

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.

HECHOS Y RETOS DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA:

ALGUNOS ELEMENTOS CLAVE DE UNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA

Pedro L. MARÍN

José A. GARCÍA

The Brattle Group

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 se-

ñales 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).

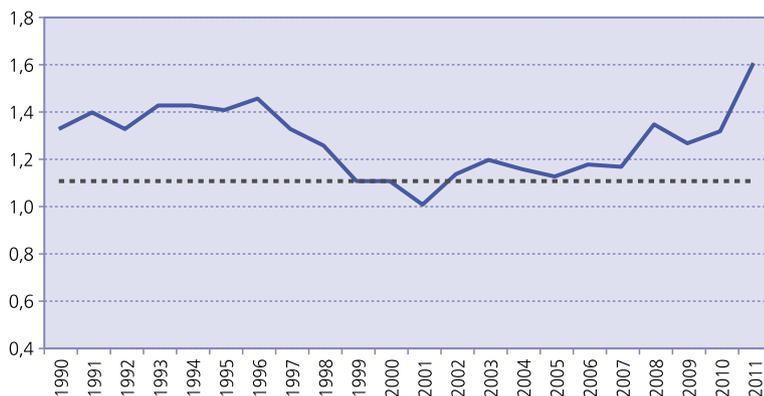
Como hemos podido ver en el cuadro n.º 1, esta situación de relativa escasez de capacidad acompañada por una demanda creciente y sostenida animó las inversiones, en particular, en ciclos combinados de gas a partir del año 2002. Estas inversiones crecieron por encima de todas las expectativas. Se puede comprobar este hecho revisando los documentos de Planificación Energética emiti-

dos 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.

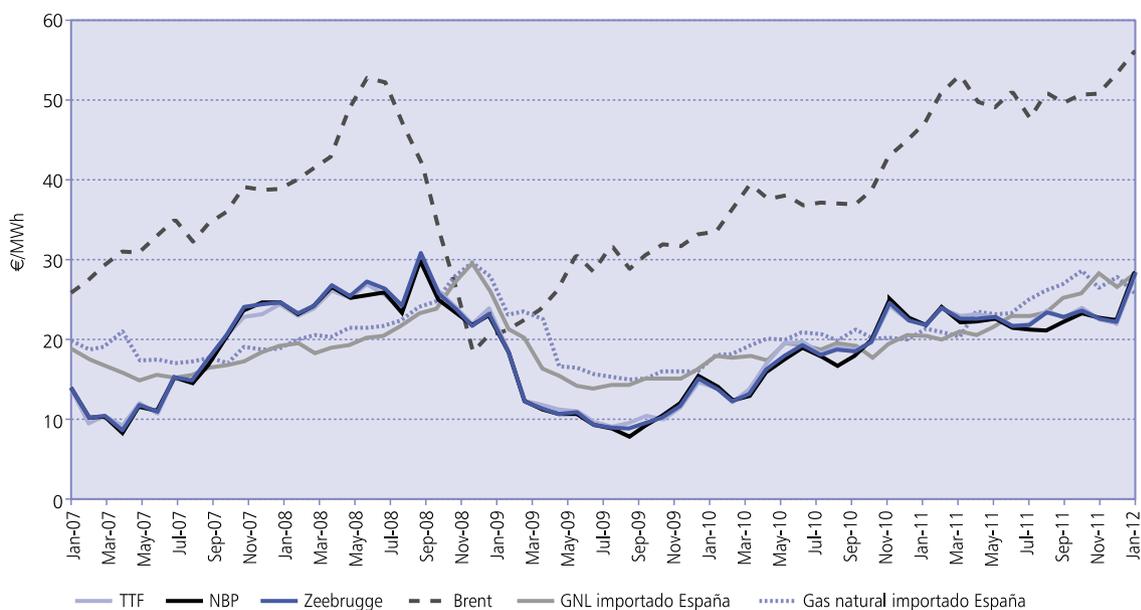
Habitualmente en Europa el precio de los contratos a largo plazo de gas está indexado al precio del petróleo. Esto hace que oscilaciones en los precios del Brent se trasladen de manera casi directa a los precios de los

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 Espa-

ña 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 pública 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, una *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.