformación de energía. Estos planes señalan que uno de los objetivos prioritarios para una economía es la reducción de la intensidad energética. Esta estrategia se basa en tres motivos básicos: reducir la elevada dependencia energética que tiene España con el exterior, reducir la elevada demanda de energía y reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera.

2.2. *Reducción de la dependencia: producción autóctona*

En el análisis de la estructura de consumo de energía primaria en España se puso de manifiesto la inexistencia de producción autóctona de hidrocarburos. Esto deja a España a expensas del posible desarrollo de la energía nuclear y de las energías renovables como posibles alternativas a los combustibles fósiles. La oposición de España a desarrollar la energía nuclear como alternativa a los combustibles fósiles ha quedado clara en el apartado anterior, por lo que en este punto nos centraremos en las renovables.

España se ha convertido en uno de los países que más apoyan la implantación de políticas orientadas a una menor dependencia del exterior y al cumplimiento de los acuerdos internaciones en materia de emisiones. El Gobierno español aprobó un nuevo *Plan de Acción Nacional de Energías*

Renovables 2011-2020 (Paner), que revisa y continúa las medidas incluidas en el *Plan de Energías Renovables* 2005-2010 (PER). Con el fin de alcanzar los objetivos comunitarios propuestos en la Directiva 2009/28/CE, España ha establecido como objetivo final el 20,8 por 100 de la participación de las energías renovables en el consumo final de energía primaria para el año. También se ha fijado en un 10 por 100 el objetivo de participación de los biocombustibles en el sector del transporte, y en un 38,1 por 100 el objetivo de generación bruta de electricidad mediante energías renovables.

2.3. *Aumento de la conectividad*

España, dado su bajo nivel de interconexiones de gas y electricidad con el resto de Europa, es considerada una «isla energética» en el entorno internacional (Fernández y Xiberta, 2007: 5118). Este aislamiento acentúa el problema de la dependencia energética exterior, que, como ya se ha comentado, supera la media de la UE-27. El nivel de dependencia española está próximo al de países del sur de Europa, como Grecia y Portugal, a la de algunas islas, como Irlanda, Chipre y Malta, y a la de pequeños países sin grandes recursos energéticos, como Luxemburgo y Bélgica.

Para aumentar la conectividad española se están desarrollando proyectos de diversa índole tanto de gas como de electricidad (European Commission, 2011: 38-40). En cuanto a las redes de gas, España ha logrado que la Comisión Europea se interese por la conexión con Argelia y el resto de África a través del gasoducto Medgaz (el gasoducto marino conecta el noroeste argelino con Almería y el transahariano unirá Nigeria con Argelia). También España ampliará los gasoductos Irún-Biriatou (Guipúzcoa) y Larrau (Navarra) para aumentar su conexión con Francia. Además, se están desarrollando nuevas capacidades de interconexión a partir del Midcat que conectará Cataluña y Francia (CNE, 2009: 139). Así, España puede convertirse en un país clave en el tránsito energético de gas hacia Europa desde el sur del Mediterráneo.

A mediados de 2007 se puso en marcha la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (Mibel), que persigue la integración de los mercados de España y Portugal para garantizar la competencia e incrementar la seguridad de abastecimiento. También existe un proyecto similar para la creación de un Mercado Ibérico del Gas Natural (Mibgas) entre España y Portugal. Por otra parte, España tiene una conexión eléctrica submarina con Marruecos y se está desarrollando una conexión con el norte de África que podrá servir para poner en marcha posteriormente proyectos energéticos como el Plan Solar Mediterráneo o Desertec.

Las interconexiones de gas y electricidad internacionales son una pieza clave en la construcción de mercados energéticos a nivel supranacional y en el incremento de la seguridad de abastecimiento. Por eso, en el Consejo Europeo (Barcelona, 2002) se fijó un valor mínimo de interconexión eléctrica entre los países de la UE del 10 por 100 de su potencia instalada. Como España no llega a alcanzar este objetivo con la capacidad actual (que supone un 3 por 100), se están poniendo en marcha nuevos proyectos de interconexión entre España (Santa Llogaia) y Francia (Baixas) que permitirá triplicar la capacidad actual. La UE apuesta por completar el anillo eléctrico del Mediterráneo con Francia, España, Marruecos, Argelia, Túnez, Libia, Egipto, países de Oriente Próximo, Turquía, Grecia e Italia, para mejorar la seguridad energética y ayudar a desarrollar el potencial de los recursos energéticos renovables en la región (Marín y Escribano, 2011: 219-220).

IV. CUANTIFICACIÓN DE LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE UN INDICADOR SINTÉTICO

El análisis de las políticas energéticas que afectan a las dimensiones determinantes de la seguridad de abastecimiento de España permite hacerse una idea de las líneas en las que se está avanzando en esta materia, pero no es posible deducir de manera concluyente si las medidas aplicadas han contribuido a mejorar la situación o no.

Para valorar la evolución experimentada es preciso recurrir a un indicador que permita cuantificar la seguridad de abastecimiento energético. En este apartado se presenta un indicador sintético, el Índice Ponderado de Seguridad Energética (IPSE), elaborado a partir de los indicadores simples que cuantifican cada una de las dimensiones seleccionadas anteriormente (geopolítica y vulnerabilidad). Este indicador nos permitirá cuantificar la seguridad de abastecimiento energético de España, estudiar su evolución, y compararla con la situación de la UE-27 y de algunos Estados miembros relevantes.

Entre las ventajas de los indicadores sintéticos destaca su sencillez de cálculo, su utilidad para realizar comparaciones diacrónicas y sincrónicas, así como la posibilidad de

utilizarlos para realizar estimaciones (véase Mondéjar y Vargas, 2008). La crítica principal es que se trata de una aproximación empírica al problema de medición de una variable que siempre incluye algunas decisiones cuestionables, sobre todo en lo que se refiere a las ponderaciones.

Existen diversos criterios de ponderación, desde la asignación de un mismo peso a las diferentes dimensiones del indicador hasta la utilización de criterios de ponderación razonables en función de otras variables, o la selección de pesos *ad hoc* para los indicadores individuales. En cada caso es el investigador el que tiene que determinar justificadamente la importancia que tiene cada indicador individual para la elaboración del indicador compuesto.

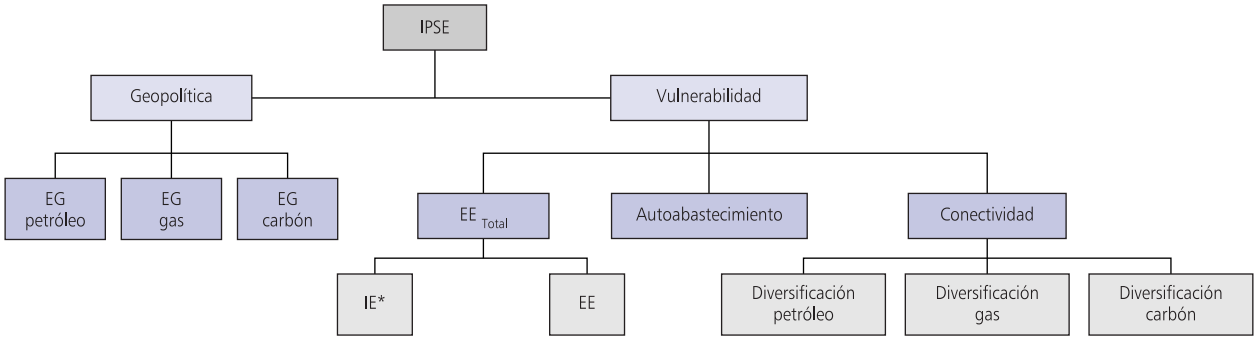
Se ha aplicado un método mixto de agregación en la construcción del IPSE. Se considera que las dos dimensiones de la seguridad de abastecimiento examinadas en este artículo —geopolítica y vulnerabilidad— tienen la misma importancia, pero los indicadores parciales que forman parte de cada dimensión se ponderan de forma diferente, dependiendo de la medida utilizada. En el gráfico 4 se describe la composición del IPSE y la ponderación utilizada en cada caso.

Para cuantificar la dimensión geopolítica de la seguridad de abastecimiento energético se empleará el *Socioeconomic Energy Risk Index* (SERI) (García-Verdugo *et al*., 2011) correspondiente a las importaciones de petróleo, gas y carbón. Cada indicador se ponderará según el peso que tengan estas fuentes de energía en el *mix* energético del país analizado. Como el indicador obtenido no tiene una relación positiva con la seguridad, se debe realizar un cambio de variable de tal forma que sea una medida de la seguridad del abastecimiento energético y no del riesgo.

La dimensión de vulnerabilidad se cuantifica a partir de las tres subdimensiones más relevantes del largo plazo descritas en los apartados anteriores, que recibirán la misma ponderación: la eficiencia energética total, la dependencia energética total y la conectividad. Cada una de ellas se estimará a partir de uno o varios indicadores. La eficiencia energética total se cuantificará con dos indicadores, la intensidad energética (se debe realizar un cambio de variable para que indique seguridad de aprovisionamiento) y la eficiencia energética. Después de analizar los argumentos de la literatura especializada (De Jong *et al.*, 2007; Arigoni *et al*., 2009; Schlomann *et al*., 2009; Marín *et al*., 2011: 65-66; IEA, 2012: 96-97), se ha decidido aplicar una mayor ponderación a la intensidad energética (2/3) que a la eficiencia energética (1/3), reconociendo que el primer indicador ya incorpora en cierta medida la influencia de las variables incluidas en las medidas de eficiencia energética.

Por su parte, el autoabastecimiento se cuantifica mediante un indicador de la dependencia energética total transformado para presentar una relación positiva con la seguridad de abasteci-

GRÁFICO 4
COMPOSICIÓN Y PONDERACIÓN DEL IPSE



Nota: (*) EG: estabilidad geopolítica; EE: eficiencia energética; IE: intensidad energética. Se calcula el opuesto de la variable para construir el indicador de seguridad de abastecimiento. Cada indicador tiene la misma ponderación (wt = 1/n), excepto la IE (2/3) y la EE (1/3).
Fuente: Elaboración propia.

miento. Por fin, la conectividad a largo plazo se estima a partir del nivel de concentración geográfica de las importaciones de petróleo, gas y carbón, teniendo en cuenta que la capacidad de diversificación por fuentes de energía está directamente relacionada con el número de corredores que llegan a un país determinado. De nuevo, cada uno de los indicadores de concentración de los orígenes geográficos de cada fuente de energía se ha ponderado según su peso en el *energy mix*; también en este caso es preciso realizar un cambio de variable para que exista una relación directa de este indicador con la seguridad de abastecimiento.

De este modo, se han obtenido estimaciones anuales de las dos dimensiones que determinan la seguridad de abastecimiento energético, lo que permitirá cuantificar la seguridad de abastecimiento energético de cada uno de los Estados comunitarios a lo largo del tiempo. En el cuadro n.º 3 se muestran los valores del IPSE para España, la UE-27 y una selección representativa de Estados miembros para los años 2000 y 2010.

Dinamarca y Reino Unido son los que tienen niveles más elevados de seguridad de abastecimiento energético en 2010, con valores del IPSE superiores a 70. Al examinar las dimensiones y subdimensiones de la seguridad de abastecimiento se observa que los países que se encuentran en los primeros puestos del cuadro se caracterizan por tener niveles muy altos de autoabastecimiento energético (Dinamarca es incluso exportador neto de energía), muy por encima de la media europea. Otro factor que explica el alto nivel de seguridad de abastecimiento energético de estos países es que presentan un alto grado de estabilidad geopolítica en las importaciones de petróleo, gas y carbón, algo por encima de la media. Por último, los valores del indicador relativo a la eficiencia energética son también elevados. En cambio, su grado de conectividad —medida a partir de la diversificación de orígenes de importación— no es tan alto, sino que presenta valores próximos o ligeramente inferiores a la media europea.

Lituania es el país con menor nivel de seguridad de abastecimiento energético en 2010. Los valores de estabilidad geopolítica de sus importaciones energéticas y su grado de eficiencia energética se encuentran en una posición media o algo por debajo de la media europea. Sin embargo, sus niveles de autoabastecimiento son muy reducidos y los valores del indicador de conectividad son también muy bajos. La combinación de estos resultados de las dimensiones y subdimensiones de la seguridad de abastecimiento energético se traduce en un valor del IPSE significativamente por debajo de la media europea. Este caso pone de manifiesto la importancia del autoabastecimiento —la necesidad de desarrollar fuentes de energía autóctonas, como las renovables o la energía nuclear— y de la conectividad para mejorar el nivel de seguridad de abastecimiento energético.

CUADRO N.º 3

ÍNDICE PONDERADO DE SEGURIDAD ENERGÉTICA (IPSE), 2000-2010

Posición	*Países*	*Geopolítica*		*Vulnerabilidad*						*IPSE*		*Δ2010-2000 (%)*
				*EE**		*Autolab.*		*Conect.*				
		2000	*2010*	*2000*	*2010*	*2000*	*2010*	*2000*	*2010*	*2000*	*2010*	
1	Dinamarca	76,4	79,9	87,4	90,0	135,3	118,2	34,1	43,5	81,0	81,9	1,1
2	R. Unido	77,1	76,6	81,0	85,2	117,0	71,7	37,4	54,1	77,8	73,5	−5,5
5	Polonia	65,3	67,2	65,3	75,9	89,4	68,5	54,0	60,3	67,4	67,7	0,4
6	Alemania	70,2	69,9	82,5	83,2	40,5	40,2	63,3	66,3	66,1	66,5	0,6
8	Francia	67,8	64,2	80,3	80,8	48,5	50,7	70,2	70,9	67,1	65,8	−1,8
13	**UE-27**	**67,2**	**67,3**	**71,6**	**78,9**	**45,8**	**44,9**	**42,1**	**46,3**	**60,2**	**62,0**	**3,0**
16	Grecia	53,5	58,3	80,6	83,1	30,5	30,9	63,8	72,9	55,9	60,3	7,8
17	España	60,2	58,1	80,6	84,2	23,4	23,3	75,5	78,5	60,0	60,0	0,1
18	Portugal	59,4	59,2	82,3	85,5	15,1	24,6	70,5	72,4	57,7	60,0	4,1
24	Italia	54,6	54,0	84,2	85,5	13,5	16,2	64,6	72,2	54,4	56,0	2,9
28	Lituania	61,9	60,7	46,2	77,6	40,2	18,1	16,6	10,4	48,1	48,0	−0,1

Nota: (*) EE: eficiencia energética; Autoab.: grado de autoabastecimiento; Conect.: conectividad. Países ordenados de mayor a menor valor del IPSE de 2010 (véase cuadro completo en Rodríguez, 2012: 279).
Fuente: Elaboración propia.

Si se analiza la evolución del IPSE elaborado para la UE-27 se comprueba que el indicador de seguridad de abastecimiento energético ha mejorado un 3 por 100 en el periodo analizado, lo que cabe calificar de una mejora limitada de la situación a pesar de los esfuerzos realizados por los Estados miembros y por la Comisión Europea. Este resultado se explica porque todos los países miembros experimentaron una cierta mejora en su nivel de seguridad de abastecimiento excepto algunos casos como Reino Unido (–5,5 por 100), Francia (–1,8 por 100) y Lituania (–0,1 por 100). Sin embargo, conviene subrayar que los dos primeros países partían de niveles elevados de seguridad de abastecimiento energético al comienzo del periodo (Reino Unido dejó de autoabastecerse de energía en ese periodo).

España se caracteriza por tener en 2010 el grado más alto de diversificación de los orígenes de importación energética de la UE-27 (78,5), con una mejora de tres puntos respecto de la situación en 2000. También su nivel de eficiencia energética (algo superior a 83) ha mejorado y sigue estando por encima de la media europea, aunque la diferencia se ha reducido. Sin embargo, su indicador de autoabastecimiento se ha mantenido bajo (algo más de 23), muy inferior a la media comunitaria (cerca del 45 por 100), que se ha reducido ligeramente en esa década. Por otra parte, el nivel de estabilidad geopolítica de sus importaciones energéticas ha empeorado —en 2010 solo el de Italia es más bajo— y la distancia con la media europea (que se mantiene prácticamente constante) ha aumentado. Esta combinación de dimensiones de la seguridad de abastecimiento energético que se encuentran por encima y por debajo de la media europea hace que el IPSE de España se encuentre solo ligeramente por debajo del valor para la UE-27. Esa pequeña brecha se ha producido en los últimos diez años, pues se partía del mismo valor que la media europea en 2000, pero desde entonces el conjunto de la UE-27 ha mejorado ligeramente mientras que el valor del IPSE para España se ha mantenido sorprendentemente inalterado.

V. CONCLUSIONES

La seguridad de abastecimiento energético se ha convertido en los últimos años en uno de los principales objetivos de la política energética en la mayoría de los países desarrollados. Pero para poder llevar a cabo una política eficaz es necesario partir de un análisis conceptual riguroso de la seguridad de abastecimiento energético y de las dimensiones que la componen.

La revisión de las distintas definiciones propuestas sobre la seguridad de abastecimiento energético permite concluir que todas coinciden en tres aspectos fundamentales: las cantidades energéticas deben ser adecuadas para el desarrollo de la actividad económica, el suministro ha de realizarse de forma continuada (sin interrupciones) y los precios energéticos deben ser asequibles.

Sin embargo, no pueden deducirse unas dimensiones que sean operativas para la política energética a partir de un concepto no sistemático de la seguridad de abastecimiento, por lo que se ha recurrido a un análisis causal del riesgo energético que ha permitido llegar a una clasificación rigurosa de las dimensiones más relevantes de la seguridad energética. De entre ellas se han seleccionado las más importantes para el estudio operativo de la seguridad de abastecimiento y de las políticas que se dirigen a su provisión: la dimensión geopolítica y la vulnerabilidad —compuesta a su vez de eficiencia energética, dependencia y conectividad— se presentan como las dimensiones más relevantes para el análisis de la seguridad de abastecimiento energético y para diseñar las correspondientes medidas de política energética.

La definición de sus dimensiones y subdimensiones que determinan operativamente la seguridad de abastecimiento energético nos ha permitido proponer un esquema-guía para la ordenación de las principales políticas de seguridad de abastecimiento, que por tanto se orientan a la dimensión geopolítica y a las distintas subdimensiones de la vulnerabilidad. Este esquema ha sido aplicado en la última parte del artículo al caso de España para analizar las diversas políticas españolas de seguridad de abastecimiento energético. Aunque la variedad de medidas aplicadas no permite realizar una afirmación concluyente, puede al menos comprobarse que desde el comienzo del siglo XXI los gobiernos españoles han adoptado medidas de política energética dirigidas principalmente a reducir su alta dependencia de las importaciones y el riesgo energético de origen geopolítico. Las medidas más eficaces han tratado de impulsar por un lado la eficiencia energética y por otro han buscado con éxito la diversificación de orígenes de las importaciones, en buena medida por medio del GNL. Por otro lado, se ha buscado aprovechar el obligado apoyo a las energías renovables por motivos medioambientales —impuesto desde la UE— para reducir la dependencia energética exterior,

aunque la crisis económica ha llevado a recortar sustancialmente las ayudas a la energía fotovoltaica. La política nuclear sigue siendo el aspecto más incoherente de la política energética española desde una perspectiva de seguridad de abastecimiento.

Del análisis de los resultados del IPSE y de sus componentes para los países de la UE-27, y en especial para España, se puede concluir que este indicador sintético refleja adecuadamente los factores que más influyen en la seguridad de abastecimiento energético y permite cuantificar de manera suficientemente objetiva tanto el nivel en un momento del tiempo como la evolución de esta variable a lo largo del tiempo. Adicionalmente, los valores del indicador y de sus componentes permiten extraer orientaciones para la política de seguridad de abastecimiento de los países miembros, y sirven de contraste global de la eficacia de las políticas aplicadas. En efecto, un indicador como el IPSE proporciona una estimación cuantitativa que evita que los *policy-makers* tengan que depender excesivamente de impresiones o de datos complejos sobre dimensiones difícilmente comparables entre sí.

Los resultados del IPSE para España señalan que los esfuerzos por mejorar la eficiencia energética y aumentar la conectividad —sobre todo por medio del GNL— son eficaces y contribuyen a aumentar su seguridad de abastecimiento. A la vez que se insiste en estas políticas, para mejorar aún más su nivel de seguridad de abastecimiento España debería procurar incluir en su cartera de proveedores a exportadores con niveles más elevados de seguridad sociopolítica, pero el margen de acción es limitado. En cambio, debería promover su autoabastecimiento energético, lo que, en ausencia de otras alternativas, se traduciría necesariamente en continuar el impulso de las energías renovables y —a pesar de la controversia que siempre acompaña este tema— en dar una nueva oportunidad a la energía de origen nuclear.

NOTAS

(1) La geopolítica es una metodología multidisciplinar que está formada por aspectos económicos, sociales, políticos y, en nuestro caso, energéticos. Se ha definido como el estudio de la influencia del espacio geográfico sobre los Estados y su política (López y Del Pozo, 1999: 283).

(2) Tema: Energía-2007-9. 1-01. Grant Agreement n.º 212011.

(3) El Proyecto REACCESS utiliza el modelo TIMES para analizar las respuestas de política ante los escenarios energéticos afrontados por la UE-27, considerando los aspectos técnicos, económicos, ambientales y geopolíticos, para todas las fuentes de energía e infraestructuras relacionadas. Véase http: //reaccess.epu.ntua.gr/.

(4) España es uno de los principales infractores comunitarios del objetivo marcado en Kioto, con una desviación en 2008 del objetivo de reducción de las emisiones de GEI de un 32,4 por 100 (Pérez y Váquer, 2008: 1).

(5) La estrategia española se ha centrado en el desarrollo de las energías renovables, en concreto en la eólica, a partir de un sistema de fuertes subvenciones públicas inspirado en el sistema alemán.

BIBLIOGRAFÍA

Arigoni, R.; Bastianin, A.; Bigano, A.; Cattaneo, C.; Lanza, A.; Manera, M.; Markandya, A.; Plotegher, M., y Sferra, F. (2009), *Energy efficiency in Europe: trends, convergence and policy effectiveness*, MPRA Paper n.º 15763.

Avedillo, M., y Muñoz, M.A. (2007), «Seguridad Energética en Europa: de la percepción a la cuantificación», *Boletín Económico de ICE, Información Comercial Española*, 2928: 43-48.

Barton, B.; Redwell, C.; Ronne, A., y Zillman, D.N. (2004), *Energy Security: Managing Risk in a Dynamic Legal and Regulatory Environment*, Oxford University Press, Nueva York.

British Petroleum (2002), *BP Statistical Review of World Energy*, junio, BP, Londres.

— (2011), *BP Statistical Review of World Energy*, junio, BP, Londres.

Checchi, A.; Behrens, A., y Egenhofer, C. (2009), *Long-Term Energy Security Risks for Europe: A sector-Specific Approach*, Working Document n.º 309, Center for European Policy Studies (CEPS), Bruselas.

Clingendael International Energy Programme (CIEP) (2004), *Study on Energy Supply Security and Geopolitics. Final Report*, CIEP, La Haya, Holanda.

Comisión Nacional de la Energía (CNE) (2009), *Información básica de los sectores de la energía 2009*, CNE, Madrid.

De Jong, J.; Maters, H.; Scheepers, M., y Seebregts, A. (2007), *EU Standards for Energy Security of Supply*, ECN-E-07-004/CIEP, Holanda.

Doukasm H.; Flamos, A., y Psarras, J. (2011), «Risk on Security of Oil and Gas Supply», *Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, vol. 6(4): 417-425.

Escribano, G. (2006), *Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*, DT 33/2006, Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid.

— (2012), *La hora de Europa, también en política energética exterior*, DT 2/2012, Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid.

Escribano, G., y García-Verdugo, J. (2011), «Energy security, energy corridors and the geopolitical context», en Marín, García-Verdugo y Escribano (eds.), *Energy Security for the EU in the 21st Century: Markets, geopolitics and Corridors*, Routledge, Londres, pp. 26-36.

European Commission (1994), *For a European Union Energy Policy,* Green Paper COM (94) 659 final, Bruselas.

— (2000), *Towards a European strategy for the security of energy supply,* Green Paper COM (2000) 769 final, Bruselas.

— (2005), *Sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos*, Libro Verde COM (2005) 265 final, Bruselas.

— (2011), *Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision n.º 1364/2006/EC*, COM (2011) 658 final, Bruselas.

Fernández, E., y Xiberta, J. (2007), «Restructuring and generation of electrical energy in the Iberian Peninsula», *Energy Policy*, vol. 35(10): 5117-5129.

García-Verdugo, J., y San Martín, E. (2011), «Risk theory applied to energy security. A tipology of energy risks», en Marín, García-Verdugo y Escribano (eds.), *Energy Security for the EU in the 21st Century: Markets, geopolitics and corridors*, Routledge, Londres, pp. 111-143.

GNANSOUNOU, E. (2008), «Assessing the energy vulnerability: Case of industrialised countries», *Energy Policy*, vol. 36(10): 3734-3744.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (1995), *Natural Gas Security Study*, OCDE-IEA, París.

— (2001), *Toward a sustainable energy future*, OCDE-IEA, París.

— (2007), *World Energy Outlook 2007: China and India insights*, OCDE-IEA, París.

— (2009), *World Energy Outlook 2009*, OCDE-IEA, París.

— (2012), *Progress Implementing the IEA 25 Energy Efficiency Policy Recommendations*, OCDE-IEA, París.

ISBELL, P. (2008), *The riddle of energy security*, Análisis del Real Instituto Elcano (ARI), n.º 67/2008, pp. 1-9.

LÓPEZ, L., y DEL POZO, P.B. (1999), *Geografía política*, Cátedra, Madrid.

MARÍN, J.M., y ESCRIBANO, G. (2011), «El Plan Solar Mediterráneo y la integración energética Euro-mediterránea», *Economía Industrial*, 377: 118-126.

MARÍN, J.M.; GARCÍA-VERDUGO, J.; ESCRIBANO, G., y SAN MARTÍN, E. (2011): «La eficiencia energética en la ribera sur del mediterráneo», *Revista de Economía: Información Comercial Española (ICE)*, 861: 59-74.

MARÍN, J.M.; VELASCO, C.; GARCÍA-VERDUGO, J.; ESCRIBANO, G.; SAN MARTÍN, E.; RODRÍGUEZ, L., y MUÑOZ, B. (2010), *Política energética en el ámbito de la Unión Europea y su proyección en España*. Colección Estudios, 225. Consejo Económico y Social, España.

MONDÉJAR, J., y VARGAS, M. (2008), «Indicadores sintéticos: una revisión de los métodos de agregación, *Economía, Sociedad y Territorio*, vol. VIII(27): 565-585.

NOËL, P. (2008), «Challenging the Myths of Energy Security», *Financial Times*, 10 de enero.

PÉREZ, F.A., y VÁQUER, J. (2008), «España en la génesis de una nueva política europea de energía», en BARBÉ, E. (coord.), *España en Europa 2004-2008*. Monografías del Observatorio de Política Exterior Europea, 4. Institut Universitari d'Estudis Europeus, Barcelona.

PROGRAMA DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD) (2000), *World Energy Assessment: Energy the Challenge of Sustainability*, PNUD.

RODRÍGUEZ, L. (2012), *Seguridad de abastecimiento energético en la UE-27: dimensiones, políticas y convergencia*, Universidad Nacional de Educación a Distancia, Madrid.

RILEY, A. (2006), *The Coming of the Russian Gas Deficit. Consequences and Solutions*, CEPS Policy Brief n.º 116, CEPS, Bruselas.

SCHLOMANN, B.; MAUCH, M., y EICHHAMMER, W. (2009), *Energy Efficiency Policies and Measures in Germany*, Intelligent Energy Europe, Karlsruhe.

SHLEIFER, A., y VISHNY, R.W. (1998), *The Grabbing Hand, Goverment Patologies and their Cures,* Cambridge Harvard University Press, Massachusetts.

STERN, J. (2002), *Security of natural gas supplies. The impact of import dependence and liberalization*, Royal Institute of International Affairs, Londres.

VAN DER LINDE, C. (2000), *The State and the International Oil Market, Competition and the Changing Ownership of Crude Oil Assets*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/Londres.

YERGIN, D. (2006), «Ensuring Energy Security», *Foreign Affairs*, vol. 85(2): 69-82.

YOUNGS, R. (2007), «Europe's External Policy: between geopolitics and the markets», Centre for European Policy Studies (CEPS), Working Document n.º 278, pp. 1-17.