Ministerio de Economía,
Industria y Competitividad
Núm. 895 MARZO-ABRIL 2017

Revista de Economía
ICE
Información Comercial Española

Hacia un nuevo modelo de mercado gasista en España

ICE

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

Secretaría de Estado de Comercio

MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD

Consejo Científico
Fernando Becker, Jaime Requeijo, Pedro Schwartz, Ramón Tamames, Gabriel Tortella, Félix Varela, Juan Velarde.

Consejo de Redacción
Isabel Álvarez González, Santiago Asensio Merino, Mikel Buesa Blanco, Carmen Cárdeno Pardo, Juan Ramón Cuadrado Roura, Juan José Durán Herrera, Víctor Echevarría Ugarte, José Luis Feito Higueruela, Francisco Javier Garzón Morales, José Luis Káiser Moreiras, Rodrigo Madrazo García de Lomana, José María Marín Quemada, Pilar Mas Rodríguez, Vicente José Montes Gan, Pablo Moreno García, María Flavia Rodríguez-Ponga Salamanca, Carlos San Basilio Pardo.

Director
Juan José Otamendi García-Jalón

Jefa de Redacción
Mercedes Barreno Ruiz

Redacción
Rosario Blanca Samá y Elvira Atero Carrasco

Portada
Sprint Comunicación Visual

Diseño gráfico
César Bobis y Manuel A. Junco

Redacción
Paseo de la Castellana, 162, 12ª planta. 28046 Madrid
Teléfono: 91 349 39 76
Fax: 91 349 35 80

Distribución y suscripciones
Paseo de la Castellana, 162. 28046 Madrid
Teléfono: 91 603 79 97/93
distribuciónpublicaciones@mineco.es

La *Revista ICE* se encuentra en las siguientes bases bibliográficas: *Journal of Economic Literature* (JEL), *EconLit, ECONIS, ISOC, Dialnet, Latindex y OCLC.*
Sus índices de impacto aparecen en *IN-RECS.*

ICE no se solidariza con las opiniones en los artículos que publica, cuya responsabilidad corresponde a los autores.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra solo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. La Editorial, a los efectos previstos en el art. 32.1 párrafo 2 del vigente TRLPI, se opone expresamente a que cualquier fragmento de esta obra sea utilizado para la realización de resúmenes de prensa. La suscripción a esta publicación tampoco ampara la realización de estos resúmenes. Dicha actividad requiere una licencia específica. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra, o si quiere utilizarla para elaborar resúmenes de prensa (www.conlicencia.com; 91 702 19 70 / 93 272 04 47)

Imprime: LAVEL, S.A. Calle Gran Canaria, 12. Humanes de Madrid
ISSN: 0019-977X
ISSN electrónico: 2340-8790
Depósito legal: M. 3.740-1958
NIPO: 057-17-094-0
eNIPO: 057-17-095-6
Catálogo general de publicaciones oficiales
http//publicacionesoficiales.boe.es
Copyright: Información Comercial Española, 2010

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD **INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA** *Secretaría de Estado de Comercio*

HACIA UN NUEVO MODELO DE MERCADO GASISTA EN ESPAÑA

SUMARIO

Presentación 3
El gas natural como actor de la política energética en Europa: tendencias de producción y consumo. Su papel de transición en una economía baja en carbono
Álvaro Nadal Belda

Introducción 11
Antonio Erias Rey

El mercado organizado de gas en España: fundamentos y desarrollo 17
Antonio Erias Rey

Los mercados de gas natural en Europa. Elementos relevantes para su desarrollo 33
Eloy Álvarez Pelegry

El papel del Gestor Técnico del Sistema en el desarrollo de los mercados europeos: el caso español 47
Diego Vela Llanes

La Península Ibérica como *hub* de gas natural licuado 61
Sergio López Pérez

El mercado minorista de gas en España: modelo y relación con el mercado organizado mayorista 73
Rocío Prieto González

Los mercados de futuros de gas natural 93
Jorge Fernández Gómez

Interacción de las políticas climáticas y energéticas: implicaciones tecnológicas y sobre el mercado de derechos de emisión 111
Jesús Ángel Dopico Castro
y Antonio Erias Rodriguez

TRIBUNA DE ECONOMÍA

La concentración industrial de las empresas en los mercados locales de trabajo de la Región de Murcia 127
Ángel Manzanares Gutiérrez
y Prudencio José Riquelme Perea

LOS LIBROS 143
Reseñas

CONTENTS 151
Contents, abstracts

Coordinador: Antonio Erias Rey

PRESENTACIÓN

Álvaro Nadal Belda
Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital

El gas natural como actor de la política energética en Europa: tendencias de producción y consumo. Su papel de transición en una economía baja en carbono

Durante la última década el sector del gas natural ha vivido una transformación global, que aún continúa, en la que los roles de productor y consumidor han cambiado geográficamente, abriendo nuevas vías y mercados para el aprovisionamiento de este producto. También ha cambiado el propio papel del gas natural en el *mix* energético global, tanto por los nuevos usos que ofrece el gas como por el papel fundamental que este combustible está llamado a desempeñar ante los desafíos que presentan el cambio climático y el calentamiento global.

El nuevo escenario energético y gasista mundial. Nuevos productores. En primer lugar, y referido a la oferta de gas natural, destaca el incremento sustancial de las reservas, especialmente, aunque no exclusivamente, en el caso de Estados Unidos. La explotación de hidrocarburos no convencionales en EE UU ha supuesto una revolución que ya está teniendo consecuencias en todo el panorama energético mundial. En concreto, el país ya es el primer productor mundial de gas a través de medios no convencionales y se ha convertido en exportador neto de gas natural licuado (GNL), con las consecuencias que ello tiene para el comercio y los precios del gas, y que trataremos a continuación.

Pero Estados Unidos no será la única fuente de crecimiento de la oferta futura de gas natural. Las previsiones sobre el incremento de producción para la próxima década incluyen tanto a los productores tradicionales, Rusia y Oriente Medio, como a nuevos actores incluyendo a China, Australia y a partir de 2020, África Oriental.

Demanda. Por el lado de la demanda mundial de gas, Asia es la gran protagonista, siendo China quien acapara los mayores crecimientos en consumo de gas según las últimas previsiones, seguida de India.

En el caso de China, aunque se prevé un incremento apreciable de la producción local de gas para los próximos años, este no será capaz de absorber el crecimiento previsto de la demanda local, motivado en gran parte por los problemas de calidad del aire, así como por la voluntad de diversificación de sus fuentes energéticas de aprovisionamiento por parte de las autoridades chinas.

Este crecimiento de la demanda asiática se traducirá también en un incremento del papel del GNL en el comercio global de gas natural. A día de hoy, Asia ya acapara el 75 por 100 de la demanda de GNL mundial y los estudios de prospectiva coinciden al estimar que, en los próximos 20 años, los mayores crecimientos en la demanda de GNL vendrán de Asia.

Gas natural licuado. El papel del GNL en el *mix* energético global es otra de las grandes transformaciones que está experimentando el sector del gas natural. En los últimos diez años se ha duplicado el volumen global de suministros de GNL y se prevé que en los próximos diez años el volumen de suministros vuelva a doblarse otra vez sobre los valores actuales. Además, el comercio mundial de GNL crece siete veces más rápido que el comercio de gas natural por tubería y para 2035 se espera que suponga más del 50 por 100 del comercio global de gas natural, frente al 32 por 100 actual.

La importancia de este crecimiento para el comercio mundial de gas radica en que, al contrario que el gas transportado por tubería, los barcos de GNL pueden ser redirigidos a diferentes partes del globo en respuesta a variaciones regionales en la oferta y la demanda. Esto provoca una integración cada vez mayor de los mercados regionales del gas, así como que los precios de los contratos de suministro de gas a largo plazo cada vez estén más ligados a los precios *spot* del GNL.

Una de las grandes ventajas de Europa, y de España, en este escenario es disponer ya de unas infraestructuras que le permitirán absorber la disponibilidad creciente de GNL en el mercado mundial. Pero antes de analizar el papel de Europa en el futuro del gas natural vamos a centrarnos en el factor más disruptivo para la utilización de gas natural en el futuro: la lucha contra el cambio climático.

La lucha contra el cambio climático y el gas natural. La reciente Conferencia del Clima de París (COP21) ha situado a la comunidad internacional ante un reto histórico, cuya culminación dependerá en gran medida de un cambio en el *mix* energético mundial. La COP21 confirmó la necesidad de una transición global hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Los niveles de emisiones globales planteados en la conferencia solo serán alcanzables a través de un muy notable incremento de la capacidad de generación eléctrica de origen renovable.

El gas natural como tecnología de respaldo. El problema de este gran incremento en la capacidad de generación de origen renovable es que mientras no se produzcan avances significativos en las tecnologías de almacenamiento de electricidad, avances que a día de hoy no parecen cercanos, toda esta capacidad de generación renovable necesitará de tecnologías flexibles de generación que actúen como respaldo de la energía renovable, ya que la mayor parte de las tecnologías de generación renovable son intermitentes y no gestionables por su propia naturaleza. Adicionalmente, este respaldo para la completa y adecuada integración de la energía generada por las tecnologías renovables en el sistema eléctrico será necesario sobre todo en países poco interconectados eléctricamente, como es el caso de España.

Ante este objetivo de actuar como respaldo de las renovables, la generación de energía eléctrica a partir del gas natural en centrales de ciclo combinado ofrece ventajas singulares respecto a otras fuentes de energía. La disponibilidad y flexibilidad que aportan los ciclos combinados facilita su integración en sistemas eléctricos con un alto grado de penetración de renovables. Y desde un punto de vista medioambiental cabe señalar que una central de ciclo combinado de gas natural reduce a la mitad las emisiones de dióxido de carbono y en un 80 por 100 las emisiones de óxidos de nitrógeno respecto a una central térmica tradicional de carbón y casi en un 100 por 100 las de óxidos de azufre, aunque no debemos olvidar los mayores costes de la generación con gas natural frente al carbón, al menos a los precios actuales de ambas materias primas.

La necesidad de pagos por capacidad. Con estos antecedentes, el gas natural es sin duda uno de los pilares sobre los que pivotará la transformación energética de cara a cumplir los objetivos climáticos de 2030, jugando un papel fundamental como respaldo a la generación con renovables. Sin embargo, este papel del gas natural también tiene sus riesgos, ya que al aumentar la penetración de las renovables, las horas de funcionamiento de las centrales térmicas irán disminuyendo, debiendo funcionar a costes cada vez mayores en aquellas situaciones en las que las fuentes de energía renovables no sean capaces de cubrir la demanda total.

Teóricamente, si estos precios en los momentos de escasez de energía de origen renovable fuesen lo suficientemente altos podrían llegar a cubrirse los costes de funcionamiento y amortización de las centrales de ciclo combinado. Esto es lo que se conoce como mercados *energy only*.

Pero en mercados eléctricos poco interconectados, como es el caso de España, la compensación de la totalidad de los costes de instalación y funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, exclusivamente a través de los precios de la energía, puede llevar a una situación en la que no exista capacidad de generación alternativa suficiente en aquellos momentos en los que las energías renovables solo puedan producir una pequeña fracción de la energía que permite su capacidad instalada total.

La solución más adecuada ante esta situación es habilitar mecanismos de compensación como los «pagos por capacidad» para que las centrales de ciclo combinado puedan estar disponibles en aquellos momentos en los que la capacidad de generación renovable, intermitente por su propia naturaleza, no sea capaz de cubrir la demanda.

El gas natural en el sector del transporte terrestre. El papel del gas natural en la reducción de emisiones de efecto invernadero no se limita a la generación de energía eléctrica. Aunque cuantitativamente menor en comparación con la generación eléctrica, cabe reseñar el papel del gas natural en el sector del transporte, uno de los ámbitos en los que está siendo más difícil la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

El crecimiento del nivel de conciencia y preocupación en Europa en cuanto a las emisiones de partículas contaminantes y de calidad del aire, especialmente en áreas urbanas, también puede contribuir a la incorporación del gas natural al transporte terrestre como una alternativa limpia al gasóleo y gasolina.

Los vehículos impulsados por gas natural no emiten partículas sólidas en suspensión, ni dióxido de azufre, plomo o metales pesados. Tomando como ejemplo el gasóleo, las emisiones de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno se reducen a menos de la mitad. Además, se trata de una tecnología que ya está disponible, que tiene un coste razonable, y que puede suponer un gran avance en los objetivos de reducción de emisiones de dióxido de carbono en el transporte.

En este sentido hay que destacar que la Directiva 2014/94/UE, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, aboga por la neutralidad tecnológica entre los diferentes combustibles alternativos incluyendo estos a la electricidad, el hidrógeno, los biocarburantes, el gas licuado del petróleo y, por supuesto, el gas natural.

Sector transporte marítimo. El uso del gas natural en el transporte no se limita al sector de la automoción. La necesidad de reducir las emisiones en la navegación marítima posiciona al gas natural, y en concreto al GNL, como una alternativa clara al fuelóleo. Además, la existencia en los puertos de infraestructuras de descarga y almacenamiento de GNL hace más sencillo el desarrollo del GNL como combustible de navegación.

En la actualidad ya existen ejemplos de políticas en las cuales los combustibles contaminantes se sustituyen por GNL en el sector marítimo, como el proyecto «Core LNGas Hive» para apoyar el desarrollo de una infraestructura de GNL para el transporte marítimo y operaciones portuarias a lo largo de las costas española y portuguesa.

El gas natural en la política energética europea. Ya hemos visto que el gas natural está llamado a jugar un papel fundamental en la política energética europea. Pero no podemos olvidar, en cuanto a la demanda de gas en Europa, el importante peso que representa el suministro de gas ruso (alrededor del 30 por 100). Y que, a su vez, aproximadamente la mitad de ese gas llega por gasoducto a través de Ucrania. Los conflictos geopolíticos vividos en el pasado ponen de manifiesto la necesidad de diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas y de impulsar un auténtico mercado europeo interior de gas.

Seguridad de suministro en Europa. Ante el probable incremento en la demanda de gas a futuro y la caída en la producción de gas europeo, el gas natural será uno de los elementos sobre los cuales se debe articular la seguridad del suministro, ya que, según hemos visto, el incremento de las renovables obligará a tener una energía de respaldo y este papel recaerá, dadas sus características medioambientales, fundamentalmente en el gas natural.

Tanto para la seguridad de suministro como para la competitividad, la diversificación de fuentes de suministro es esencial. Afortunadamente, Europa tiene un importante potencial para mejorar estos dos aspectos, gracias al desarrollo del mercado global del GNL, que hemos visto anteriormente.

De esta forma, la estrategia de almacenamiento de gas y GNL de Europa debería ser más una cuestión de establecer nuevos suministros que de construir nuevas infraestructuras, optimizando las ya existentes y garantizando un nivel de interconexión suficiente en los casos de mercados aislados como el español.

Mercado europeo del gas. Esta diversificación de las fuentes de aprovisionamiento y el desarrollo de un mercado interior europeo del gas no solo permitirán garantizar la seguridad del suministro, sino que también permitirán precios competitivos del gas para los europeos, garantizando cierta protección ante las dificultades de suministro de un único proveedor.

Europa ya está avanzando, en este sentido, hacia la integración en un mercado europeo gasista único aunque, al igual que sucede en el mercado eléctrico, los avances en esta área se concentran en las regiones centrales del continente mientras en la periferia la situación no es tan positiva.

En concreto, en el noroeste de Europa (PEG Norte, TTF, NBP) se observa un alto grado de correlación de precios entre los países, lo cual es un indicador claro de mercados bien interconectados y que funcionan correctamente. Sin embargo, en los nuevos proyectos de nodos de gas existentes en el sur del continente (MIBGAS en la Península Ibérica, PSV en Italia o PEG Sur en el sur de Francia), los precios evolucionan de forma relativamente independiente de los precios de los mercados del norte, y puntualmente se producen divergencias de precio muy importantes respecto a estos mercados.

Cabe destacar, en cualquier caso, que la existencia de mercados organizados en el sur de Europa, como MIBGAS, capaces de enviar señales de precio para sus áreas de referencia, supone un avance fundamental para el desarrollo del mercado interior del gas natural en Europa y han de jugar un papel principal en el establecimiento de este mercado interior, aumentando la competencia efectiva y la transparencia en sus áreas de referencia

España en la estrategia europea del gas. En este contexto de los mercados gasistas internacionales, es obligada una reflexión a futuro sobre ¿cuál es el posicionamiento del sistema gasista español? ¿cuál debe ser su papel en el futuro?

Fortalezas. En este análisis hay que partir de las singularidades del sistema gasista español:

— Nuestra posición geográfica es estratégica, en especial como punto de entrada a Europa y conexión con otros mercados como América.

— Contamos con el suministro más diversificado de toda la Unión Europea, ya que recibimos gas de 11 orígenes distintos, siendo Argelia nuestro primer suministrador. Además, contamos con dos sistemas de abastecimiento bien desarrollados: mediante gasoducto y por vía marítima (gas natural licuado). Las importaciones de GNL (por barco) suponen más del 40 por 100 del gas que llega a España, mientras que, para nuestros socios europeos, la dependencia de las importaciones por gasoducto es mucho mayor.

— Nuestras infraestructuras energéticas y de transporte, incluyendo las portuarias, constituyen en el momento actual una fortaleza estratégica. Actualmente, España es el país europeo con mayor capacidad de regasificación, con seis plantas operativas que suponen más del 35 por 100 de la capacidad de almacenamiento de GNL en Europa. Cuenta por tanto con una amplia experiencia en la logística del GNL (almacenamiento, carga y descarga de buques, carga de cisternas, y *know-how* industrial asociado) que nos

puede convertir en referentes mundiales. Además, se está desarrollando un importante esfuerzo inversor para aumentar la capacidad de suministro de GNL en puertos.

— Contamos además con un mercado organizado en la Península Ibérica que genera una señal de precio, y que sin duda aumenta la competencia efectiva en el mercado ibérico, así como su transparencia y liquidez.

En este sentido, en España el gas es un actor principal por la diversidad del origen de suministro y por las magníficas infraestructuras de las que dispone el sistema gasista. España debe, por tanto, jugar un importante papel en el abastecimiento de gas a Europa. Como *hub* de entrada de gas a Europa es clave para mejorar la seguridad de suministro y diversificación del abastecimiento europeo, incrementando los beneficios del mercado único en términos de precios y seguridad, y aumentando el poder negociador de Europa frente a terceros países productores.

El papel de las interconexiones. Sin embargo, la falta de interconexiones gasísticas suficientes entre la Península Ibérica y el resto de Europa continental limita enormemente la capacidad de España para exportar al resto de Europa. Esta situación es análoga a la que sufre el sector eléctrico español, que en la práctica funciona de forma prácticamente independiente al resto de Europa.

La falta de interconexiones no solamente dificulta que el mercado del gas natural en la Península Ibérica sea todo lo líquido y transparente que sería deseable, a pesar del gran avance que ha supuesto la creación de MIBGAS, sino que también está creando problemas para el desarrollo de la regulación europea en materia energética. Hay que tener en cuenta que la tendencia en la normativa que se viene elaborando desde Bruselas es asumir la existencia de un mercado europeo único, o al menos la presencia de varios mercados regionales interconectados, cuando la realidad es muy diferente, y la situación del mercado gasístico en la Península Ibérica es prácticamente independiente de la situación del mercado en el norte de Francia. Esto puede crear problemas a la hora de aplicar las futuras regulaciones comunitarias, especialmente si la normativa europea asume la existencia de zonas de mercado que no dispongan de interconexiones internas lo suficientemente desarrolladas.

Porque el bajo grado de interconexiones entre Estados miembros no solo afecta a la competitividad del gas natural en nuestro país; como ya hemos visto, también perjudica a la seguridad de suministro en el conjunto de Europa. La escasa capacidad de una serie de interconexiones clave impide que, en la actualidad, ante problemas en alguna de las principales fuentes de suministro del continente los países afectados puedan recibir gas de fuentes alternativas. En concreto, una interconexión mayor entre la Península Ibérica y el resto de Europa permitiría, ante eventuales dificultades en el suministro de gas procedente de Rusia, mantener el suministro en Europa Oriental utilizando la capacidad de regasificación de GNL de nuestro país para abastecer al mercado europeo.

Hay que señalar que los proyectos planificados actualmente para conectar el gas entre España y Francia no solo ayudarán a España a acceder a los centros de GNL del norte de Europa, lo cual debería a cambio mejorar la liquidez del mercado español, sino que

también deberían a medio/largo plazo permitir desarrollar una importante capacidad para importar desde España al resto de Europa, aumentando las fuentes de suministro del continente[1].

Para que este aumento sea realmente efectivo, la capacidad de interconexión no debería limitarse a la frontera entre España y Francia, sino también extenderse a la propia Francia, que en la actualidad está dividida en dos mercados prácticamente independientes y con dinámicas muy dispares.

Por último, cabe indicar que una mayor capacidad de interconexión física para el intercambio de gas natural de España con Francia, y también dentro de la propia Francia, impactará positivamente en el precio de la electricidad de ambos países, muy ligado a los precios del gas. Esto es especialmente cierto en situaciones de contingencia, como la vivida este invierno pasado, en la que el grado de importaciones y exportaciones ha sido muy alto, y en la que un mercado lo suficientemente líquido puede contribuir a evitar incrementos muy bruscos de los precios del gas.

Conclusión. El gas natural está llamado a tener un papel protagonista en la transición en Europa hacia un sector de la energía descarbonizado.

Si Europa quiere que el aprovisionamiento de este gas se produzca en condiciones competitivas y garantizando la seguridad de suministro, debe aprovechar la oportunidad que le ofrece el desarrollo del mercado global de GNL para aumentar sus fuentes de suministro y desarrollar un auténtico mercado interior del gas natural. El desarrollo de interconexiones gasísticas suficientes es clave en este contexto.

---

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *World Energy Outlook 2016, IEA,* París, y BRITISH PETROLEUM (2017). *BP Energy Outlook 2017,* Londres.

INTRODUCCIÓN

*Antonio Erias Rey**

La dinámica que viene exhibiendo el comercio mundial de gas natural desde la década de los ochenta pone de manifiesto el peso de esta fuente de energía primaria en la economía y, de manera adyacente, su influencia en los objetivos de sostenibilidad planteados, a través de distintos instrumentos, en el marco de la lucha contra el cambio climático.

Así lo refleja el hecho de que entre 1995 y 2015 el consumo mundial de este recurso energético se incrementase a un ritmo interanual del 2,5 por 100 y que dicho crecimiento se haya estimado en un 1,6 por 100, entre 2015 y 2035 (BP, 2017). En este entorno de aumento del consumo, los mercados mayoristas de gas natural (cada vez más integrados), gracias a las expectativas de seguridad de un suministro suficiente de gas natural licuado (GNL) y reflejando precios del gas que, frente a la tradicional indexación al petróleo, responden a la competencia entre dichos mercados, trasladan una sensación de tranquilidad con relación a su capacidad de reacción para ajustarse ante posibles *shocks* de oferta y demanda, sin colocar a los mercados regionales, y/o nacionales, en situaciones inaceptables de estrés (OCDE/AIE, 2016). Es evidente, por tanto, que el desarrollo (tanto regional como nacional) de los mercados de gas resulta fundamental para garantizar la seguridad de suministro a nivel global. Y, si se consideran estas tendencias de consumo y de garantía de suministro en un contexto más amplio (con el fin de tener en cuenta los compromisos medioambientales adquiridos en un mundo posCOP21), no resulta exagerado afirmar que el gas natural ha de jugar un papel muy relevante en la transición hacia una economía descarbonizada.

Las ventajas anteriores son tan evidentes que los países, a través de los procesos de liberalización sectorial (basados en los desarrollos regulatorios correspondientes), han fomentado la creación de *hubs* de gas en sus territorios: el primero de ellos, de carácter «físico», en EE UU (Henry Hub), ya en 1988, seguido del británico National Balancing Point (NBP), típicamente «virtual», en 1996.

De manera muy particular, en la Unión Europea (UE) se ha definido todo un acervo regulatorio (explicitado a través de tres paquetes legislativos complementarios, entre 1996 y 2009), basado en los principios de: *unbundling* y *third party access*, con el fin de construir un mercado interior de la energía, en el convencimiento de que el mismo ha de influir muy positivamente en incrementar la competencia del sector así como en aumentar la

* Catedrático de Universidad. Presidente del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

competitividad de la economía y, subsecuentemente, proporcionar ventajas a los consumidores finales; y, para ello, es imprescindible que el sistema gasista de la UE esté dotado de la capacidad de interconexión suficiente, así como que los Estados miembros dispongan de estructuras de mercado nacionales (basadas en *hubs*) adecuadas.

Los esfuerzos que se están llevando a cabo en Europa, tanto a nivel de país como regional, ya están dando sus frutos como así lo refleja el hecho de que la liquidez, en los *hubs* europeos, continúe su crecimiento sistemático a buen ritmo: entre 2008 y 2016, el volumen de gas negociado en dichos *hubs* se ha incrementado el 400 por 100 dando lugar a que, en la actualidad, se negocien, de media, 120 TWh/día de gas en Europa fomentándose, con ello, la competencia entre mercados (*gas-to-gas competition*). De hecho, la presencia, cada vez más relevante, de la citada competencia ha provocado que, en Europa, la indexación del precio del gas al petróleo se haya reducido desde el 80-85 por 100 en 2005 hasta el 30 por 100 en 2015, aunque en el sur del continente la misma alcance todavía cotas en torno al 70 por 100 (IGU, 2016).

Por su parte, todos los indicadores de desarrollo de los mercados mayoristas de gas coinciden en señalar al *hub* holandés Title Transfer Facility (TTF) y al británico NBP como los únicos con liquidez en toda la curva; una realidad que los convierte en referentes para la formación del precio del gas en Europa (y muy específicamente al TTF con relación al continente, donde la negociación de *spreads* entre dicho mercado y el resto de *hubs* continentales aumenta sistemáticamente explicitando la posición dominante del TTF), dando lugar a que la correlación de los precios en los *hubs* del centro y noroeste de Europa sea, cada vez, más alta.

Una situación que se espera continúe, al menos, en los próximos cinco años. En ese período, se espera, además: *i)* que el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas facilite la convergencia de precios entre la Península Ibérica y los mercados del centro y noroeste de Europa; y *ii)* que el GNL procedente de la cuenca atlántica continúe siendo el principal motor de la liquidez de los *hubs* europeos.

Con relación al GNL, es de resaltar el hecho de que, desde 2015, el comercio de este combustible, con abundante oferta (está previsto que la capacidad de producción aumente un 33 por 100 entre 2017 y 2020 debido, fundamentalmente, al incremento de las exportaciones desde Australia y EE UU que, particularmente, ofrecen mucha flexibilidad a los *off-takers*), ha provocado un cambio en la situación del mercado transformándolo en uno «de compradores». En este sentido, España, donde los cargamentos *spot* suponen entre el 15 y el 20 por 100 del total de GNL importado, ha pasado de ser un suministrador en el margen de GNL a un foco de demanda, en dicho margen.

España, a pesar de haber sido uno de los primeros países en liberalizar el sector (de hecho, el proceso de liberalización del sector se inicia en 1987 con la Ley 10/1987, de 15 de mayo, sobre disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos) y de que su sistema gasista (sobre todo, con respecto al GNL, al disponer de una capacidad de regasificación tal que representa el 33,2 por 100 de la total en Europa) cumplía prácticamente todos los parámetros definidos por

el Gas Target Model para poder conformar un *hub* de gas, no ha impulsado de manera explícita la creación de esta estructura de mercado mayorista hasta el año 2015, con la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, avanzándose definitivamente en la reforma iniciada con el RD-Ley 8/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Un impulso que, habida cuenta de las ventajas ya comentadas —y que particularmente para España (y, por extensión, la Península Ibérica) suponen un paso decisivo para abandonar, también en el gas, su condición de isla energética, a lo que está ayudando también la exposición del sistema gasista español al mercado de GNL—, está siendo decididamente apoyado desde las instituciones que dibujan el ecosistema del gas natural en nuestro país.

Todo lo anterior unido, particularmente para España: *i)* al hecho de que el Mercado Organizado de Gas español (creado formalmente al amparo del Artículo 65 bis de la mencionada Ley 8/2015) lleva operando más de un año; *ii)* al probable incremento de la demanda; *iii)* a la entrada de nuevos *traders*, caso de mantenerse el nivel de crecimiento de los volúmenes negociados en el punto virtual de balance (PVB); *iv)* a la irrupción de GNL indexado al Henry Hub y el aumento de las entregas de GNL *spot* en combinación con un cambio en la cartera de los contratos de aprovisionamiento correspondientes, con menor duración, más flexibilidad y sin indexación al petróleo; *v)* a la mayor capacidad del VIP Pirineos; *vi)* a la reforma del régimen de peajes, tanto en las regasificadoras como en las interconexiones; y *vii)* a la posible correlación, en un futuro, entre el precio del PVB y del GNL (que daría lugar a coberturas en el mercado español atractivas para los *traders* globales de GNL), son razones suficientes como para que *Información Comercial Española, Revista de Economía* preste atención en este número al nuevo modelo de mercado de gas natural en España.

Este monográfico abre con una reflexión, por parte de **Álvaro Nadal Belda**, ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España, sobre el papel que desempeña el gas como recurso energético, destacando la contribución de esta tecnología a la seguridad de suministro así como su papel como una fuente de energía primaria relevante en la transición hacia una economía baja en carbono.

Seguidamente, teniendo en cuenta que en la construcción y consolidación de un *hub* de gas la existencia de un mercado organizado (MIBGAS) es imprescindible, **Antonio Erias Rey**, presidente de MIBGAS, desgrana los fundamentos y el nivel de desarrollo que en su casi año y medio de actividad ha alcanzado dicho mercado organizado. En su colaboración, además de repasar los fundamentos conceptuales y regulatorios de MIBGAS, el autor plantea una respuesta a la pregunta de hasta qué punto la señal de precios que proporciona MIBGAS puede considerarse representativa del contrato *spot* del mercado mayorista de gas español. Por último, ofrece una reflexión sobre las posibles vías de desarrollo de este mercado.

Eloy Álvarez Pelegry, a continuación, con el fin de poder contextualizar la nueva situación española y evitar una visión subjetiva y parcial de aquella, define los conceptos y examina los parámetros que caracterizan los mercados mayoristas de gas en Europa.

Para ello: *i)* revisa el concepto europeo de mercado de gas; *ii)* define y/o tipifica los conceptos de *hub*, *over-the-counter* (OTC) y *exchange*; *iii)* con el fin de situar su importancia relativa, examina los mercados mayoristas de gas europeos más relevantes; *iv)* estudia el nivel de desarrollo de los mercados organizados más característicos de Europa; y, *v)* finalmente, establece algunas conclusiones y reflexiones respecto a los elementos relevantes para el desarrollo de estos mercados.

Dado el papel protagonista del gestor técnico del sistema (GTS) en el desarrollo de los mercados mayoristas de gas y en la construcción de un mercado interior de gas en la UE, **Diego Vela Llanes** revisa la contribución del GTS español en el mercado, y muy particularmente en su vertiente organizada (MIBGAS). Este sistema gasista ha ido consolidándose sistemáticamente de la mano de una legislación propia en consonancia con el marco europeo y su desarrollo nacional: concretamente, la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) relativa al balance de la red; el Real Decreto 984/2015 por el que se regula el mercado organizado de gas; y, particularmente, la armonización de la estructura tarifaria de transporte de gas en Europa (Reglamento UE 2017/460, de 16 de marzo). Esta normativa ha supuesto un punto de inflexión en la operativa implementada en nuestro país contribuyendo, decisivamente, al desarrollo de MIBGAS, asunto que se ha convertido en un instrumento fundamental para la gestión del balance de los participantes en el sistema gasista español, así como para las acciones de balance del gestor técnico del sistema.

Sergio López Pérez aborda, a continuación, un análisis sobre la posibilidad de que España (y, por extensión, la Península Ibérica) pueda llegar a convertirse en un *hub* de GNL. De alcanzarse este objetivo, que podría resultar estratégico para la política energética de nuestro país, se lograría la consolidación del mercado tanto en la vertiente mayorista como en la seguridad de suministro, proporcionando todo ello una mayor flexibilidad al mercado organizado.

Rocío Prieto González analiza en su colaboración el mercado minorista de gas en España, no solo con relación a su fundamento, características y evolución, sino también en lo que se refiere a las relaciones de aquel con el mercado mayorista.

Debido a que las fronteras que históricamente separaban el mercado OTC de los mercados organizados se están difuminando de manera imparable, en el artículo siguiente, **Jorge Fernández Gómez** analiza la situación actual de los mercados organizados a plazo de gas natural en Europa. Tras revisar la situación del mercado de gas en España y las oportunidades que brinda para la creación de un mercado organizado a plazo de gas natural en nuestro país, el autor concluye enfatizando la función que seguirán teniendo los mercados organizados a plazo como herramientas necesarias para promover visibilidad en los precios destacando, asimismo, el papel de los mercados de futuros como elementos complementarios de las plataformas OTC.

En el último artículo del monográfico, el profesor **Jesús Ángel Dopico Castro** y **Antonio Erias Rodríguez** se centran en analizar cuáles serían las posibles implicaciones

que existen entre la política energética y climática en la UE; particularmente, se refieren a la elección de tecnologías (*switching*) de generación eléctrica (entre el carbón y el gas natural) y el mercado de derechos de emisión europeo (EU ETS). Formulan como hipótesis razonable que el precio del CO_2 pueda constituir una señal básica en el proceso de evaluación y decisión sobre el *switching* de tecnologías con elevadas intensidades en emisiones, frente a otras más limpias. Por ello, reconocen como imprescindible que la señal de precio ha de tener suficiente nivel para estimular esta sustitución de combustibles. Estas circunstancias les lleva a concluir a los autores la necesidad de plantear nuevas reformas en el diseño y en la implementación de la actual agenda climática europea.

Antonio Erias Rey*

EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS EN ESPAÑA: FUNDAMENTOS Y DESARROLLO

De acuerdo con el modelo europeo de mercado de gas, el sistema gasista español reúne las características necesarias para consolidar un hub *(entendido como mercado mayorista). Sin embargo, hasta la puesta en marcha del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS), nuestro país adolecía de la posibilidad de desarrollar un mercado mayorista transparente y líquido. Este artículo repasa los fundamentos conceptuales y regulatorios de MIBGAS, y analiza hasta qué punto su señal de precios puede considerarse representativa del contrato* spot *del mercado mayorista de gas español. Por último, se incluyen algunas reflexiones acerca del desarrollo futuro de MIBGAS.*

Palabras clave: *factores de la oferta y la demanda, liquidez, señal de precios, regulación.*
Clasificación JEL: *G18, L11, Q32.*

1. Fundamentos y justificación del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS)

Desde que en mayo de 1825 se perforase en Fredonia, Nueva York, el primer pozo de gas natural con fines comerciales (Lash y Lash, 2014), hasta nuestros días, el gas natural ha logrado conformar un mercado propio (independiente del petróleo), estructurado en función de la oferta y de la demanda, con tres polos principales de negociación: Europa, EE UU y Asia-Pacífico. Este mercado, punto de encuentro entre productores de gas y consumidores, negoció en 2015 1.042 bcm con dos países, EE UU y Rusia, dominando tanto la producción como el consumo de gas natural[1].

En este contexto, España, con una demanda en 2016 de 321 TWh (2,1 por 100 superior al año anterior), seis regasificadoras (siendo el país con mayor capacidad de regasificación de Europa), un aprovisionamiento de, al menos, ocho fuentes de

* Catedrático de Economía Aplicada. Universidad de La Coruña. Presidente de MIBGAS

[1] De acuerdo al último informe de BP (2016), el gas natural es el único combustible fósil con un crecimiento continuo en los próximos 20 años; su bajo impacto medioambiental (comparado con el carbón y el petróleo), así como su función de respaldo para las tecnologías renovables, hace que el futuro del gas natural a medio y largo plazo sea prometedor. No obstante, habida cuenta del creciente rechazo social hacia las fuentes de energía fósiles, para mantener su competitividad a partir de 2030, el sector gasista deberá haber resuelto los problemas derivados de sus emisiones de CO_2 (STERN, 2017).

suministro distintas en 2016 (40 por 100 GNL[2]) y un mercado secundario *over the counter* (OTC por sus siglas en inglés, a medida de las partes), que supuso el 118 por 100 de la demanda, dispone de un sistema gasista que reúne las condiciones necesarias, de acuerdo al modelo de mercado mayorista europeo (ACER, 2015), para constituir un *hub* de gas, entendido como mercado mayorista. Sin embargo, la ausencia de precios transparentes y la falta de un mercado organizado de plazo (hasta la creación del Mercado Organizado de Gas –MIBGAS) resta credibilidad al propio mercado mayorista, desincentivando la participación de nuevos agentes, en especial los de menor tamaño y, por tanto, limitando el desarrollo del mercado.

En su ruta para alcanzar el estatus de *hub* líquido, el mercado mayorista español de gas ha ido creciendo y madurando de forma lenta, pero progresiva desde que la Ley 10/1987[3], en su Artículo 1, declarase «servicio público» el suministro de combustibles gaseosos por canalización. Así, una vez dados los primeros pasos y cumplidos los principales hitos en el proceso de liberalización del mercado (creación del gestor técnico del sistema, apertura del mercado y libertad de elección del comercializador), en 2008, y con el fin de culminar el citado proceso, se publica la propuesta conjunta de los reguladores energéticos español y portugués para desarrollar un mercado ibérico de gas integrado, siendo la piedra angular de dicha propuesta la creación de un Mercado Organizado de Gas de corto plazo, MIBGAS (CNE y ERSE, 2008).

A partir de 2008, y pese al descenso en el consumo de gas natural (el 17 por 100, entre 2008 y 2011), el mercado mayorista de gas español continúa su desarrollo[4], siempre sobre la base de transacciones bilaterales entre comercializadores, produciéndose la entrada de numerosos nuevos agentes y *traders*.

En paralelo a este proceso, y con el fin de construir un mercado interior de la energía en el territorio de la Unión Europea, entre 2012 y 2014 se aprueban diversos códigos de red europeos, de aplicación directa en cada Estado miembro, entre los que se incluyen los correspondientes a procedimientos de gestión de congestiones, de mecanismos de asignación de capacidad, de balance del gas en las redes de transporte y de normas de interoperabilidad y de intercambio de datos[5]. Es precisamente este acervo regulatorio europeo (que encuentra su fundamento en los «tres paquetes legislativos» de la energía, desarrollados por las instituciones de la Unión Europea entre 1998 y 2009)[6], el que ha hecho posible crear el contexto necesario para la aparición del Mercado Organizado de Gas en España; en este entorno, cabe destacar el mencionado modelo de mercado mayorista de gas desarrollado por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), Gas Target Model (GTM), como hoja de ruta que marca el camino a

[2] Una de las particularidades del sistema gasista español en comparación con Europa, con una cuota del 20 por 100 en relación al aprovisionamiento mediante GNL.

[3] Ley 10/1987, de 15 de mayo, BOE núm. 144, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

[4] Dos fueron los principales catalizadores del desarrollo del mercado mayorista de gas en España durante esta época: el primero, el sobreabastecimiento de GNL, debido al descenso de la demanda a partir de 2008, que provoca, por parte de las comercializadoras, la búsqueda de instrumentos de flexibilidad dentro del sistema, impulsando de esta manera el mercado de gas; y el segundo, los cambios regulatorios promovidos en el seno de la Unión Europea con el objetivo de alcanzar un mercado interior de energía.

[5] Queda pendiente de aprobación el correspondiente a la armonización de las estructuras tarifarias, de aplicación completa en mayo de 2019, que a buen seguro contribuirá eficazmente a eliminar las barreras de carácter financiero que dificultan el acoplamiento de los mercados, sobre todo, del sur de Europa (ENTSOG, 2015).

[6] Dichos paquetes (cuyo objetivo es armonizar y liberalizar el mercado interior de la energía de la Unión Europea) abordan medidas para el acceso al mercado, la transparencia y la regulación, la protección de los consumidores, el apoyo a la interconexión y los niveles de suministro adecuados. En febrero de 2011, el Consejo de Europa abordó el objetivo de culminar dicho mercado antes de 2014 y establecer interconexiones que permitieran poner fin a toda situación de aislamiento de un Estado miembro respecto a las redes europeas de gas y electricidad antes de 2015. Para más información sobre la legislación de la Unión Europea con relación al mercado interior de la energía, véase: *http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.2.html*

seguir en el proceso de la creación del mercado interior de energía en lo respectivo al gas natural, y que afirma que serán los *hubs* nacionales y sus señales de precio los que jugaran un papel destacado en la libre circulación del gas través de Europa, dando lugar a un mercado interior movido, exclusivamente, por gradientes económicos que reflejen su valor y su demanda.

Consecuentemente, a lo largo del año 2015 y en 2016, se aprobaron en España varias normas de distinto rango que configuran el marco regulatorio del Mercado Organizado de Gas, como paso natural en la evolución del mercado mayorista hacia la consolidación de un *hub* líquido en nuestro país[7].

Así, la creación de MIBGAS ha permitido que nuestro sistema gasista —acostumbrado, como se ha comentado, a transacciones bilaterales OTC entre comercializadores, con o sin intermediación, donde cuatro comercializadoras dominan más del 40 por 100 de las transacciones (es decir, un mercado de pocos con muchos)— disponga de una señal de precios de corto plazo que, una vez afianzada en la liquidez del mercado, beneficiará a todos los participantes del mismo[8]. Puede afirmarse, por tanto, que el desarrollo de un *hub* gasista líquido favorecerá la generación de señales de precio eficientes en el mercado de gas, tanto para los ajustes de muy corto plazo de las carteras de comercializadores de gas (desbalances) como para horizontes de medio plazo que encajen en las preferencias contractuales de los consumidores finales. Además, facilitará la cobertura de riesgos (derivada de la volatilidad característica de los mercados de gas) y la gestión logística de los operadores que utilizan las infraestructuras de GNL, fomentando su demanda (Fernández y Pérez, 2014).

2. Un modelo para explicar la formación del precio *spot* en MIBGAS

Los desarrollos regulatorios[9] dirigidos a abrir el mercado y favorecer las relaciones comerciales entre los participantes de un sistema gasista han dado lugar a un proceso de liberalización cuyo fruto, debido a las diferencias de madurez de las infraestructuras de gas, así como de los distintos perfiles de aprovisionamiento y de la demanda entre las regiones del mundo, varía significativamente entre dichas

[7] Especialmente reseñables: la Ley 8/2015, de 21 de mayo, BOE núm. 122, que actualiza la Ley 34/1998 (Ley de Hidrocarburos) y establece la figura del Mercado Organizado de Gas, designando a MIBGAS, S.A. como operador del mismo; el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, BOE núm. 261, que desarrolla la regulación de detalle del Mercado Organizado de Gas y renueva el sistema de acceso de terceros a las instalaciones de gas natural; la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), de 22 de julio, BOE núm. 185, por la que se define un nuevo mecanismo de balance en la red de transporte de gas en línea con el código de red europeo; dos Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía orientadas a fomentar la liquidez en el Mercado Organizado de Gas: la Resolución de 23 de diciembre de 2015, BOE núm. 312, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación (el cual se hace efectivo a partir del 14 de enero de 2016); y la Resolución de 6 de junio de 2016, BOE núm. 141, en la que se contempla el procedimiento de adquisición de gas colchón (entre el 21 de junio y el 31 de octubre de 2016) y de gas talón (efectiva desde el 1 de julio hasta el 30 de septiembre) en el Mercado Organizado y se incorpora, en «Otras disposiciones», la figura de los agentes creadores de mercado (*market makers*); por último, de acuerdo con las funciones atribuidas al Operador del Mercado en el Artículo 21 del Real Decreto 984/2015, la Resolución de 2 de agosto de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía, BOE núm. 188, facilita a MIBGAS llevar a cabo las labores de gestor de garantías del sistema de gas natural. Esta figura permite racionalizar la gestión de las garantías asociadas a los procesos de contratación de capacidad en las infraestructuras, los desbalances en los distintos puntos de balance del sistema y las garantías asociadas a la participación de los agentes en el Mercado Organizado de Gas.

[8] Según el regulador británico (OFGEM, 2012), un mercado mayorista no líquido tiene riesgos derivados para el consumidor minorista actuando como barrera de entrada y reduciendo, en consecuencia, la efectividad de la competencia. Asimismo, si los comercializadores no pueden acceder a los productos que necesitan en los mercados mayoristas, o no tienen confianza en las señales de precio, es difícil que estos puedan realizar una gestión efectiva del riesgo y, por tanto, manifiesten interés por participar en dicho mercado. Por su parte, la transparencia que proporciona un mercado organizado 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 (véase Nota 21).

[9] El gas natural, a pesar de que resulta más difícil de comercializar que los otros dos combustibles fósiles (carbón y petróleo), es una *commodity*. La razón de esa mayor dificultad para su comercialización radica en el hecho de que el gas natural (GN) fluye, mayoritariamente, confinado en tuberías que conforman una infraestructura de transporte y distribución muy costosa de replicar. En Europa, esta vía de aprovisionamiento representa aproximadamente el 80 por 100 del total, quedando el 20 por 100 restante en forma de gas natural licuado (GNL).

regiones e incluso dentro de las mismas (como en el caso de Europa).

Siguiendo la estela del proceso de liberalización desarrollado en Europa entre 1998 y 2009[10], explicitado a través de «tres paquetes legislativos», se crean los *hubs* —replicando lo ocurrido en 1988 en EE UU con la aparición del Henry hub, y en Reino Unido, en 1996, con la creación del National Balancing Point (NBP)— cuyo éxito dependerá de su capacidad para alcanzar volúmenes de negociación relevantes y sostenidos en el tiempo, así como para generar una señal de precios suficientemente conocida y ampliamente aceptada como indicador fiable y representativo del equilibrio entre la oferta y la demanda de gas, tanto en contratos a corto plazo (*spot*) como a largo plazo, futuros y derivados (Álvarez, Figuerola, López, Martén y Sarrado, 2013).

Un mercado *spot* líquido generará una señal de precio de referencia sobre el valor de la energía en el corto plazo, la cual recogerá la influencia derivada de los principales factores que afectan a la oferta y la demanda de gas natural, induciendo decisiones eficientes de consumo y de producción tanto en el corto como en el largo plazo. De esta manera contribuirá a incrementar la competencia dentro del propio sistema gasista y, subsecuentemente, la competitividad, sobre todo de los sectores productivos más intensivos en consumo de gas[11].

Contrastada la reiterada afirmación de que los precios mayoristas del gas en Europa están ya dominados por una combinación de precios del *hub* y de los aplicables en los contratos de suministro a largo plazo (todavía indexados al precio del petróleo y/o a sus derivados), los estudios y análisis especializados más recientes indican que los precios del contrato *spot* (en referencia al producto *day ahead*[12]) están determinados predominantemente por los fundamentales de la oferta y de la demanda que, en el corto plazo, es muy inelástica dando lugar a la consiguiente volatilidad[13].

Para los productores y los comercializadores de gas en todo el mundo, las dinámicas de precio de esta fuente de energía primaria, así como su volatilidad son decisivas tanto a la hora de adoptar decisiones finales de inversión en infraestructuras, como en la gestión del riesgo de sus posiciones en el mercado a través de coberturas financieras[14]. De ahí que resulte necesario disponer de herramientas, suficientemente contrastadas, que nos faciliten contar con una respuesta fiable a la pregunta quizás más relevante que tanto comerciantes (*traders)* como participantes en el sistema gasista se plantean: ¿cuáles son los factores (*drivers*) que determinan el precio *spot* del gas natural?

Los factores determinantes del precio *spot* del gas natural

En el contexto tradicional de mercado, basado en contratos a largo plazo, su lógica responde a determinados fundamentales de carácter económico (coste

[10] Los «tres paquetes legislativos» de la energía introdujeron dos cambios decisivos en las estructuras de los mercados mayoristas de gas europeos que sustentaron el proceso de liberalización del sector: *i) Third Party Access* (TPA), centrado en permitir y facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución; y *ii) Unbundling*, que supone la ruptura de las estructuras (verticalmente) integradas de las compañías, mediante la separación legal de las actividades de producción y suministro de las correspondientes al transporte y distribución.

[11] El gas supone más del 30 por 100 del gasto total energético en España (Instituto Nacional de Estadística, 2015). Por su parte, los industriales españoles consumen más del 62 por 100 del gas nacional; sin embargo, han llegado a pagar por este recurso natural entre el 20 y el 25 por 100 más que sus competidores europeos (Gas Industrial, 2016). Transparencia, competencia y liquidez de un mercado son aspectos interrelacionados, de forma que la incorporación de mejoras en cualquiera de ellos incide sobre los demás (véase Nota 21).

[12] *Day ahead*: gas cuya entrega física se realiza al día siguiente de su compra en el mercado.

[13] La inelasticidad de la demanda en el corto plazo provoca que, para una determinada cantidad de gas a consumir en función de los fundamentales de la demanda (temperatura, etc.), el rango de precio de casación con la oferta varíe considerablemente provocando una alta volatilidad.

[14] El aumento de las tensiones geopolíticas en las regiones productoras de combustibles fósiles y en los países limítrofes con estas, así como el incremento sistemático del flujo de capital, de *traders* y fondos de inversión hacia mercados financieros que utilizan como subyacente gas natural, petróleo y/o carbón han sido (y todavía son) dos factores concurrentes que han determinado el aumento de los precios de la energía, así como de su volatilidad en las dos últimas décadas. De hecho, la idea de utilizar derivados en los mercados energéticos no es nueva (JAMES, 2008).

de desarrollo de la infraestructura y suministro entre los más representativos) y de mercado (por ejemplo, competencia entre combustibles y entre suministradores). En consecuencia, los fundamentales del precio del gas natural son agregados en torno al precio del petróleo, que funciona como una variable *proxy* adecuada (Stern y Rogers, 2013). Así, desde la perspectiva de los exportadores: *i)* el desarrollo del mercado de gas era similar al del petróleo; y *ii*) muchos exportadores de gas lo eran también de petróleo. Por su parte, según los importadores: *i)* el gas natural estaba reemplazando, como combustible, tanto al petróleo como a sus derivados; y *ii)* el nivel de los precios del gas se fijaba por debajo de los del petróleo, y se indexaba a este con el fin de prevenir que los clientes finales volvieran a utilizar petróleo en detrimento del consumo de gas. De esta manera, el carácter de la indexación al petróleo impedía que sobre el mercado se cerniese cualquier sospecha de manipulación de precios por parte de los exportadores o de los importadores.

Esta ha sido la lógica durante décadas y muy especialmente a partir de 1990, seguida por la mayoría de los países. Puede afirmarse, por tanto, que en los últimos 20 años los precios internacionales del gas no han reflejado los fundamentales de oferta y demanda propios del mercado de gas natural, sino los del petróleo.

Sin embargo, desde 2008, sobre todo en los países de la OCDE importadores de gas, se vienen registrando tensiones en los precios que ponen de manifiesto la caída imparable de un modelo de negocio, basado en alcanzar el máximo nivel del precio para este recurso energético. Así, a medida que:

— El gas natural adquiría más peso en los balances de energía (composición de la demanda, del *mix* de generación…), llegando a desarrollar su propio mercado en vez de sustituir al petróleo y a sus derivados.

— El precio del petróleo aumentaba rápidamente, sobre todo, a partir de 2006, alcanzando niveles inesperados.

— La falta de flexibilidad para adaptar los contratos de suministro a largo plazo a los nuevos fundamentales y, subsecuentemente, la falta de competitividad del gas cuyo precio aparecía indexado al del petróleo.

— El superávit en el suministro de GNL.

— Y, como consecuencia de la liberalización de los mercados, la progresión registrada en la indexación de los precios del gas a los *hubs*…, el modelo de negocio ya no se sustenta en el nivel del precio del gas, sino que el tema estratégico pasa a ser la formación del precio y con ello su capacidad para reflejar la lógica del mercado.

Ya no se trata de reducir precios para incrementar la competencia dentro del sector (como solución de corto plazo) sino de que estos reflejen auténticamente la dinámica del mercado, para lo que resulta imprescindible que en el mecanismo tradicional de formación del precio mayorista del gas natural la indexación al petróleo, en caso de estar presente, tenga una relevancia mínima.

No obstante, ha de tenerse en cuenta que en este nuevo escenario y a pesar de que la indexación contractual al precio del petróleo ya no encuentra justificación desde la nueva estrategia de mercado: *i)* en la formación del precio del gas, el precio del petróleo seguirá siendo relevante aunque de manera indirecta; *ii)* los precios que registre el *hub* no tienen por qué ser, sistemáticamente, inferiores a los que se den en los contratos a largo plazo indexados al petróleo[15]; *iii)* y que el hecho de referenciarse al precio de un *hub* no lleva implícito la desaparición de los contratos (de suministro) a largo plazo.

En este sentido, análisis recientes indican que los precios *spot* (con relación al contrato del producto *day*

[15] La coincidencia del aumento del precio del petróleo y una débil demanda de gas daría lugar a un diferencial de precios de los contratos de largo plazo en relación con los precios fijados en las transacciones de los *hubs*, dando lugar a que el precio del suministro a través de los *hubs* europeos fuera más competitivo y a que, subsecuentemente, se produjera: un incremento de los volúmenes de gas negociados en dichos *hubs*; y un aumento del porcentaje de la indexación *spot* (mecanismo *gas-to-gas*) en los contratos a largo plazo (Funseam, 2013).

ahead) están determinados predominantemente por los fundamentales del mercado: es decir, los factores determinantes de la oferta y de la demanda (US Energy Information Administration, 2016). La base de los trabajos de investigación realizados al efecto tiene de común denominador el hecho de analizar el desarrollo de los precios *spot*, y dentro de estos el correspondiente al producto *day ahead* (al referirse al producto más líquido negociado en los *hubs* europeos, así como en MIBGAS), en mercados considerados maduros.

En la búsqueda de esta respuesta para la formación del precio del gas, los investigadores han seguido diferentes enfoques: desde la cointegración a largo plazo entre los precios del gas y del petróleo (Villar y Joutz, 2006) al efecto de los *shocks* de temperatura, almacenamiento y suministro en el precio *spot* del gas (Nick y Thoenes, 2014) utilizando un modelo vectorial estructural autorregresivo (SVAR).

En cualquier caso, más allá del enfoque empleado, parece existir un consenso generalizado acerca de los (seis) factores que afectan al precio del gas natural, si bien el peso de los mismos variará dependiendo de la estructura del mercado mayorista que se considere, así como en función del orden de prelación en el uso del gas por los distintos sectores económicos (Avis, 2016):

- En el lado de la oferta, como norma general: una elevación de la oferta o en el suministro presionaría los precios a la baja; o si el comportamiento de aquella es el inverso, esta circunstancia empujaría los precios al alza.

— Suministro: se trata, quizás, del factor más determinante en la formación del precio del gas. El hecho de que el sistema se encuentre largo de gas (es decir, abastecido suficientemente), presionaría los precios a la baja. De este modo, las interrupciones de suministro pueden tener un profundo impacto en los precios de los *hubs*. En este sentido, la «renta de los recursos» (teoría de agotamiento de los recursos de Hotelling, 1931), es otro factor a tener en cuenta en relación al precio del gas; por tanto, es de esperar, que cuanto mayor sea la renta del recurso (es decir, que aumente la tasa de interés por dicho recurso), más elevado será su precio (Faber y Proops, 1993).

— Importaciones: sobre todo cuando el mercado es manifiestamente dependiente de las importaciones de gas natural (como es el caso español, con una producción doméstica inferior al 0,3 por 100 de la demanda nacional), el precio está muy condicionado por el del gas importado. En este sentido, la posibilidad de disfrutar de un suministro flexible, capaz de atender los picos de demanda, contribuirá a mantener un nivel de precio bajo en el gas.

— Nivel de las existencias de gas: la teoría, con relación al almacenamiento de gas, indica que «el nivel de los inventarios afecta al *spread* (diferencial) entre los precios *spot* y futuros del gas». De esta manera, la función estratégica de los almacenamientos es promover la fiabilidad del suministro de gas como una medida para estabilizar la volatilidad en el precio que, a buen seguro, podría producirse como resultado de la estacionalidad de la demanda y/o interrupciones imprevistas en el suministro (Cartea y Williams, 2008).

- En el lado de la demanda, como norma general: el aumento de la demanda tiende a empujar los precios al alza, mientras que un decrecimiento en la misma los presionaría, bajándolos.

— Crecimiento económico: la fortaleza de la economía influye de manera considerable en la dinámica de los mercados de gas natural. Así, en períodos de crecimiento económico (particularmente en los mercados industrial y comercial), el subsecuente incremento de la demanda de bienes y servicios provocaría un mayor uso del gas en el sector convencional (doméstico/comercial e industrial); y, con ello, tendería a producirse un aumento del precio del gas. Por el contrario, una economía débil o en decrecimiento presionaría el precio del gas a la baja. Por su parte, la elevación y la disminución del precio empujarían reduciendo o aumentando la demanda de gas,

respectivamente. También es necesario considerar la reciente presencia de esta fuente de energía primaria en la generación de electricidad[16] (otro de los insumos característicos del sector industrial)[17]. Con relación a lo anterior, puede afirmarse que a medida que crece el número de sectores de la economía que demandan un mayor uso del gas natural, así como su actividad (ligada al crecimiento de la economía), el precio de este recurso aumenta invariablemente.

— Condiciones climatológicas (estacionalidad): el gas natural es la principal fuente de calefacción y, como tal, la demanda que de este recurso hagan los usuarios residenciales y comerciales será inelástica dando lugar a un patrón estacional en el precio del gas: más caro en otoño/invierno; más barato en primavera/verano. Así, las situaciones de *shock* climático (por ejemplo, olas de frío) que se produzcan, repercutirán de manera intensa sobre el precio del gas empujándolo al alza habida cuenta de que, en la mayoría de estas situaciones, el suministro regular no es capaz de reaccionar adecuadamente, en el corto plazo, para cubrir dichos picos de demanda.

— Precio de los combustibles de sustitución: la utilización de los recursos naturales por parte de las compañías que conforman el sector de grandes consumidores de energía (sector eléctrico, industria pesada, papeleras, etc.) cambia, regularmente, en función de los precios de dichos recursos. Así, cuando el coste de otros combustibles alternativos/de sustitución cae, la demanda de gas natural por parte de esos grandes consumidores podría disminuir y, por tanto, también lo haría el precio de este recurso; y viceversa: cuando el coste de esos combustibles sube con relación al precio del gas, el cambio a gas incrementaría su demanda y, de manera inducida, su precio[18] (Stern y Rogers, 2013).

Teniendo en cuenta lo anterior, puede afirmarse que, en un escenario liberalizado y global, donde la estrategia a largo plazo pasa por definir el mecanismo de formación del precio del gas más adecuado a las leyes del mercado imperantes en cada zona (no tanto por el empeño en que su precio baje), y en el que ya no se encuentran evidencias de una estrecha relación entre los precios *spot* del gas natural, el petróleo y el carbón, el precio del gas ha encontrado sus propios fundamentales[19]. El conjunto de estos fundamentales conforma un sistema de relaciones de causalidad complejo, cuyo epicentro es el precio *spot* del gas.

En el caso específico de España, en la definición del citado sistema ha de tenerse en cuenta que: *i)* nuestro país es más dependiente del GNL[20] que cualquier

[16] Hay que tener en cuenta que el gas actúa normalmente como tecnología marginal, marcando el precio de la electricidad.

[17] La presencia de gas en el *mix* eléctrico se verá reducida por el aumento de la capacidad de generación mediante energías renovables habida cuenta de que, al tener costes marginales muy bajos, disfrutan de una mejor posición que las centrales térmicas de gas natural en el orden de mérito.

[18] El factor limitante para que esta estrategia pueda materializarse se encuentra en la capacidad tecnológica de estos grandes consumidores de gas para intercambiar el combustible utilizado en sus procesos productivos. Con respecto al petróleo, hay que tener en cuenta que la conmutación, a corto plazo, apenas es relevante en Europa Occidental, habida cuenta de que dicho combustible fósil prácticamente ha desaparecido en la mayoría de los sectores de energía. No obstante, aunque la dinámica de oferta y demanda de gas difiera, y a pesar de la falta de sustitución a corto plazo, el precio del petróleo influye en el precio del gas si este último está indexado al del primero.

[19] La efectividad que tengan las políticas europeas de integración de mercados gasistas será decisiva para el desarrollo de la liquidez de los *hubs* y, subsecuentemente, extender la competencia *gas-to-gas* frente a la indexación al petróleo. Con ello, podrá asegurarse un mecanismo de formación del precio transparente que se ajuste a las variaciones en la oferta y en la demanda de gas, en vez de mantenerse sustancialmente rígido sometido a la inflexibilidad de las cláusulas *take-or-pay* de los contratos (de suministro) a largo plazo.

[20] Según la IEA (2016), el volumen de gas sobrecontratado en España se situaba en 15 bcm, en 2013, permaneciendo a niveles similares desde entonces: es decir, casi la mitad del consumo de gas actual; una situación que plantea el dilema de cómo gestionar eficientemente esta situación de sobreabastecimiento. De acuerdo con los datos de importación de gas registrados entre 2008 y 2015, parece que los gestores del sistema gasista español han optado por maximizar las importaciones de GN (que aumentaron en 8 bcm debido, principalmente, a la apertura del MEDGAZ, aunque también se incrementó el suministro a través de la interconexión con Francia) y reducir las de GNL; así, desde 2013, las importaciones de gas por tubo superan cada año las de GNL. MEDGAZ es la compañía para el diseño, construcción y operación del gasoducto submarino Argelia-Europa, vía España, el primero a más de 2.000 metros de profundidad en el Mediterráneo. Con una capacidad inicial de 8.000 millones de metros cúbicos (8 bcm) al año, transporta gas natural (desde 2011) directamente desde Beni Saf, en la costa argelina, hasta Almería.

otro Estado europeo (el volumen de GNL importado por España representó, en 2016, el 42 por 100 del suministro total, mientras que dicho valor medio se sitúa en el entorno del 20 por 100 en Europa); *ii)* la crisis económica redujo, entre 2009 y 2013, de manera muy considerable los consumos de energía eléctrica y de gas natural; *iii)* el elevado desarrollo de las energías renovables, muy superior al de los demás Estados miembros de la UE, actuó en detrimento del uso de las centrales térmicas (y, en particular, de las de ciclos combinados) y, por tanto, sobre la participación del gas en el *mix* de generación; no obstante, los acontecimientos ocurridos en enero de 2017 con el precio de la electricidad, y a pesar de que la participación del gas en el *mix* de generación es considerablemente inferior a la que registran los demás países de la UE, la formación del precio del megavatio eléctrico hace que, en situaciones de picos de demanda, sea el precio *spot* del gas el que fije el marginal eléctrico; en consecuencia, ambos precios (eléctrico y gas) están interrelacionados; *iv)* entre 2011 y 2014, una legislación que favorecía el consumo del carbón nacional con el consecuente deterioro del consumo de gas para generación eléctrica; y *v)* habida cuenta de que, por término medio, el 80 por 100 de la demanda de gas en España procede del sector convencional (residencial/comercial e industrial), la estacionalidad de la misma (sobre todo, en lo que se refiere a la influencia de los *shocks* de temperatura) jugará también un papel relevante en la formación del precio *spot* del gas en nuestro país.

En un intento de visualizar esta complejidad, en el Esquema 1 se muestra un sistema que trata de fijar las relaciones de causalidad existentes entre las diferentes variables (valor de la demanda, total y desagregada; *mix* de generación y precio *spot* de la unidad de energía eléctrica; precios de los combustibles de sustitución —mercados internacionales de *commodities*—; precios del contrato *spot* en los mercados de gas europeos y, particularmente, en el *hub* TRS-Francia Sur; nivel de almacenamiento del sistema gasista; *mix* de cobertura de la demanda; cantidad de gas exportado; y por su posible influencia, aunque puntualmente, las operaciones realizadas por el gestor técnico del sistema en MIBGAS) que intervienen en la formación del precio *spot* en el Mercado Organizado de Gas español.

3. Los primeros resultados ¿Está reflejando MIBGAS los precios *spot* del mercado mayorista de gas natural en España?

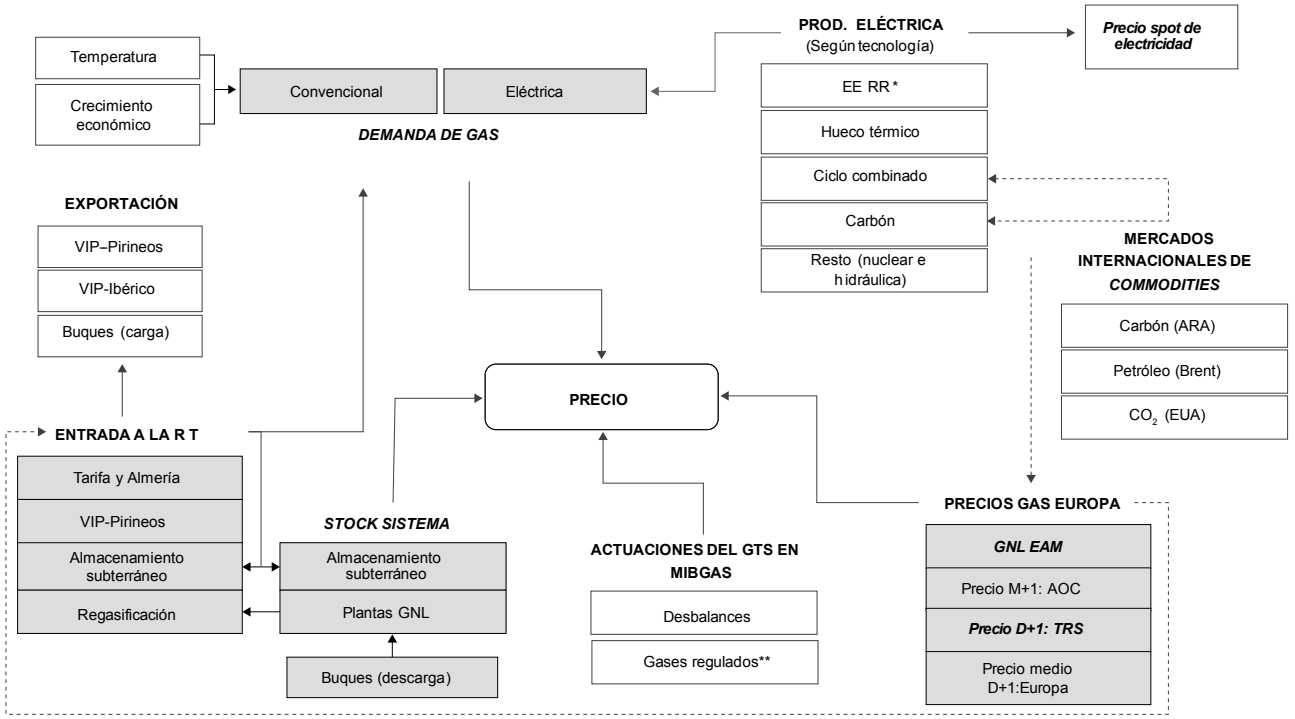
Desde el inicio de sus operaciones, la evolución del volumen intercambiado en la plataforma de MIBGAS ha ido creciendo gradualmente hasta alcanzar en 2016 un total de 6.566,1 GWh (equivalentes al 2,04 por 100 de la demanda total nacional en dicho año), cifra similar a la registrada en otros mercados organizados *spot* (por ejemplo, el austriaco) en sus primeros años de funcionamiento. Del volumen total transaccionado en dicho año, el 50,1 por 100 corresponde a la negociación continua, mientras que el resto se materializó a través de subastas. Por otro lado, el número de agentes dados de alta en MIBGAS se situaba en 44 a finales de 2016, entre los que se encuentran los más relevantes del sistema gasista español[21].

Con relación a los productos cuya titularidad se intercambió en MIBGAS, en 2016, el 75,3 por 100 del volumen negociado corresponde a los productos MIBGAS intradiario (35,2 por 100) y MIBGAS D+1 (40,1 por 100), afianzando el carácter *spot* de MIBGAS y su reconocimiento como instrumento de ajuste para los participantes del mercado. Por su parte, el producto MIBGAS mes siguiente, con un carácter más enfocado al suministro y a la mitigación del riesgo de precio fue el tercer producto más negociado, con una cuota del 15,3 por 100 del total.

[21] 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 (MARTÍN y VILLAPLANA, 2012).

ESQUEMA 1

REPRESENTACIÓN SISTÉMICA DE LA FORMACIÓN DEL PRECIO *SPOT* DEL GAS EN EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS (MIBGAS)



NOTAS: ▭ Factores determinantes del precio *spot* en MIBGAS. ***AaBb***: «variables principales» (en cursiva, negrilla y en mayúsculas o minúsculas) para analizar la representatividad de la señal de precio *spot* que proporciona MIBGAS.
FUENTE: Elaboración propia.

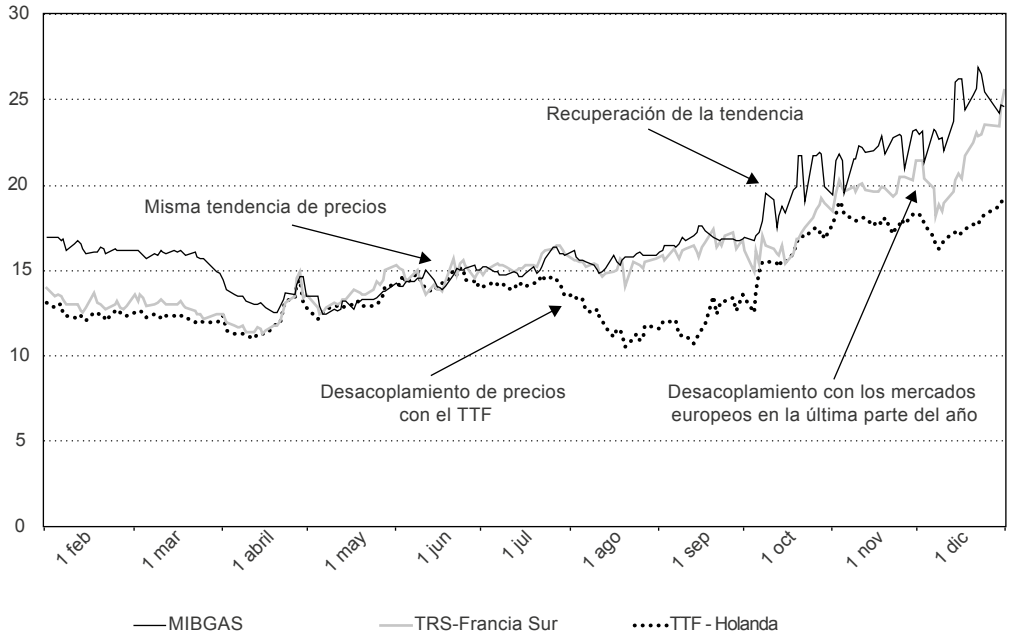
En general, los resultados obtenidos en el primer año de operación de MIBGAS pueden considerarse satisfactorios, siempre teniendo en cuenta que todavía debe recorrerse mucho camino aún hasta alcanzar un nivel de actividad y liquidez en línea con los objetivos cuantitativos marcados por ACER en su definición del *Gas Target Model*.

La representatividad de la señal de precios

Tomando en consideración la evolución satisfactoria que ha mostrado la liquidez de MIBGAS en su primer año de operación, cabe ahora preguntarse si el sistema gasista español dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural consistente, y cada vez más creíble. Aunque se trata de una pregunta siempre difícil de responder, y desde la prudencia que aconseja en el caso particular de MIBGAS dado su carácter incipiente, la evolución del precio (Gráficos 1 y 2) del contrato MIBGAS D+1 (el producto *spot* más representativo del mercado), en 2016, así como en los dos primeros meses de 2017 (con un mes de enero especialmente complejo), permite avanzar una respuesta positiva con cierto margen de confianza. No obstante, para dar una contestación más sólida a la pregunta anterior, será necesario estudiar la correlación que, en base al

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PRODUCTO DIARIO D+1 EN MIBGAS Y EN LOS MERCADOS EUROPEOS TRS Y TTF (FEBRERO 2016 - DICIEMBRE 2016)



NOTA: Con el fin de poder establecer comparaciones entre los diferentes mercados europeos y en aras de la homogeneidad, los datos que se muestran en la figura no incluyen fines de semana y festivos.
FUENTE: MIBGAS; ICE; PEGAS. Elaboración propia.

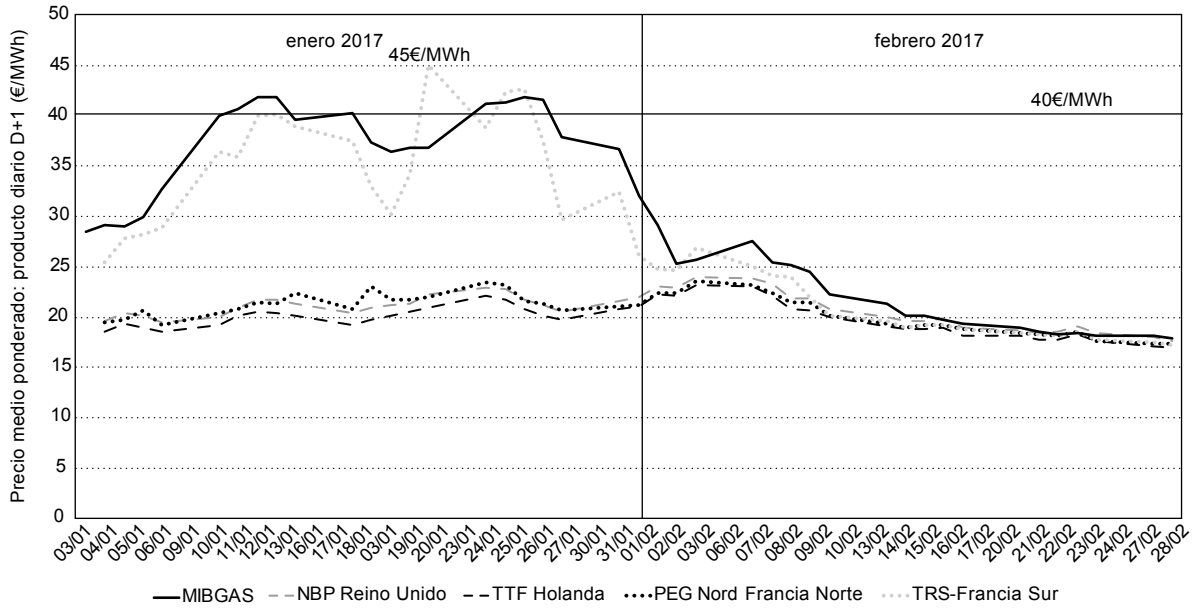
planteamiento sistémico realizado (Gráfico 1), muestre el precio del contrato MIBGAS D+1 frente a las variables seleccionadas.

De acuerdo con el Gráfico 1, el precio *spot* de MIBGAS mantiene una tendencia similar al TTF en la primera mitad del año (si bien durante el primer trimestre registra un *premium* en torno a los 3 euros por MWh de media), cuando existe convergencia entre los mercados europeos. La revisión trimestral de los contratos a largo plazo (indexados mayoritariamente al petróleo) y el cambio de valor de los peajes estacionales (regasificación e interconexión) son factores concurrentes para explicar dicho acoplamiento de los precios. Por el contrario, el desacoplamiento entre el precio *spot* de MIBGAS y su homólogo del TTF se hace especialmente significativo durante el tercer trimestre del año, registrando variaciones de precios contrarias que dan lugar a valores del *spread* que llegan a superar los 6 euros por MWh. Sin embargo, en este periodo de desacoplamiento, el Mercado Organizado de Gas español ha seguido la senda del TRS por sus posibilidades directas de arbitraje, reflejando un comportamiento lógico entre mercados adyacentes.

Enero (Gráfico 2) ha sido un mes caracterizado por la escalada de precios del contrato *spot* tanto en MIBGAS (que llegó a cotizar a 43 euros por MWh el día 22) como en el mercado del sur de Francia (que durante el citado mes ha cortado la curva correspondiente a MIBGAS en más de una ocasión), que se han mantenido muy acoplados aunque registrando precios *spot* muy superiores a los de sus pares europeos.

GRÁFICO 2

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PRODUCTO DIARIO D+1 EN MIBGAS Y EN LOS MERCADOS EUROPEOS TTF, PEG NORD, TRS Y NBP (ENERO 2017 - FEBRERO 2017)



NOTA: Con el fin de poder establecer comparaciones entre los diferentes mercados europeos y en aras de la homogeneidad, los datos que se muestran en la figura no incluyen fines de semana y festivos.
FUENTE: MIBGAS; ICE; PEGAS. Elaboración propia.

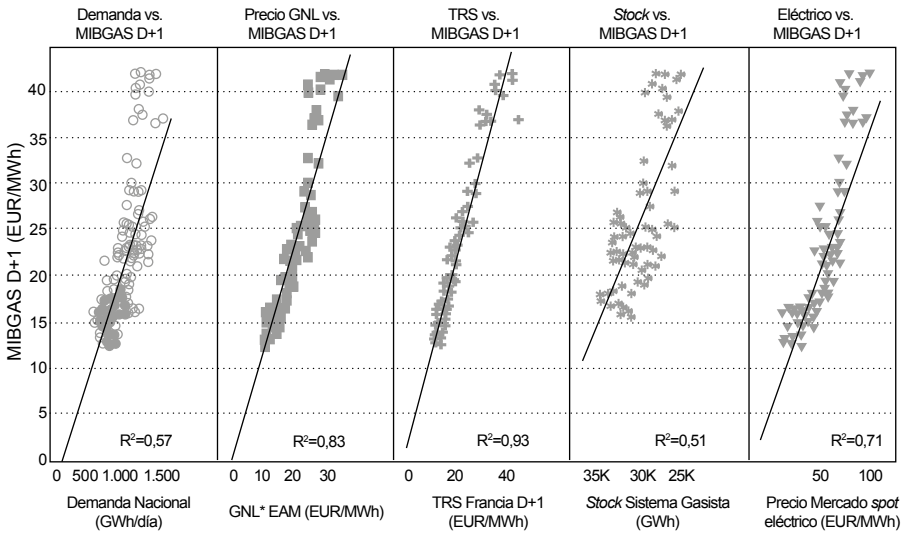
Esta situación de precios inusualmente elevados podría obedecer al mecanismo de mercado que representa MIBGAS, reaccionando con incrementos en los contratos *spot* en función de la evolución de los fundamentales de la oferta y de la demanda. De modo que bajo unas condiciones de «tormenta perfecta»: ola de frío, interrupción de la generación eléctrica por una parte significativa del parque nuclear francés, un sistema corto de gas (que debía atender una demanda superior a la prevista en el escenario más desfavorable) y la subida considerable de los precios de corto plazo en el mercado adyacente francés, la señal de precios del producto MIBGAS D+1 ha evolucionado como cabía esperar: al alza.

Por el contrario, en febrero (Gráfico 2), una vez corregidas las tensiones entre la oferta y la demanda y eliminados, o cuanto menos suavizados, los factores que provocaron dichas tensiones, el precio *spot* de MIBGAS ha vuelto a la senda decreciente, acoplándose con los de sus pares europeos y cerrando febrero con el contrato MIBGAS D+1 a 17,9 euros por MWh.

Teniendo en cuenta la variación del precio de producto MIBGAS D+1: *i)* respondiendo, por un lado, a la evolución del precio *spot* en los mercados gasistas de referencia (TTF) en momentos de convergencia de los mercados europeos y, por otro lado, a la lógica del acoplamiento de mercados adyacentes (TRS) en momentos de divergencia; y *ii)* reflejando las tensiones entre la oferta y la demanda ocasionadas por eventos fuera de lo esperado, podría afirmarse, aunque todavía con prudencia, que la señal de precios *spot* emitida por MIBGAS se comporta de manera similar a las de otros

GRÁFICO 3

REPRESENTACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO DEL CONTRATO MIBGAS D+1 Y LAS VARIABLES PRINCIPALES, DETERMINANTES DE SU FORMACIÓN



NOTA: GNL*EAM. Corresponde al valor *spot* del mercado GNL FOB (*Free On Board*) procedente de países como España, Holanda, Noruega, Bélgica, Francia, Nigeria y Argelia, y entregado a las principales regiones consumidoras de gas (Sudáfrica y Asia-Pacífico). Por su parte, el cálculo del coeficiente de correlación lineal se ha realizado excluyendo los datos correspondientes a fines de semana.
FUENTE: MIBGAS; Enagás; PEGAS; OMIE. Elaboración propia.

mercados de referencia europeos, aunque con divergencias coyunturales que pueden explicarse por variaciones en los fundamentales del mercado español diferentes de las registradas en los otros mercados, y por tanto estaría consiguiendo reflejar adecuadamente el precio *spot* representativo del gas en el mercado mayorista español.

No obstante, validar esta conclusión exige un estudio más profundo basado en el análisis de correlación (Gráfico 3) entre el precio *spot* de MIBGAS y las variables principales del sistema que modelan la formación de dicho precio (Esquema 1).

Según puede apreciarse en el Gráfico 3, el precio del contrato MIBGAS D+1 muestra una correlación (valor del coeficiente de correlación lineal: R^2) alta, directa, con respecto al precio *spot* del GNL, habida cuenta de la elevada dependencia que tiene el sistema gasista español de las importaciones de este producto; también exhibe, como así lo ha explicitado con claridad el comportamiento del precio en enero de 2017, una correlación directa muy elevada (la más alta entre las variables analizadas) con respecto al precio *spot* registrado en el *hub* del sur de Francia (TRS) reflejando, de esta manera, el comportamiento esperado entre mercados adyacentes; por último, el nivel de correlación (R^2=0,71) con el precio *spot* eléctrico confirma la interrelación entre ambas variables, añadiendo certeza al modelo sistémico planteado en el Esquema 1. Por su parte, la correlación media (valor de R^2 entre 0,50 y 0,60) que presenta el precio del producto MIBGAS D+1 frente a dos de las variables *a priori* más influyentes (demanda y nivel de *stock* del sistema gasista) sobre el precio *spot*

del gas, parece anunciar un comportamiento adecuado de este precio —aumentando al incrementarse la demanda y con la disminución del gas almacenado—, si bien todavía queda margen de fiabilidad en la respuesta, a medida que mejore la liquidez de este producto.

En consecuencia, y siempre desde la prudencia que exige el hecho de no disponer de un histórico suficientemente representativo para reforzar las conclusiones anteriores, podría inferirse que el mercado está teniendo un desarrollo muy positivo, explicitando un funcionamiento satisfactorio y por tanto, a pesar de que los volúmenes negociados aún puedan crecer, MIBGAS está permitiendo contar con un precio *spot* para el gas en el mercado mayorista español.

4. Algunas reflexiones sobre su desarrollo

Habida cuenta de que hoy día existen muchos *hubs* en Europa, que disipan la posibilidad de que un grupo de productores controle todas las áreas de mercado, dando lugar a una única señal de precio; a diferencia de lo que ocurre en el caso del petróleo, con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), desde las instituciones (públicas: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, MINETAD, y privadas: asociaciones de grandes consumidores —Gas-Industrial—, etc.), así como por parte de los expertos, se viene madurando la idea de que España, por su posición geoestratégica, su alta capacidad de regasificación y los avances alcanzados con respecto a la seguridad de suministro, dispone de los elementos necesarios para conformar un *hub* de gas suficientemente líquido como para generar una señal de precios de referencia para el sur de Europa y para convertirse en un polo clave en la entrada de gas a Europa desde África (GN argelino, a través del MEDGAZ) y el Océano Atlántico (GNL, procedente de EE UU, Canadá, etc.)[22].

En la consolidación del mencionado *hub*, el Mercado Organizado de Gas (*exchange*) juega un papel de máxima relevancia toda vez que, en lo que respecta a su horizonte de corto plazo, generará señales de precios creíbles capaces de reunir toda la influencia de los fundamentales (estacionalidad, precio de aprovisionamiento del GNL, acoplamiento con los mercados del norte de Europa, etc.) que afectan a la oferta y a la demanda; y, desde una perspectiva de plazo, permitirá a los agentes realizar sus coberturas, reduciendo así el riesgo derivado de la negociación en este tipo de mercados (volátiles), mediante la adquisición de futuros con entrega física que utilicen el gas como subyacente, así como encontrar una fuente de aprovisionamiento en el propio mercado.

Estos dos vectores (*spot* y futuros) conforman las líneas de crecimiento, y por tanto configuran la ruta hacia la liquidez de los mercados organizados de gas natural; una ruta que según los expertos lleva tiempo recorrer (entre 10 y 15 años), dada su complejidad no exenta de la necesidad de apoyo por parte de todos los intervinientes en el sistema gasista (Heather, 2015). En esta misma línea se posiciona ACER al identificar como un reto esencial para alcanzar un mercado mayorista que funcione adecuadamente el desarrollo de liquidez en los productos a plazo (de futuros). Así, de conformidad con el artículo 14.2 del RD 984/2015, de 30 de octubre, en su Orden ETU/1997/2016 (artículo 11), de 23 de diciembre[23], el MINETAD ofrece pistas sobre la dirección estratégica que para su crecimiento y desarrollo ha de seguir MIBGAS, al habilitarlo para negociar nuevos productos que fomenten la liquidez. Entre ellos, a los mencionados servicios de balance promovidos por el gestor técnico del sistema, se unen:

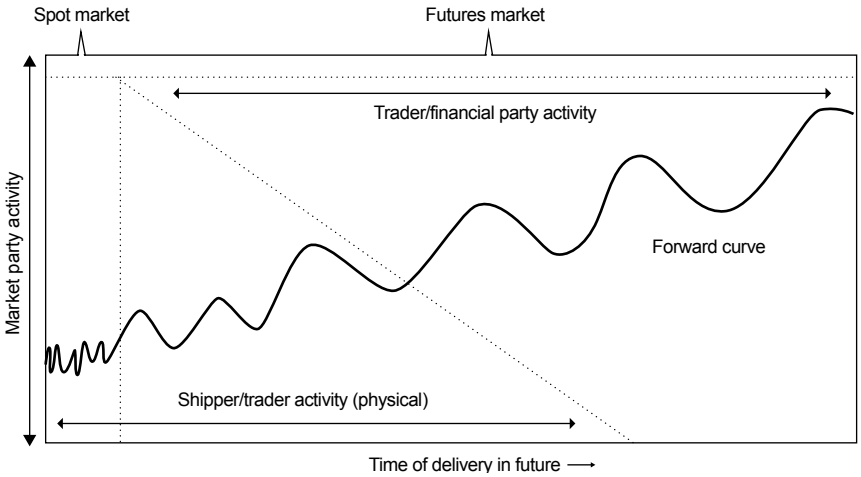
— Con el fin de desarrollar un mercado a plazo (futuros), productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el punto virtual de balance del sistema

[22] Según un estudio elaborado por la Agencia Platts, la capacidad ociosa de GNL para los años 2016 y 2017 ascenderá, en Europa, a 18 bcm, de los que la mitad (9 bcm) pueden acabar en España.

[23] Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, BOE nº 314, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017.

GRÁFICO 4

ACTIVIDAD DE LOS COMERCIALIZADORES (*SHIPPERS*) Y DE LOS AGENTES (*TRADERS*) EN LOS MERCADOS *SPOT* Y DE FUTUROS



FUENTE: OCDE/AIE (2013).

con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción. Un mercado organizado a plazo, líquido y que funcione adecuadamente, actuará como impulsor de la liquidez en todos los productos a plazo (derivados y opciones)[24].

En este sentido, aún sin pretender realizar un análisis exhaustivo, conviene destacar algunos aspectos que justifican la relación directa entre productos de más plazo (futuros) y la liquidez del mercado. Quizás una de las ventajas más evidentes que tiene el hecho de poder negociar este tipo de productos en un mercado organizado es la versatilidad de sus participantes que, bajo esta situación, podrá incluir a agentes financieros que utilicen la volatilidad de los precios para especular (es decir, comprarán riesgo para obtener ganancias); asimismo, los propios comercializadores (*shippers*) podrán disponer de productos no financieros, liquidados en cámara de compensación, con el horizonte de entrega lo suficientemente lejano como para reducir el riesgo inherente a las transacciones de los mercados con entrega física.

— Otra ventaja a tener en cuenta es la posibilidad de que los agentes entrantes no integrados deben buscar coberturas a través de los mercados tanto *spot* como a plazo, a un coste razonable y adaptarlos a la flexibilidad contractual, liquidez y plazos ofrecidos por dichos mecanismos (Martín y Villaplana, 2012).

Según puede apreciarse en el Gráfico 4, entre el mercado *spot* (utilizado por los comercializadores para ajustar sus desbalances diarios) y el mercado financiero de futuros (*forward*), empleado por los *traders* para especular, existe una zona de transición (intermedia) en la que tanto *shippers* como *traders* interaccionan desde un punto de vista simbiótico (International Energy Agency, 2013).

[24] Para completar el diseño del Mercado Organizado, con el fin de cubrir las necesidades de los agentes (más allá de las correspondientes a la necesidad de balancearse), resulta imprescindible que este ofrezca contratos más allá del *spot*. Entre los productos de mayor horizonte a priorizar, de acuerdo con la experiencia de otros mercados, destacan el «mes siguiente» y los «trimestres».

Por su parte, la amplitud temporal de dicha zona intermedia, en el caso del Mercado Organizado de Gas en España, está fijada por la mencionada Ley 8/2015, de 21 de mayo, y se corresponde actualmente con el plazo de entrega del producto *Month ahead* (mes siguiente).

En base a lo anterior y teniendo en cuenta que la entrada de *traders* en el mercado tiende a incrementar su competencia y, por ende, su nivel de profundidad (al mostrarse mucho más activos que los comercializadores), resulta fácil concluir que la negociación de productos a plazo (futuros) redundará posiblemente en la mejora sustancial de la liquidez del mercado.

Más allá de su efecto sobre la liquidez del mercado, la posibilidad de negociación de estos futuros en un mercado organizado ofrece determinadas ventajas adicionales, entre las que destacan: su contribución decisiva a la liberalización efectiva del sector gasista; y la posibilidad de que los consumidores directos obtengan su suministro de gas de forma diversificada, atendiendo exclusivamente a fuerzas del mercado[25].

— Otro factor importante para la liquidez sería la desvinculación de la TUR al Brent, indexándola al precio de referencia que proporcione MIBGAS. En Italia, ya se realizó este proceso (indexando el precio de dicha tarifa al TTF), que se confirmó como muy positivo para el mercado (PSV).

— Y, para fomentar la utilización de las infraestructuras de GNL y una mayor integración con el gas natural en el sistema español, productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación o agrupación de ellas (desarrollando, por ejemplo, el concepto de «planta única virtual»), y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos.

Adicionalmente, una vez realizadas las pertinentes transformaciones en el mercado, a través de los procesos regulatorios apuntados, habría que acometer las reformas del sistema gasista necesarias para la gestión del aspecto físico del mercado y, con ello, hacer viable con total plenitud el proceso de liberalización. Entre dichas reformas, quizás la más influyente sea la que tiene que ver con el desarrollo de infraestructuras relevantes para el mercado y, muy especialmente, la interconexión de la Península Ibérica con el centro de Europa a través del VIP (Virtual Interconnecting Point) Pirineos[26].

Referencias bibliográficas

[1] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERNGY REGULATORS (2015). *Gas Target Model*, Lubliana.

[2] ÁLVAREZ, E.; FIGUEROLA, S.; LÓPEZ, D.; MARTÉN, I. y SARRADO, Ll. (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos: factores clave del éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) - Boston Consulting Group.

[3] ARANZADI, C y LÓPEZ, C. (2014). *Tecnología, economía y regulación en el sector energético*. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

[4] AVIS, P. (2016). *What Drives European Natural Gas Prices?* Energy Analyst. Recuperado 23 de marzo de 2017, de *http://energyanalyst.co.uk/what-drives-european-natural-gas-prices/*

[5] CARTEA, A. y WILLIAMS, T. (2008). «UK Gas Markets: The Market Price of Risk and Applications to Multiple Interruptible Supply Contracts». *Energy Economics*, vol. 30, nº 3, mayo, pp. 829-846.

[6] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA Y ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (2008). *Modelo de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS*, Madrid: CNE y ERSE.

[25] Que los grandes consumidores (consumidores directos) puedan encontrar acomodo para su suministro de gas en el mercado organizado, en vez de estar sujetos a un determinado suministrador mediante un contrato bilateral (en el que, durante su negociación, no ha existido la posibilidad de disponer de una señal de precio externa, transparente), hará posible reducir sus costes fijos de producción (y con ello, incrementar su competitividad), lo cual puede dar lugar a un círculo virtuoso que acelera la liquidez del mercado.

[26] Esta nueva interconexión, incorporada en el año 2013 a la lista de Proyectos de Interés Común de la Unión Europea —con una inversión aproximada de 470.000.000 de euros y que en base a la intencionalidad política mostrada por los Gobiernos de España, Portugal y Francia tendría que estar plenamente operativa en 2020—, permitirá incrementar de forma significativa la capacidad entre España y Francia (desde los 7,2 bcm/año actuales hasta los 14,3 bcm/año, en el sentido Sur-Norte). La Comisión Europea ha concedido fondos de 5.600.000 de euros para llevar a cabo estudios para el desarrollo del proyecto. De esta cantidad, 1.500.000 de euros del Plan Juncker de Inversiones los recibirá Enagás, encargado del trazado de 104 km del lado español; y 4.150.000 de euros están asignados al operador francés (TIGF) que construirá los 120 km restantes.

[7] ENTSOG (2015). *Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas.* Network Code for Resubmission, Bruselas.

[8] FABER, M. y PROOPS, J. (1993). *Evolution, Time, Production and the Environment*. Berlín: Springer.

[9] FERNANDEZ, J. y PEREZ, G. (2014). «Oportunidades para el sistema gasista ibérico». *Cataluña Económica*, nº 521, nº 2, pp. 22-26

[10] FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL (2013). *Perspectiva de hubs de gas natural en Europa y su desarrollo en España*, Madrid. Funseam.

[11] GAS INDUSTRIAL (2016). *Competitividad industrial y precios del gas en España*, Madrid.

[12] HEATHER, P. (2015). *The Evolution of European Traded Gas Hubs*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[13] HOTELLING, H. (1931). «The Economics of Exhaustive Resources». *The Journal of Political Economy*, vol. 39, nº 2, abril, pp. 137-175.

[14] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013). *Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia*. *Obstacles and Opportunities*, París. IEA.

[15] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2016). *Global Gas Security Review. How Flexible are LNG Markets in Practice?* París. IEA.

[16] JAMES, T. (2008). *Energy Markets. Price Risk Management and Trading*. Singapur: John Wiley & Sons.

[17] LASHERAS, M. A. y FERNÁNDEZ, J. (2012). *Nuevas tendencias en mercados energéticos: los mercados mayoristas de gas natural: una referencia a la realidad europea*. Madrid: Funseam.

[18] LASH, G. y LASH, E. (2014). *Early History of Natural Gas Industry*. American Association of Petroleum Geologists.

[19] MARTÍN, M. J. y VILLAPLANA, P. (2012). «Transparencia y señales de precios en el sistema gasista español». *Papeles de Economía Española*, nº 134, pp. 168-181, Madrid.

[20] NICK, S. y THOENES, S. (2014). «What Drives Natural Gas Prices?. A Structural VAR Approach». *Energy Economics*, vol. 45, C, pp. 517-527.

[21] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (2012). *Retail Market Review: Intervention to Enhance Liquidity in the GN Power Market*, Londres. OFGEM.

[22] PETROVICH, B. (2016). *Do We Have Aligned and Reliable Gas Exchange Prices in Europe?* The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[23] STERN, J. (2017). *The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets:The Need for a New Approach*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[24] STERN, J. y ROGERS, H. (2013). *The Pricing Internationally Traded Gas: The Search for New Fundamentals*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[25] VILLAR, J. y JOUTZ, F. (2006). *The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices*. The Energy Information Administration, Office of Oil and Gas.

Eloy Álvarez Pelegry*

LOS MERCADOS DE GAS NATURAL EN EUROPA. ELEMENTOS RELEVANTES PARA SU DESARROLLO

En este trabajo se identifican y definen los mercados de gas en Europa, centrando el examen en los mercados mayoristas de gas. Para ello, se definen los diferentes conceptos y se examinan los parámetros que los caracterizan. Después, se pasa revista a diferentes análisis que evalúan el funcionamiento de los mercados, identificando aquellos que han experimentado un mayor desarrollo, concluyendo con los puntos que se consideran más relevantes sobre tendencias futuras.

Palabras clave: *desarrollo de mercado, OTC, TTF, mercados organizados,* hubs.
Clasificación JEL: *G18, L11.*

1. Objeto y alcance

En este trabajo, en primer lugar, se examina lo que se entiende, con carácter general, por mercados de gas en Europa, lo que se lleva a cabo en el apartado de introducción.

Tras la introducción general, se trata de tipificar o definir lo que en el castellano se entiende por términos como mercados organizados, mercados mayoristas *hubs, over-the-counter* (OTC) y *exchanges*, lo que se analiza en el apartado 3.

Tras ello, se examinan en el apartado 4 los mercados mayoristas de gas en Europa, para situar, con los parámetros habituales, su importancia relativa. En base a todo eso, en el apartado 5 se analizan los elementos relevantes en el desarrollo de los mercados organizados, identificando una serie de parámetros que dan cuenta, o permiten explicar, las razones del éxito o el escaso desarrollo de algunos de ellos. Tal como se verá es el Title Transfer Facility (TTF), el que, tras un periodo de más de diez años, ha conseguido ser una indiscutible referencia para los mercados de gas en Europa, por lo que se trata específicamente.

Tras el examen y análisis de los puntos anteriores, en el último apartado se establecen algunas conclusiones y reflexiones finales, respecto a los elementos relevantes para el desarrollo de los mercados de gas en Europa.

2. Introducción

El propio título de este trabajo, *Mercados de gas natural en Europa*, revela que hay más de un mercado. Al

* Director de la Cátedra de Energía de Orkestra de la Universidad de Deusto y académico de la Real Academia de Ingeniería (RAI).

tratarse de mercados podemos enfocar el asunto desde la oferta y la demanda de gas en Europa, siguiendo el criterio de agregación de los países europeos o de la Europa OCDE. Esto es lo que hace habitualmente la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2016) al repasar la oferta y la demanda de diversas áreas o regiones del mundo.

En cuanto a los precios, se pueden visualizar estos como el punto de cruce que uno imagina entre oferta y demanda; ya no hay un precio único resultado de la agregación de suministros y de demanda de los países y segmentos, y es aquí donde ya hay que entrar en los mercados de gas europeos.

Es bien sabido que Europa, aún con una demanda débil, necesita gas que cubra la brecha creciente entre demanda y producciones nacionales mediante importaciones. En esas importaciones juegan un papel importante, tanto la modalidad física del suministro, gasoductos o gas natural licuado (GNL), como el tipo de suministradores, ya sean domésticos (i.e., Holanda y Reino Unido) o países exportadores (i.e., Rusia y Argelia) (Comisión Europea, 2016).

Históricamente, el suministro de gas a los mercados de gas nacionales era entre partes, con contratos a largo plazo, con condiciones negociadas, contratos que se pueden definir como bilaterales OTC. Si nos referimos a ellos aquí, es porque los podríamos incluir como una parte de los mercados mayoristas, ya que por su volumen y su adicionalidad crean un mercado en cuanto a establecer precios que, aunque no públicos, de alguna manera influyen sobre los mercados de gas.

Otro aspecto de interés, y siguiendo a la AIE (2016), es que en 2009-2010 hubo un exceso de gas en Europa, causado por la crisis, con efectos en la caída de la demanda; y con un papel creciente del GNL en los mercados, con la aportación de cargamentos *spot*. Como consecuencia, en palabras de la Agencia hubo una «competencia feroz» que facilitó una flexibilidad en suministros y promovió un cambio en el enfoque del *marketing* de grandes empresas suministradoras. Esto afectó a los criterios de indexación de los contratos a largo plazo y provocó cambios en los mercados de gas, como veremos en el apartado 5.

Señalamos en esta introducción estos aspectos que son de interés para, por un lado, enmarcar los mercados mayoristas y sus definiciones, y, por otro, porque serán de ayuda para identificar los elementos relevantes para el desarrollo de los mercados mayoristas en Europa[1].

3. Mercados mayoristas, mercados organizados y *hubs*

Podemos considerar varios parámetros para caracterizar los mercados de gas. En aquellos podemos distinguir los productos que se comercializan, el plazo, el precio, el lugar de entrega, y el área de mercado. A estos debemos añadir las relaciones entre los agentes, las garantías, y cómo se lleva a cabo la liquidación de los contratos.

Estos parámetros se recogen en el Cuadro 1, que también incluye algunas características para cada uno de los parámetros. La identificación de parámetros y características trata de reflejar elementos que pueden caracterizar un mercado (haciendo en cualquier caso la salvedad de que los reflejados en el Cuadro 1 no pretenden ser exhaustivos).

Además, y siguiendo el tipo de canal de negociación, bien sea OTC o mercado organizado, pueden identificarse para ambos las diferencias en relación a donde se negocia, donde se liquida y donde se entrega en el *hub* (Cuadro 2), que se incluye aquí, con el fin de señalar las diferencias entre los mercados mayoristas (organizados+OTC) y los *hubs*.

Visto lo anterior, conviene definir lo que se entiende por mercados mayoristas, que se aborda en el siguiente subapartado.

[1] A lo anterior podemos añadir otros factores que influyen en los mercados organizados, entre ellos, la regulación del establecimiento de precios como mecanismo para solventar los desbalances.

CUADRO 1

PARÁMETROS PARA UNA CARACTERIZACIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE GAS*

Tipo de productos	Plazo	Precio	Lugar de entrega	Relación entre agentes			Garantías y liquidación	Área de mercado
				Directa	Bróker	Anónima		
* Estandarizados (i.e., futuros) * No estandarizados	* *Spot* * Semana * Mes * Trimestre * Estaciones * Año(s) (1-3) * Largo plazo (10-25 años)	* OTC * Determinado en mercados organizados	* Lugar físico (i.e., planta regasificación/ interconexiones) * Virtual (*hub*)	* Bilateral (OTC)	* Bilateral (OTC)	* Mercado organizado (*exchange*)	* Entre las contrapartes * Mediante cámara de compensación	* Área de balance de gas * Mercados nacionales * Regiones de gas

NOTA: * Es ilustrativo, no exhaustivo.
FUENTE: Elaboración propia.

Mercados mayoristas: algunas definiciones

Se puede definir un mercado de energía mayorista, o al por mayor (*wholesale*), como cualquier mercado dentro de la Unión en el que se comercializan productos de energía al por mayor[2].

En los mercados mayoristas de gas hay que distinguir varios agentes y funciones. En primer lugar, el operador del *hub*, entendido aquí el *hub*[3] como el área virtual del mercado. Dicho operador procesa la información comercial de los mercados OTC y organizados[4]. En segundo lugar, el mercado organizado o *exchange* en el que se intercambian los productos estandarizados respaldados por una cámara o entidad central (*clearing house*); y en tercer lugar, el operador de red de transporte que ha de acomodar el conjunto de los intercambios estableciendo las condiciones para garantizar una operación segura y fiable de la red en el área del mercado.

Los *exchange* tienen como característica que son mercados regulados, las compraventas son anónimas, y existe una cámara de compensación, que es

[2] Los mercados mayoristas de energía incluyen los mercados de materias primas (*commodities*) y de derivados, en los que la formación de precios está interrelacionada. Incluyen, entre otros, los mercados regulados, las facilidades de comercio multilateral, los OTC, y los contratos bilaterales, bien directamente o a través de brókeres. Reglamento UE Nº 1.227/2011. La regulación de la Comisión 1.348/2014, que implementa el reglamento citado, define un contrato estándar como el relativo a un producto de energía al por mayor o mayorista, que se admite a negociación *(trading)* en un lugar de mercado organizado, independientemente de que la transacción tenga realmente lugar en ese mercado.

[3] El European Regulators´ Group for Electricity and Gas (ERGEG) define un *hub* como «un punto —físico (local) o virtual (nocional)— en el sistema de transporte de gas donde las transferencias de gas natural pueden producirse con el apoyo logístico de un organismo (no siempre el TSO), que ofrece como mínimo el seguimiento de las transferencias de propiedad, contratos estandarizados para la negociación a precios libremente negociados y otros servicios…»

[4] Entre sus actuaciones, siguiendo a LASHERAS y FERNÁNDEZ (2014), se distinguen las siguientes: a) registro y concordancia de contratos OTC con entrega en el área virtual de mercado (AVM) (*matching y tracking*) para su integración con los contratos intercambiados en los mercados organizados; b) recepción de nominaciones y renominaciones correspondientes a transferencias de titularidad en el AVM para la determinación y cálculo del saldo neto diario de entregas y recepciones de gas por responsable de balance para su comunicación al operador de las infraestructuras; c) información y *reporting* a los reguladores sectoriales y financieros por las transiciones comerciales realizadas (i.e., cumplimiento de las obligaciones impuestas por los reglamentos REMIT y EMIR, etc., en lo que afecta a los *forwards*, futuros y contratos estandarizados intercambiados en mercados organizados o sistemas multilaterales de negociación con servicios de cámara central de contrapartida); d) cobertura de desbalances; y e) búsqueda de contrapartidas.

CUADRO 2

CANALES DE NEGOCIACIÓN

Donde se negocia	Tipo de canal de negociación	Donde se liquida
OTC	OTC	Bilateralmente entre las partes
	OTC* Con cámara de compensación (*cleared*)	En cámara de compensación
Mercado organizado	Mercado organizado *exchange*	En cámara de compensación
Punto de entrega/retirada**	→ *Hub* ←	Punto de entrega/retirada

NOTAS: *OTC por mediación de bróker que facilita el servicio de garantías con cámara de compensación.** La mayoría de los *hubs* europeos son virtuales como el punto virtual de balance (PVB) en España, National Balancing Point (NBP) en Reino Unido, Title Transfer Facility (TTF) en Holanda, Point d´Echange Gaz Nord (PEG Nord) en el norte de Francia, Trading Region Sud (TRS) en el sur de Francia, Punto di Scambio Virtuale (PSV) en Italia, Gaspool y Gas Connect Germany (GCG) en Alemania, ETF en Dinamarca y ZTP en Bélgica. Dichos puntos, definidos en la regulación, son las referencias de entrega tanto para las OTC como para los mercados organizados.
FUENTE: Elaboración propia.

la contraparte centralizada de todas las compraventas, que también facilita las garantías financieras a las mismas. Si bien estos contratos contemplan, o pueden contemplar, una entrega física, en la práctica solo una pequeña parte de las mismas tiene lugar realmente mediante entrega física y se desarrolla más bien en los mercados a futuro o entregas a plazo[5, 6].

Los OTC han evolucionado y contemplan diferentes productos estandarizados tanto en volúmenes como en períodos de maduración o entrega. Estos contratos requieren una infraestructura informática que facilite las compraventas, pero se trata de contratos bilaterales en los que por tanto se necesitan contrapartidas de crédito y de riesgo. En la estandarización también se suele incluir el lugar de entrega, que puede ser físico o virtual[7].

4. Los mercados mayoristas de gas en Europa

Los mercados mayoristas de gas en Europa continental se han puesto en marcha en la década del 2000, con cierto retraso respecto a EE UU y Reino Unido. En orden cronológico serían los siguientes: *a) hub* de Zeebrugge en Bélgica, en 2000; *b)* HubCo Germany en Alemania, en 2002, que dio lugar al BEB en 2004 que a su vez fue antecesor de Gaspool; *c)* Title Transfer Facility (TTF) en Holanda, en 2003; *d)* Punto di Scambio Virtuale (PSV) en Italia, en 2003; *e)* tres Points d´Echange de Gaz (PEG) en Francia, en 2004: PEG Nord, PEG Sud y TIGF;

[5] En el NBP, el mercado de futuro en sus inicios estaba operado por Intercontinental Exchange (ICE), ICE Futures Europe, que era el *exchange*, siendo la cámara de compensación otra filial de ICE, a saber, ICE Clear Europe.

[6] HEATHER (2015) distingue los que denomina contratos negociados, que serían el equivalente de los contratos a largo plazo, que se negocian entre dos o más partes, y que tienen numerosos componentes y condiciones. Para HEATHER, los mercados de energía tienen dos «rutas», los *over-the-counter* (OTC), como contratos bilaterales no regulados, y los mercados organizados (los *exchange*), que tienen contratos o productos estandarizados (en volúmenes y plazos), están regulados, y las compraventas son anónimas, y tienen entidades centrales de contrapartida para los servicios de liquidación y compensación.

[7] Los *over-the-counter* parecen haber tenido su origen en los mercados de gas, en los acuerdos físicos de compraventas estandarizados, basados en el contrato NBP-97 (HEATHER, 2015).

f) almacenamiento para operación comercial (AOC) en España, en 2004; *g)* Central European Gas Hub (CEGH) en Austria, en 2005; *h)* Gas Transfer Facility (GTF) en Dinamarca, en 2006; *i)* E.ON Gas Transport (EGT) en Alemania, en 2006, que se incorporó al NCG en 2009; *j)* Gaspool Balancing Services y NetConnect Germany (NCG) en Alemania, en 2009 (Álvarez, E. *et al*., 2013)[8].

Los volúmenes comerciales intercambiados realmente relevantes se dan en el NBP y en el TTF, que representaban conjuntamente el 44 por 100 del total comercializado en mercados mayoristas (en el último trimestre de 2015). En el último trimestre del año 2016, el TTF superó los 5.000 TWh, incrementando el volumen respecto al mismo trimestre del año anterior, y superando al NBP.

De los 5.200 TWh, más de 4.000 TWh corresponden a contratos bilaterales OTC, y del orden de 1.000 TWh al mercado organizado *exchange* (European Commission, 2016). En el NBP el volumen fue del orden de 3.400 TWh, con la particularidad de que aquí un 45 por 100 fue a través de mercado organizado *exchange*, mientras que en el TTF fue solo de un 20 por 100, y el resto como hemos indicado son OTC[9].

Es importante llamar la atención que del resto de los mercados mayoristas el NCG se sitúa en el mismo período en unos 800 TWh, y el siguiente *hub* por volumen es el Gaspool (del orden de 300 TWh). Los volúmenes negociados en el resto de los *hubs* arriba citados son inferiores al de Gaspool, no figurando en el último informe de la Comisión el MIBGAS.

En el año 2016 el volumen comercializado en los principales *hubs* europeos fue de prácticamente 46.400 TWh, con un incremento del 13 por 100 sobre el año anterior; este volumen es 12 veces el consumo de los siete países que cubre el seguimiento de mercados y precios de la Comisión Europea (European Commission, 2016). Como se ha señalado, destaca el TTF por el volumen, por haber incrementado este un 31 por 100 de un año a otro. Si bien con un volumen absoluto mucho menor que el TTF, el *hub* de Zeebrugge tuvo un crecimiento porcentual muy fuerte con un 56 por 100.

Es también interesante notar que el reparto del total de los volúmenes negociados, la relación entre OTC (bilaterales, con y sin cámara de compensación) y los que llevan a cabo en un mercado organizado (*exchange*) se sitúa en una relación 70 por 100/30 por 100; y que gran parte de los intercambios son bilaterales sin intervención de cámara de compensación.

Mercados mayoristas: funcionamiento y desarrollo

En la caracterización de los mercados surge aquí la cuestión de qué elementos han favorecido o han sido relevantes en el desarrollo de esos *hubs,* y también podemos plantearnos cuestiones relativas a la evaluación de los mismos.

Para abordar estas cuestiones, seguiremos tres referencias de interés. La primera, la que lleva a cabo la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER por sus siglas en inglés). La segunda es la de Heather (2015), que identifica elementos relevantes, y analiza con un importante número de datos un amplio número de *hubs* en Europa, no solo los que sigue la Comisión Europea, o ACER. En tercer lugar, nos referiremos a los análisis que lleva a cabo la Federación Europea de Traders Europeos (EFET por sus siglas en inglés).

El informe de ACER, al evaluar el funcionamiento de los mercados, comienza recordando el tercer paquete de la energía del año 2009 y en particular la

[8] En abril de 2015 un área común de mercado se creó bajo la denominación Trading Region South, sustituyendo a las áreas de mercado GRTgaz PEG Sud y TIGF.

[9] En el informe de precios de la Comisión, se distingue el OTC bilateral y el OTC *cleared*, así como el *exchange execution.* De acuerdo con el *Trayport Euro Commodities Market Dynamics Report* (2015), las definiciones serían: bróker bilateral, que será el OTC bilateral y que es el volumen comercializado bilateralmente sin garantía de cámara de compensación; el OTC *cleared* (o bróker *cleared)* se refiere a volúmenes cerrados por un bróker que lo traslada a la cámara de compensación *(clearing house*) para liquidación y garantías; y la ejecución *exchange* se refiere al volumen comercializado directamente en un mercado organizado o plataforma (i.e., ICT) y que se liquida y garantiza por una cámara de compensación.

Regulación nº 715/2009, que en su artículo 1 establece como uno de los objetivos el de «facilitar la creación de un mercado mayorista, transparente, que funcione bien, con un elevado nivel de seguridad de suministro de gas».

Asimismo, pone en contexto la evaluación de los *hubs* con el mercado objetivo de gas, el Gas Target Model (GTM por sus siglas en inglés), que en el año 2011 aspiraba a la creación y el desarrollo de un conjunto de *hubs* de gas en Europa, como elementos del mercado interior de gas, *hubs* que se conectarían entre sí con el modelo *hub-to-hub*. Este modelo objetivo de gas se revisó en el año 2014. En esa revisión se puso de relieve que un mercado mayorista que funcione bien debe incorporar no solo un mercado *spot* líquido, sino también un mercado a plazo, también líquido, con los correspondientes mercados de futuros o derivados, de tal manera que pueda haber una gestión de riesgo eficaz.

El argumento básico es que, si existen mercados *spot* y a plazo y ambos son líquidos, en la zona de balance del gas los suministradores de gas y los usuarios o demandantes podrán acceder a los mercados. Además, no solo los incumbentes, también los nuevos entrantes, podrán beneficiarse de los mercados, lo que facilitará que estos sean los mercados más competitivos, en beneficio de los consumidores.

Dicho lo anterior, dos criterios básicos son los que consideran los reguladores para evaluar un buen funcionamiento de los mercados. El primero es que los productos en los mercados están disponibles de tal manera que sea posible una gestión del riesgo y que haya liquidez suficiente. El segundo se identifica con la «salud del mercado», caracterizada por los atributos de competitividad, resiliencia y seguridad de suministro.

Para identificar los parámetros en cada uno de los criterios básicos, ACER consideró que era necesario «mirar» al NBP y al TTF, y de hecho ambos se utilizan como una comparación referencial, o dicho de otra manera como un *benchmark*, para los *hubs.* En base al análisis citado, ACER (2015) identificó los parámetros, que son los que se reflejan en el Cuadro 3. Hay que señalar que los cuatro primeros parámetros corresponden a los participantes o agentes en el mercado, y los cinco últimos a la salud del mercado.

Una diferencia baja entre los precios de las ofertas de compra o de venta es representativo de bajos costes de transacción. La sensibilidad da una indicación de costes adicionales reducidos en la compraventa de volúmenes importantes. Finalmente, el número de operaciones es un indicador de que los precios son transparentes y que estos dan señales de mercado fiables.

Con estos parámetros, junto con las consultas llevadas a cabo por ACER, y unido a las observaciones de un panel asesor, se llegó a la conclusión de que «los mercados que mejor funcionaban en Europa, y de que sería beneficioso si otros *hubs* conseguían los mismos resultados, eran el NBP y el TTF. De hecho, como se ha indicado, ACER utiliza a estos *hubs* como nivel de referencia para el resto[10].

Tal como indicamos al comienzo de este apartado nos referiremos ahora al análisis realizado por Heather, (2015). Para este autor, existen cinco parámetros clave de carácter objetivo, y tres que denomina subjetivos. Entre los primeros se incluyen los agentes que participan en el mercado, los productos que se comercializan, el volumen comercializado, los plazos del mismo, el índice de comerciabilidad (*Tradability Index*) y las tasas de rotación. Los tres parámetros subjetivos son la voluntad política, las actitudes culturales y la aceptación de valores comerciales,

Comencemos por reseñar brevemente cada uno de los parámetros citados. El número de agentes que participan en el mercado es, sin duda, un parámetro importante, pero es conveniente distinguir los que están inscritos en el mercado de los que realmente son activos en el mismo, diferenciando en este caso la frecuencia de su participación[11]. Además, hay que

[10] El lector interesado puede consultar la figura 3 de la página 24 del citado documento (ACER, 2015).

[11] Por ejemplo, PSV, un participante activo parece ser que actúa en el mercado una vez al año.

CUADRO 3

PARÁMETROS BÁSICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

Parámetro	Valores umbral			
	Día siguiente	Mes	Futuro	Día siguiente+Mes +Futuro
Volumen	≥ 2.000 MW en cada oferta de compra y venta	≥ 470 MW en cada oferta de compra y venta	≥ 120 MW en cada oferta de compra y venta (a 17 meses)	–
Diferencia oferta de compra/oferta de venta	≤ 0,4% del precio de oferta	≤ 0,2% del precio de oferta	≤ 0,7% del precio de oferta	–
Sensibilidad precio	≤ 0,02% de la diferencia de precio entre el precio medio para 120 MW y el mejor precio en cada oferta de compra/venta	≤ 0,01% de la diferencia de precio entre el precio medio para 120 MW y el mejor precio en cada oferta de compra/venta	≤ 0,02% de la diferencia de precio entre el precio medio para 120 MW y el mejor precio en cada oferta de compra/venta a 24 meses	–
Número de operaciones	≥ 420 diarias	≥ 160 diarias	≥ 8 diarias (a 22 meses)	–
Índice Herfindahl-Hirschman (IHH)	–	–	–	≤ 2.000
Número de fuentes de suministro	–	–	–	≥ 3
Índice de oferta residual	–	–	–	≥ 110%
Concentración del mercado en las actividades de oferta de compra y de venta	–	–	–	≤ 40% de cuota de mercado por compañía (o grupo) para los 120 MW mejores por el lado de las ofertas de compra o de venta
Concentración de actividades de los agentes (*trading activities*)	–	–	–	≤ 40% de cuota de mercado por compañía (o grupo) para la compraventa de gas

FUENTE: Elaboración propia basada en ACER (2015).

reseñar las dificultades en el acceso a la información publicada y en ocasiones su homogeneidad o comparabilidad. Dicho autor, en base a diferentes criterios, diferencia pues entre aquellos agentes «inscritos» o registrados en el mercado, de aquellos que son activos en el mismo. En el Cuadro 4, elaborado a través de los datos del autor citado, puede verse para los diferentes *hubs* y diferentes años el número de agentes, así como la cifra de los que considera activos. Como puede verse, de nuevo son los *hubs* de Reino Unido (NBP), Holanda (TTF) y Alemania (NCG+GPL), los más relevantes en este parámetro.

En cuanto a los productos comercializados, el análisis en profundidad de los mismos refleja una

CUADRO 4

NÚMERO DE AGENTES DE DIFERENTES MERCADOS

HUB*	Agentes en el mercado				Agentes activos		
	2005	2011	2013	2014	2014		
NBP	c.80	c.160	c.180	c.200	40		
TTF	37	60	c.100	c.130	30		
NCG+GPL	n/a	n/a	c.80	c.95	25		
ZEE	53	78	78	82	15		
PSV	n/a	112	148	118	12		
CEGH/VTP	n/a	40	42	53	10		
PEG/Nord y					N	S	T
PEG S+T	23	26	54	55	10	5	0
VOB	n/a	n/a	n/a	16	<10		
AOC	n/a	n/a	43	70	<5		

NOTAS: *NBP (National Balancing Point); TTF (Title Transfer Facility); NCG (NetConnect Germany); GPL (Gaspool); ZEE (Zeebrugge); PSV (Punto di Scambio Virtuale); CEGH (Central European Gas Hub); VTP (Virtual Trading Point o Czech Gas Hub en inglés); PEG Nord (Point d´Echange de Gaz-Nord); PEG Sud (Point d`Echange de Gaz Sud); T (TIGF); VOB (Virtuální Obchodní Bod); AOC (Almacenamiento para Operación Comercial).
FUENTE: HEATHER, P. (2015). *The Evolution of the European Traded Gas Hubs*. NG104, diciembre 2015. Oxford Institute for Energy Studies (OIES). Cuadro traducido del inglés.

complejidad notable, dado que estos pueden ir desde del mercado del día siguiente hasta el mes, trimestre, año o más de un año. Asimismo, el análisis identifica en estos productos los que se comercializan a través de mercados organizados e*xchanges*[12] .

El análisis muestra una considerable diversidad. En cualquier caso, se aprecia que los *hubs* más desarrollados tienen valores inferiores al 10 por 100 de los volúmenes totales en compraventas a corto, y el resto están a medio o largo plazo, mientras que otros *hubs* como los franceses llegan a tener la mitad o más en contrataciones *spot.*

El tercer parámetro, los volúmenes comercializados, presenta también notables diferencias. Aquí de nuevo conviene distinguir entre el mercado OTC y el mercado organizado *(exchange*). La Comisión Europea refleja en sus informes la suma de ambos[13]. Lo que sí se observa es un creciente volumen de gas comercializado en todos los *hubs* analizados (salvo NBP en 2016, que ha disminuido en el último cuatrimestre respecto a 2015). Para dar idea de los volúmenes relativos teniendo en cuenta la suma de OTC+ mercados organizados[14] y referidos a valores en TWh para 2014, según Heather (2015) los volúmenes serían los siguientes: NBP: 20.505; TTF: 13.555; NCG: 1.750; GPL (Gaspool): 1.000; ZEE (Zeebrugge): 850; PSV: 525; PEG Nord: 435; CEGH/VTP: 400; PEG Sud: 80; PEG TIGF: 5; VOB: 35.

[12] Como el ICE (Intercontinental Exchange), ICE-En, EEX (European Energy Exchange), PNXT, GME.

[13] Ver por ejemplo la figura 20 del informe de la Comisión Europea*: Quarterly Report on European Gas Markets. Market Observatory for Energy* DG Energy. Vol. 9, nº 4, 4º trimestre de 2016.

[14] HEATHER incluye aquí el total de volúmenes comercializados incluyendo opciones y otros productos.

El cuarto parámetro es el índice de comerciabilidad (*Tradability Index*) que, al igual que en el caso de ACER, analiza el rango, el margen o la diferencia entre los precios de ofertas de compra y de venta, tanto a corto como a medio o largo plazo. Para el autor citado no resulta fácil distinguir de nuevo entre los mercados bilaterales y los organizados, si bien ICIS, el proveedor de información sobre mercados de energía, calcula índices que se utilizan para evaluar la situación. De nuevo aquí, y de acuerdo con este parámetro, hay dos *hubs* que lideran, que son NBP y TTF. El NCG alemán puede considerarse en un término medio, mientras que los restantes presentan unos pobres resultados.

El quinto parámetro es la tasa o índice de rotación (*churn rate*), que básicamente es el resultado del cociente entre el volumen comercializado y los intercambios físicos. Aquí se pueden distinguir el índice de rotación neto, siguiendo la definición de la Unión Europea, es decir el volumen total comercializado respecto al volumen físico de consumo[15] en el área de mercado del *hub*, y el índice de rotación de mercado bruto, definido como el volumen comercializado respecto a la demanda física[16].

Cuando se utiliza la primera ratio, en el año 2014, el TTF tenía un valor de 36, superior al de NBP (26). Otros *hubs* como el ZEE, CEGH/VTP, NCG+GPL, PEG Nord, PEG Sud, PEG TIGF, PSV y VOB tienen valores inferiores a 5, y en varios casos de 1 o menos (PEG Sud, PEG TIGF, PSV y VOB).

Cuando se consideran los 5 parámetros a los que hemos pasado revista y se ponderan los mismos, para Heather (2015) las puntuaciones son 15 para NBP y TTF, y entre 10 y 6 para NCG, GPL, ZEE, PEG Nord, CEGH/VTP y PSV. Los *hubs* PEG Sud, VOB, PEG TIGF y AOC tienen valores menores de 4.

[15] Producción + importaciones - variaciones en almacenamiento – exportaciones.

[16] Consumo + exportaciones.

Por lo que se refiere a los tres parámetros subjetivos, la determinación política resulta clave; de hecho, como veremos, ha sido determinante en el impulso del TTF, que hoy es un *hub* de referencia en Europa.

La actitud cultural y la aceptación de los valores y los criterios de mercado; y en general, el valor de los mercados abiertos, y con señales de precios conocidos y transparentes, han sido también claves, y explican, aunque de forma subjetiva, el éxito de ciertos *hubs* o el poco desarrollo de otros.

La Federación Europea de Traders de Energía, (EFET, 2016) en base a 17 parámetros publica puntuaciones para una veintena de *hubs.* Los parámetros se asignan a las «responsabilidades», bien del operador del sistema, o de la autoridad reguladora nacional o del mercado.

La identificación y definición de dichos parámetros es de interés, ya que se estructura, por una parte, respecto a lo que se debe de hacer, y por otra, con guías para la evaluación de cada uno de los 17 parámetros. Asimismo, la evaluación permite seguir las puntuaciones para los años 2014 o 2016, ambos inclusive.

El NBP y el TTF con 20 puntos están en cabeza, seguidos de ZTP -Zeebrugge- (16), NCG (15,5), Gaspool (16), PEG (16), AU VTP -CEGH- (13), PSV (10). El resto están por debajo de los 10 puntos.

5. Elementos relevantes para el desarrollo de los mercados mayoristas

Visto lo anterior, cabe preguntarse qué elementos del entorno han ayudado al desarrollo de los *hubs* en Europa. En la introducción ya hemos señalado que el exceso de gas y el papel creciente del GNL llevó a algunas empresas suministradoras de gas a tener mayor flexibilidad y fue generando un cierto «desacoplamiento» entre los precios del gas y del crudo.

Es importante señalar que la debilitación de la relación entre estos dos elementos ha sido progresivo, pero es diferente según las regiones europeas. Así, según el último informe de la International Gas Union

(IGU), en Europa aproximadamente un 30 por 100 del volumen del gas está indexado al petróleo, lo que el estudio denomina *oil price escalation* (OPE)[17]. Desde el año 2005 al 2015 ha habido una tendencia continuada a que los volúmenes de gas se referencien a los precios del gas en sus mercados (*gas-on-gas competition*, GOG)[18], de tal manera que la formación de precios en los mercados de gas se ha incrementado desde un 15 por 100 en el año 2005 a un 64 por 100 en 2015.

Para IGU (2016), esto responde a varios factores como la disminución del gas importado con contratos a largo plazo indexados al crudo, que se fueron sustituyendo en parte por importaciones de gas *spot*, y un mayor volumen de gas comercializado en los *hubs*. Asimismo, también ha influido la finalización o renegociación de los términos de contratos de gas para incluir una indexación de precios ligados al *spot* o a los precios de los *hubs*, y en algunos casos a la reducción de los volúmenes *take or pay*. Las renegociaciones han incluido también la introducción de precios híbridos, donde se mantiene parcialmente la indexación pero dentro de una banda, fijada esta por los precios en los *hubs*. La tendencia hacia la competencia *gas-on-gas* y la disminución de los volúmenes ligados al crudo se refuerza por la disminución de la producción doméstica de gas en Reino Unido y las importaciones del GNL.

Estos cambios que son relevantes, y que refuerzan la importancia de los mercados organizados del gas, no se han dado con igual claridad en España y en los países del Mediterráneo[19]. En esta región, en el año 2005 la indexación al precio del gas era de un 100 por 100, si bien disminuyó al 63 por 100 en 2015. Para el informe citado este cambio era el resultado de las importaciones de GNL *spot* y algunos cambios en los precios del gas doméstico en Italia. Además, en el año 2014 también influyó la renegociación del principal contrato del gas ruso a Italia.

Esta situación es más acusada en España, como se ha puesto de manifiesto por la estrecha relación entre la evolución del índice del coste de aprovisionamiento del gas natural y el gas natural licuado con la cotización Brent. Dicha relación presenta un grado de correlación elevado (de 0,96) cuando se examina la relación del precio del gas importado (GN+GNL) con los precios promedio del Brent de los seis y nueve meses anteriores a la fecha de los costes del gas importado (Álvarez, 2015).

Los porcentajes anteriores son muy diferentes, según las regiones. Así, en la denominada North West Europe[20], el porcentaje de gas que es el resultado de la oferta y la demanda, es decir, la competencia dentro del mercado del gas (*gas-on-gas competition*), fue del 92 por 100 en el año 2015 (81 por 100 en 2005) como resultado del incremento de operaciones en los mercados mayoristas y de renegociación de contratos.

Llegados a este punto, puede ser de interés referirse al estudio sobre el desarrollo de los *hubs* gasistas europeos (Álvarez *et al*., 2013), que ya llevaba como subtítulo, «factores clave de éxito o implicaciones para el sistema gasista español».

Allí, como factores de éxito se señalaba, en primer lugar, el acceso de terceros a los gasoductos y a las plantas de regasificación. En segundo lugar, los intercambios o compraventas bilaterales. En tercer lugar, la transparencia y el conocimiento de los precios del mercado. La estandarización de contratos y las reglas de balance son importantes ya que contribuyen al desarrollo, al igual que la incorporación de los contratos OTC y

[17] Generalmente formado por un precio base y una cláusula de escalación, donde el precio base está referido a precios de combustibles con el que el gas compite, generalmente el crudo, el gasoil y/o el fueloil. En algunos también se puede usar precios del carbón o de la electricidad

[18] En *gas-on-gas competition* el precio se determina por el juego del precio de la oferta y la demanda. El gas se compra y se vende para diferentes períodos de tiempo, diario, mensual, anual u otros. El comercio tiene lugar, bien en *hubs* físicos, como el Henry Hub o nocionales o virtuales, como el National Balancing Point (NBP) en Reino Unido.

[19] En el Mediterráneo se incluye a Grecia, Italia, Portugal, España y Turquía.

[20] Esta región incluye Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Holanda y Reino Unido.

la entrada de agentes de carácter financiero, junto con el desarrollo del mercado de futuros o a plazo[21].

En dicho estudio, al analizar los factores clave, se señalan cinco, comunes a los *hubs* físicos y virtuales. A saber, un mercado de gas liberalizado, gas disponible y gas de oferta, elasticidad de los precios de oferta de gas, siendo el quinto un contexto de mercado con exceso de oferta. En los *hubs* virtuales los factores adicionales eran: normas operativas del sistema gasista coherentes con su desarrollo, redes de transporte sin restricciones operativas estructurales y presencia de, al menos, un operador de mercado.

Para Heather (2015), que cita a H. Rogers (OIES), el camino de la madurez de los mercados organizados, con una duración de más de diez años, tiene las etapas siguientes: en primer lugar, el acceso de terceros a los gasoductos y a las plantas de regasificación; en segundo lugar, los intercambios o compraventas bilaterales; en tercer lugar, la transparencia y el conocimiento de los precios del mercado. La estandarización de contratos y las reglas de balance son importantes ya que contribuyen al desarrollo, al igual que la incorporación de los contratos OTC y la entrada de agentes financieros, junto con el desarrollo del mercado de futuros o a plazo.

El caso del TTF

Como hemos visto, hoy en día el TTF es un ejemplo a seguir en cuanto a *hub* de gas en Europa, además de que «sus precios» son también referencia para contratos en otras regiones o países. La evolución del mismo permite identificar elementos importantes en su desarrollo, que pueden servir de referencia o de «lección» a otros mercados organizados menos desarrollados.

Los elementos que se indican a continuación siguen en gran parte a ACER (2016). En el desarrollo del TTF las buenas infraestructuras de transporte fueron un factor clave. No menos importante que una regulación estable y un compromiso de implementar o mejorar la competitividad de los mercados.

También contribuyó a su desarrollo la importante producción de gas doméstico, particularmente del campo de Groninga, las instalaciones de almacenamiento de gas junto con infraestructuras de interconexión para la importación de gas de Noruega y el buen nivel de interconexiones con los países vecinos, incluyendo los de exportación a Reino Unido y la terminal de regasificación de GNL. Es decir, el conjunto de infraestructuras gasistas aportó una considerable flexibilidad.

El TTF fue creado, como hemos visto en el apartado 4, a comienzos de la década del 2000 por Gasunie, que era una compañía integrada de infraestructuras y suministros de gas. Esto no animó a los comercializadores no incumbentes a utilizar el *hub*. Además, Gasunie no ofrecía el TTF como un punto de entrega para sus suministros.

En julio del año 2004 se incorpora la competencia en los suministros al por menor, y aunque esto no modificó sustancialmente la situación del TTF, las compañías de suministro de gas a los clientes finales comenzaron a comprar gas en el TTF para suministrar a clientes industriales, comerciales o para centrales de generación térmica.

En el año 2005 tiene lugar el *unbundling* de Gasunie, creándose Gasunie Transport Services (GTS), y la compañía de suministro de gas (GasTerra), quedando la gestión del TTF en el negocio de redes.

Sin embargo, el desarrollo del TTF no despegaba. En el año 2008, basándose en una enmienda a la Ley de Gas de Holanda, la Autoridad de la Competencia (NMa, ahora ACM) creó un mercado único para los gases de poder calorífico bajo y alto, lo que preparó el camino para el desarrollo.

[21] En el ámbito anglosajón las acepciones más habituales son «spot» para referirse a hoy o a mañana (*within day* - WD o *day ahead* - DA) y *prompt*, el resto de períodos en el plazo de un mes (*balance of week*- BOW, *weekend* - WE o *balance of month* - BOM). Lo siguiente seria la curva a corto plazo, que cubriría desde el mes siguiente hasta los dos primeros trimestres (*seasons*), la curva de medio plazo que cubre hasta los dos años siguientes, y la curva a largo que es normalmente hasta los 5 años, aunque se pueden encontrar cotizaciones hasta los 10 años en algunos mercados europeos como el NBP y el TTF.

En el año 2011, la Autoridad de la Competencia determinó que GasTerra había utilizado las condiciones contractuales de sus suministros de tal manera que impedía el desarrollo del mercado mayorista de gas, y consideró que desde el año 2004 hasta 2009 tuvo lugar un abuso de posición dominante, aunque posteriormente determinó que no había suficiente certeza sobre esto mismo, ya que además parece que GasTerra no seguía con las practicas que fueron objeto de investigación por las autoridades de la competencia.

Como consecuencia de todo lo anterior, GasTerra incrementó las ventas de productos de gas en el día y para el día siguiente, lo que mejoró la liquidez del mercado TTF, y contribuyó a la flexibilidad permitiendo que otros agentes utilizasen el mercado organizado para ajustar la demanda de sus ventas con sus compras de gas. A su vez, GasTerra empezó a ofrecer productos trimestrales y estacionales.

Lo anterior llevó a un incremento de los volúmenes comercializados, a un mayor número de agentes participando en el mercado, y a una reducción de las diferencias entre precios de la oferta y la demanda; de tal manera que los agentes usan el TTF, no solo para gestión del balance en su zona de balance o área de mercado, sino también para la cobertura de riesgo en los suministros a plazo[22].

6. Conclusiones y reflexiones finales

Hay una clara tendencia hacia mayores desarrollos de los mercados mayoristas de gas en Europa. Los continuos incrementos en los volúmenes negociados lo atestiguan.

Existen notables diferencias en el desarrollo de los mercados organizados (*exchanges*) y en los contratos bilaterales OTC. Estas diferencias se advierten también en el diferente peso que tienen los volúmenes contratados en los mercados organizados y en OTC. Los volúmenes en OTC reflejan la relevancia de la bilateralidad. Igualmente, hay también sustanciales diferencias, según mercados, entre los volúmenes de contratación a corto o a medio y largo plazo.

La evolución de los mercados mayoristas de gas en Europa revela que los períodos de maduración desde el inicio de los mismos son superiores a los diez años. En ese tiempo, mercados como el TTF logran ser mercados maduros y desarrollados, y otros no.

Hay en el contexto regulatorio europeo normativa y códigos para facilitar o impulsar el desarrollo de los mercados. Por otra parte, en general las infraestructuras físicas de los países son suficientes para facilitar el desarrollo de mercados organizados de gas.

Con todo, los países del sur de Europa (Italia, Iberia-España) muestran que están en la banda media o baja, en cuanto a parámetros que dan cuenta del nivel de desarrollo de los mercados organizados. A lo que no es ajena la implementación, no temprana, de la regulación europea relacionada.

La experiencia del TTF, hoy un mercado de referencia y exitoso, pone de relieve que su proceso no fue fácil, pero que en los momentos clave, la regulación, las autoridades de la competencia y la voluntad política fueron decisivos para desbloquear momentos de estancamiento, o de falta de avances.

Hoy desde distintos ámbitos el TTF se pone como ejemplo, y si bien nunca hay dos situaciones idénticas y podemos recalcar las diferencias, también podemos aprender bastante de su experiencia.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *Gas Medium –Term Market Report 2016*, París.

[2] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (2015). *European Gas Target Model Review and Update,* Eslovenia. ACER.

[3] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS / COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (2016). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015*, Bruselas.

[22] En este sentido conviene resaltar la importancia de la implementación de mecanismos de balance (i.e. diario), en la zona o área de balance, y del papel de los precios y de los mercados de gas en los mismos.

[4] ÁLVAREZ, E.; FIGUEROLA, S.; LÓPEZ, D.; MARTÉN, I. y SARRADO, L. (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos: factores clave del éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) – Boston Consulting Group.

[5] ALVAREZ, E., (2015). «El precio del petróleo: relación con otros mercados e implicaciones para la competitividad industrial». *Información Comercial Española, Revista de Economía,* nº 886*. Transformaciones de los Mercados Energéticos*. Septiembre-octubre, 2015.

[6] ÁLVAREZ, E. (2016). *Gas y competitividad industrial*. Asamblea Anual de Gas Industrial. Madrid.

[7] COMISIÓN EUROPEA (2016). *Quarterly Report on European Gas Markets*. Market Observatory for Energy, DG Energy. Vol. 9, nº 4, 4º trimestre, 2016.

[8] EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (2016). *Annual Review of Gas Hub Assessments*. Press Release 107/16. 22 de diciembre, 2016.

[9] HEATHER, P. (2010). *The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[10] HEATHER, P. (2015). *The Evolution of the European Traded Gas Hubs*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[11] INTERNATIONAL GAS UNION (2016). *Wholesale Gas Price Survey. A Global Review of Price Formation Mechanisms. 2005 to 2015*, Noruega.

[12] LASHERAS, M.A. y FERNÁNDEZ, J. (2014). «Los *hubs* europeos y el *hub* ibérico de gas». Capítulo 7 de *Tecnología, economía y regulación en el sector energético*. Coords. ARANZADI, C. y LÓPEZ, C. Edición de la Academia Europea de Ciencias y Artes.

[13] PARLAMENTO EUROPEO, CONSEJO EUROPEO (2011). *Reglamento de la UE de 25 de octubre de 2011.*

[14] TRAYPORT (2015). *Trayport Euro Commodities Market Dynamics Report*. Trayport Analysis Team.

ICE
INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

Información Comercial Española
Revista de Economía

6 números anuales

Artículos originales sobre un amplio espectro de temas tratados desde una óptica económica, con especial referencia a sus aspectos internacionales

Boletín Económico
de Información Comercial Española

12 números anuales

Artículos y documentos sobre economía Española, comunitaria e internacional, con especial énfasis en temas sectoriales y de comercio exterior

En
INTERNET

Cuadernos Económicos
de ICE

2 números anuales

Artículos de economía teórica y aplicada y métodos cuantitativos, que contribuyen a la difusión y desarrollo de la investigación

www.revistasice.com
Teléfono 91 603.79.97/93
distribucionpublicaciones@mineco.es

Diego Vela Llanes*

EL PAPEL DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA EN EL DESARROLLO DE LOS MERCADOS EUROPEOS: EL CASO ESPAÑOL

Conseguir un mercado maduro, líquido, transparente y competitivo centraliza los esfuerzos de los agentes en general y del Gestor Técnico del Sistema (GTS) en particular. La antesala de este mercado es un sistema gasista avanzado y consolidado, cuya evolución se ha hecho patente con el paso de los años. Esta evolución ha ido acompañada del desarrollo de una legislación propia, en consonancia con el marco nacional y europeo. Concretamente, la Circular 2/2015 y el Real Decreto 984/2015 han supuesto un punto de inflexión en la forma operativa gasista. Surgen así nuevas herramientas y procesos que precisan de desarrollo y adaptación, en los que el gestor técnico del sistema desempeña un papel fundamental.

Palabras clave: *energía, gas, mercados, gestor técnico del sistema.*
Clasificación JEL: *L95, O13, Q41.*

1. Introducción

Han transcurrido cerca de 50 años desde que la planta de Barcelona comenzara a operar en 1969. En este tiempo, los agentes han centrado sus esfuerzos en desarrollar y perfeccionar un sistema gasista cada vez más integrado, moderno y capaz de hacer frente a las demandas energéticas del contexto en el que nos encontramos.

En estos años, la demanda gasista nacional ha presentado un notable crecimiento. En el año 1986 el consumo se situaba en 32 TWh y en el año 2016 ha alcanzado los casi 320 TWh, lo que supone que el consumo nacional de gas natural se ha multiplicado por diez en los últimos 20 años. Si a esta demanda nacional añadimos el gas natural exportado a otros países, este crecimiento ha sido aún mayor, y en 2016 ha alcanzado los 366 TWh. Esta evolución puede observarse en el Gráfico 1.

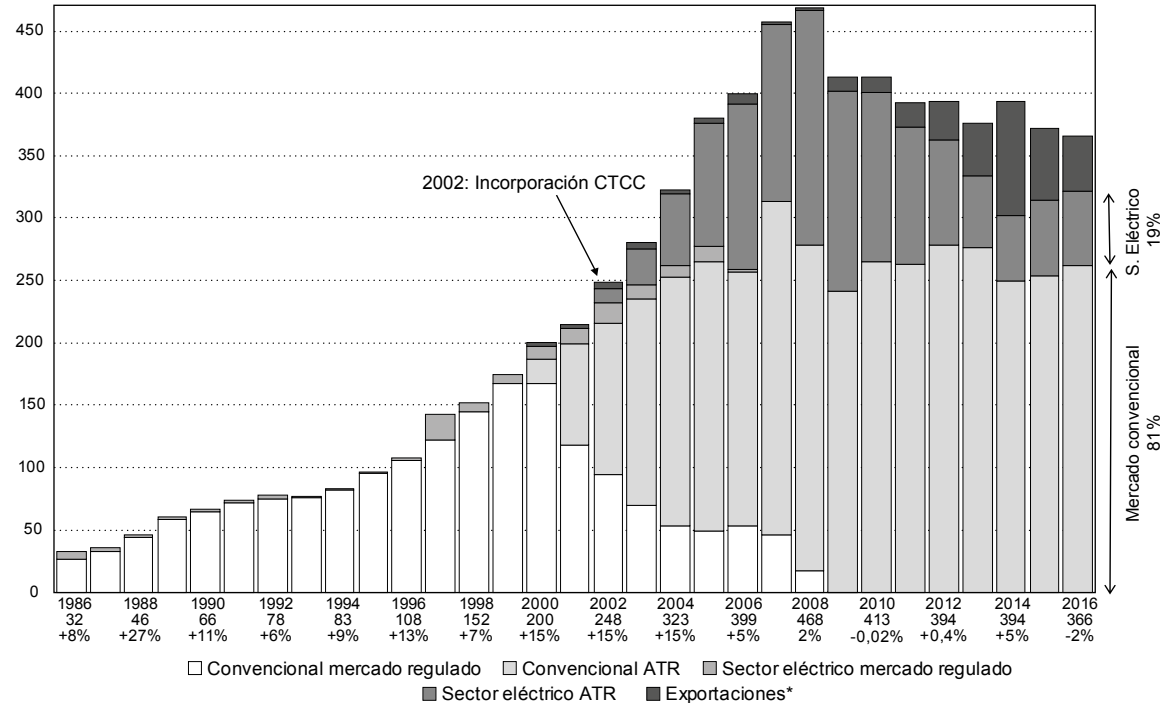
En concreto, en el año 2016 el mercado gasista nacional ha presentado un incremento del 2,1 por 100 respecto al ejercicio anterior, lo que supone el segundo año consecutivo de crecimiento desde que se iniciara la crisis en el año 2007.

La demanda convencional de gas natural, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, fue de 261,8 GWh, un 3,3 por 100

* Director General de Enagás. Gestión Técnica del Sistema.

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA GASISTA
(En TWh/año)



NOTA: *Se incluyen las exportaciones por conexiones internacionales y las cargas de buques.
FUENTE: Enagás GTS: *Informe del Sistema Gasista Español 2016.*

superior a la de 2015. El incremento de demanda en este último año se ha debido, principalmente, al aumento del consumo del sector doméstico-comercial y pymes, que registró una subida de 1,9 TWh (3,2 por 100) respecto al año anterior, y del sector industrial, que aumentó su demanda de gas en 5,9 TWh (3,2 por 100).

Las entregas de gas para generación eléctrica acumularon, en 2016, 59.664 GWh, de los que 202 GWh correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas convencionales y 59.462 GWh al consumo de los ciclos combinados.

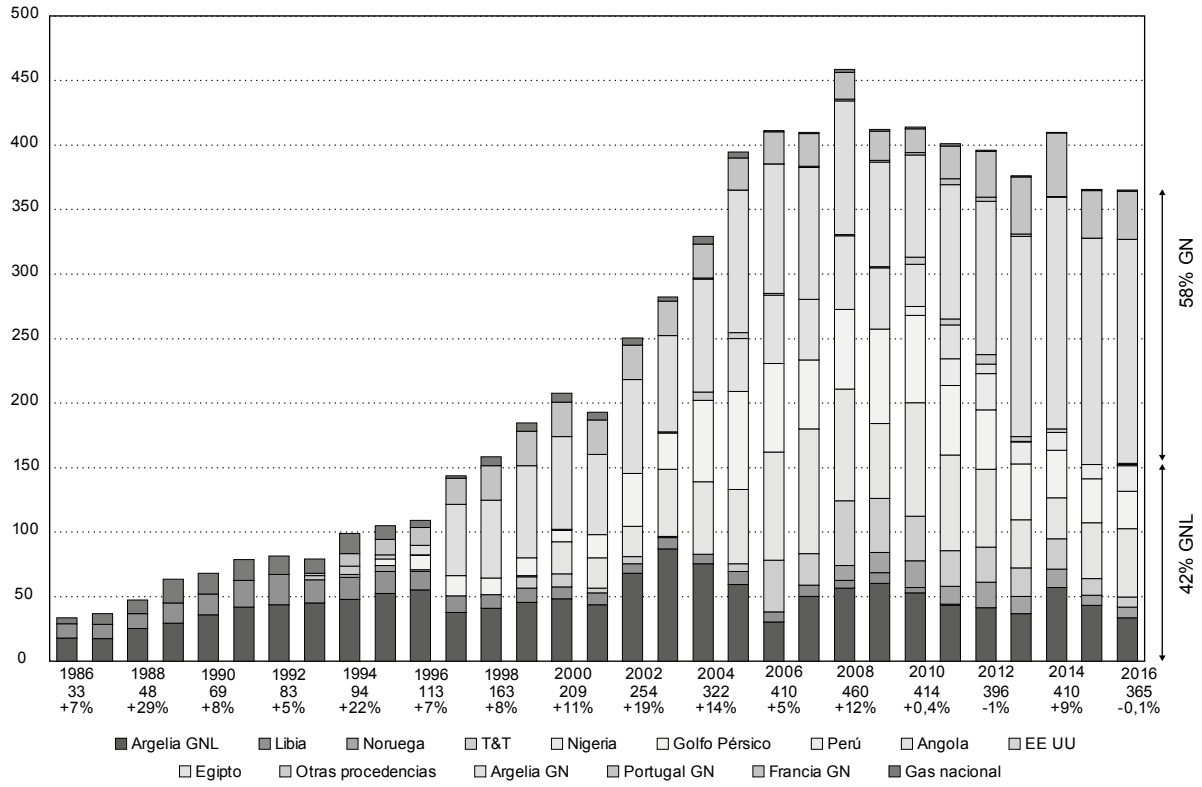
Actualmente, la producción nacional de gas natural ha cubierto menos del 1 por 100 de la demanda del país, por lo que la cobertura de la demanda se ha realizado con gas importado, tanto a través de las conexiones internacionales con Francia, Portugal y Argelia, como a través de las seis plantas de regasificación en operación ubicadas en Barcelona, Cartagena, Bilbao, Huelva, Sagunto y Mugardos.

Desde el punto de vista del aprovisionamiento, cabe destacar el alto grado de diversificación de los suministros, como puede consultarse en el Gráfico 2.

En concreto, en el año 2016 España recibió gas natural procedente de diez países, incluyéndose, además, en dicho año, dos nuevos orígenes en la cartera de aprovisionadores de GNL: Angola y Estados Unidos. Este último se ha convertido en exportador a nuestro sistema gasista utilizando como punto de

GRÁFICO 2

EVOLUCIÓN DE LOS APROVISIONAMIENTOS DE GAS NATURAL (En TWh/año)



FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2016.***

partida de GNL la Planta de Sabine Pass (en la costa del Golfo de México). Esta planta licúa gas natural procedente de la extracción mediante fractura hidráulica a lo largo del sur de Estados Unidos. En el Cuadro 1 se muestra el origen de los suministros de gas natural (GN) y natural licuado (GNL) en España en los años 2015 y 2016.

El aumento de la demanda ha ido acompañado del desarrollo y la consolidación de infraestructuras que garantizan la continuidad de suministro, refuerzan el sistema y permiten que el gas natural sea una de las principales fuentes de energía de nuestro país.

Además, Europa está promoviendo un modelo energético más bajo en emisiones de carbono en el que el gas tiene un papel cada vez más importante.

El papel de estas infraestructuras ha sido fundamental en el desarrollo del Mercado Organizado del Gas, ha permitido eliminar limitaciones y restricciones al disponer de un sistema robusto que aporta una mayor flexibilidad. Aun así, para la creación de un mercado energético europeo es fundamental un nivel de interconexión mayor al existente. Aunque se han hecho avances al respecto, queda un largo camino por recorrer para conseguir una verdadera integración.

CUADRO 1

ORIGEN DE LOS SUMINISTROS (En GWh)

	2015	2016	2016 vs 2015 (%)
Argelia GN	175.344	173.534	-5
Argelia GNL	43.401	33.499	-5
Nigeria GNL	43.324	52.762	22
Catar GNL	33.139	28.943	-13
Perú GNL	10.794	19.797	83
T&T GNL	12.754	7.660	-40
Noruega GNL	7.984	8.667	9
Angola GNL	–	1.040	0
EE UU GNL	–	846	0
Portugal GN	5	8	65
Nacional GN	776	674	-13
Omán GNL	964	–	-100
Francia GN	36.902	37.573	2
Total	**365.387**	**365.001**	**0**
Cargas de buque	16.007	1.379	-91

FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2016.***

Las infraestructuras en operación del sistema gasista español pueden consultarse en la Figura 1.

Marco regulatorio

El sector gasista es un sector dinámico y en continuo cambio, y su evolución ha ido acompasada con el desarrollo de una legislación que contempla y regula las directrices a seguir.

Haciendo memoria, el germen del proceso de liberalización del sector gasista surge con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En esta ley se crean las figuras del comercializador y de la Comisión Nacional de la Energía y se establece la distinción entre dos mercados: mercado a tarifa y mercado liberalizado. Ambos mercados coexistieron hasta el 30 de junio de 2008, fecha en la que puede considerarse por culminado el proceso de liberalización del sector.

Para asegurar el suministro de aquellos consumidores que no optasen por un comercializador en el mercado liberalizado se creó la tarifa de último recurso (TUR), vigente aún en la actualidad.

En el Gráfico 3 puede observarse la evolución del proceso de liberalización del mercado del gas en España:

En 2007 surge la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la anteriormente citada Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

En esta ley se establece que la empresa Enagás, sociedad anónima, asumirá las funciones, derechos y obligaciones del gestor técnico del sistema gasista. Para ello, creará una unidad orgánica específica que ejercerá las funciones del gestor técnico del sistema en régimen de exclusividad y con separación contable y funcional.

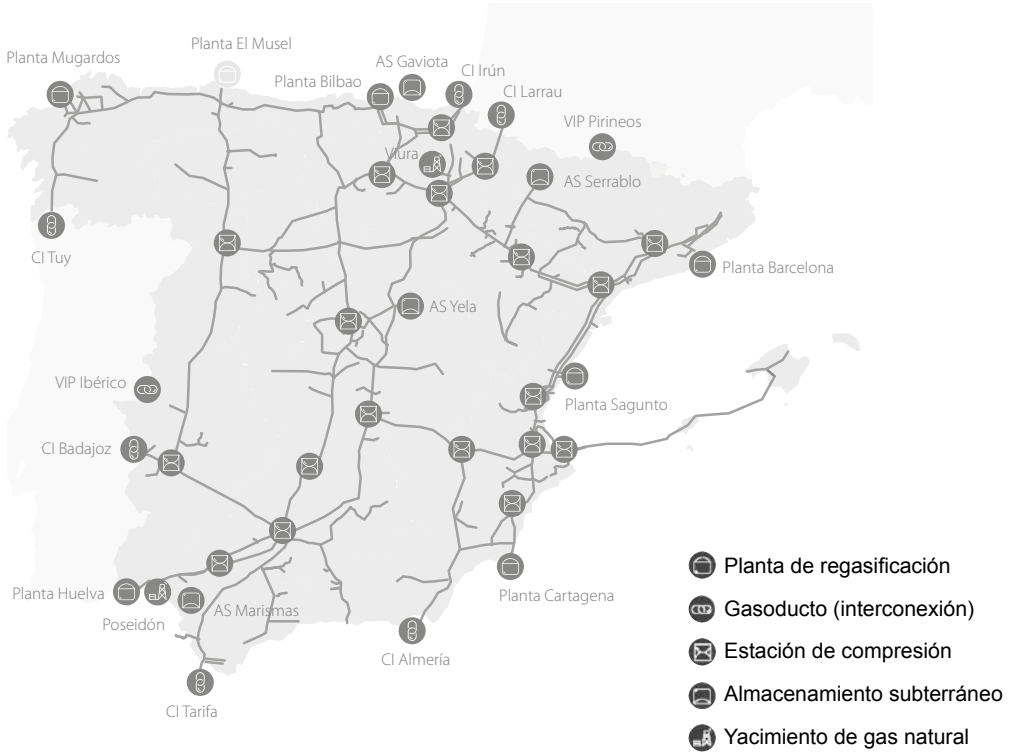
El gestor técnico del sistema es definido como responsable de la operación y de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, como encargado de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y de realizar la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Además, entre sus funciones, se establece el cálculo del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y de sus existencias operativas y estratégicas.

Desde este momento, el GTS aparece como una figura que estará presente en los cambios y adaptaciones que acontecerán en los próximos años.

Continuando nuestro recorrido por el desarrollo legislativo, es destacable que a raíz del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo,

FIGURA 1

MAPA DE INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE



FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2016*****.**

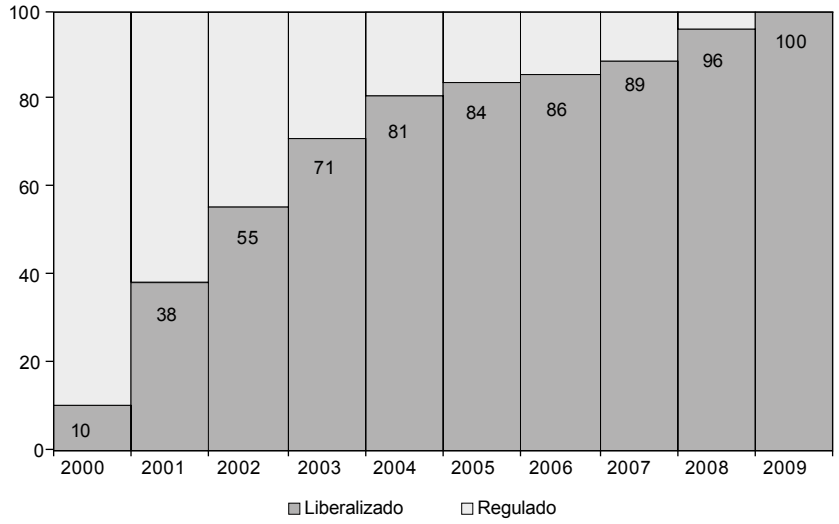
de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, surge el Reglamento (UE) n° 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte. Estos reglamentos dieron lugar a la aparición de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

En agosto de 2015 se establece formalmente la constitución de un Mercado Organizado del Gas. Con la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se constituye un mercado organizado y se designa a su operador: «El operador del mercado organizado de gas deberá estar en operación en un plazo máximo de cuatro meses desde la entrada en vigor de esta Ley».

De cara a alcanzar este objetivo, el GTS junto a MIBGAS forman un grupo de trabajo, manteniendo diversas reuniones. Entre los documentos elaborados por dicho grupo se encuentran el protocolo de colaboración para el intercambio de información entre Enagás GTS y MIBGAS, el procedimiento de operación normal GTS-MIBGAS, el procedimiento de incidencias en la operación, las especificaciones técnicas para la conexión entre los sistemas de Enagás GTS y de MIBGAS.

GRÁFICO 3

EVOLUCIÓN DEL GRADO DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO GASISTA (En %)



FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2008.***

En septiembre de 2015, el GTS finalizó el despliegue en el entorno de producción del proyecto «Integración con la plataforma de mercado organizado», tras la realización de las pruebas conjuntas de comunicación, para asegurar el correcto intercambio de información entre Enagás GTS y MIBGAS una vez que el mercado organizado comenzara a operar.

En octubre de 2015, el Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. El 9 de diciembre se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 4 de diciembre de la Secretaría de Estado de la Energía, por la que se aprobaron las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas.

Las reglas del mercado recogían los procedimientos, términos y condiciones para su correcto funcionamiento y organización, y las resoluciones reflejaban detalles de los procesos y de los productos a negociar. El contrato de adhesión es de obligado cumplimiento por todos los participantes en la plataforma de MIBGAS.

El 16 de diciembre, a las 8:30 horas, comenzaron las sesiones de negociación. Tanto las sesiones realizadas como las comunicaciones entre GTS y MIBGAS transcurrieron sin incidencias. Los productos a negociar en la plataforma de MIBGAS son: intradiario (Within Day), diario (Day Ahead), resto de mes (Balance of Month) y mes siguiente (Month Ahead).

Con el mercado organizado creado y en funcionamiento, el siguiente hito era la nueva entrada en vigor, el 1 de octubre de 2016, de la Circular de Balance.

La Circular de Balance ha supuesto un antes y un después en la operativa gasista, tanto a nivel comercial como a nivel físico. Para que su implantación culminara con éxito, ha sido necesario un esfuerzo

ímprobo por parte de todos los agentes involucrados. En particular, el gestor técnico del sistema ha desempeñado un papel clave en esta implementación.

Desde el grupo de trabajo de modificación de las normas de gestión técnica del sistema presidido por el GTS y con representación de gestores de la red de transporte, titulares de las instalaciones de transporte, de las plantas de regasificación, comercializadores, consumidores industriales, distribuidores, CNMC, MINETAD, CORES y REE ha sido necesario adaptar las normas de gestión técnica del sistema y los protocolos de detalle (NGTS y PD respectivamente) así como crear nuevos protocolos. En particular, el PD-18 relativo a los parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el punto virtual de balance (PVB) por el gestor técnico del sistema.

Es obligación de los usuarios mantener, diariamente, equilibradas sus existencias en la red de transporte y en caso de no ser así, de cara a mantener la red de transporte dentro de los límites normales de operación, el PD-18 define las bandas que determinan cuándo el gestor técnico del sistema debe realizar acciones de balance: adquisición o venta de productos normalizados en el mercado organizado.

El GTS facilita, diariamente, información a los agentes, mediante la cual estiman en mejor medida sus entradas y salidas.

Acciones de balance

El gestor técnico del sistema realizó en 2016 acciones de balance 29 días: 26 de compra con un precio medio de 22,72 euros por MWh y 3 de venta con un precio medio de 18,66 euros por MWh. Así, el GTS adquirió 635,8 GWh y vendió 107 GWh en el mercado organizado de gas por este concepto.

La primera de estas acciones de balance, en la que se compraron 3,6 GWh, tuvo lugar el día 6 de octubre.

El precio máximo de compra durante 2016, 26,50 euros por MWh, se alcanzó los días 13 y 14 de diciembre y el mínimo, 18,20 euros por MWh, el 6 de octubre.

El 28 de diciembre de ese mismo año se registró el precio máximo de venta, 22 euros por MWh, y el mínimo, 17 euros por MWh, el 26 de diciembre.

Habilitación de usuarios

Desde el 1 de octubre de 2016, para disponer de una cartera de balance en el PVB que les permita operar y realizar notificaciones de transacciones de gas en el mismo, es imprescindible que los usuarios superen el proceso de habilitación correspondiente, de acuerdo con la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del 1 de marzo de 2016.

Garantías

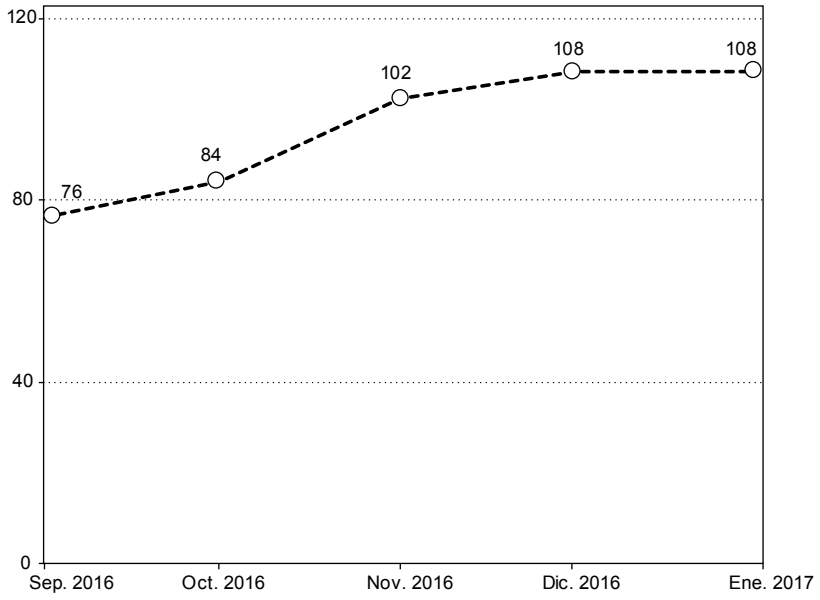
Además, de acuerdo con la nueva normativa (Circular de Balance 2/2015 y el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema), todo sujeto que desee contratar capacidad o servicios en las instalaciones del sistema gasista debe contar con garantías suficientes para responder a las obligaciones derivadas de estos contratos. El gestor técnico del sistema actúa como coordinador de garantías en las actividades de contratación de acceso de terceros a la red (ATR) y desbalances en el PVB: calcula su importe inicial, realiza actualizaciones cuando proceden y lleva a cabo la ejecución de las mismas en caso de impagos.

Sistema logístico de acceso de terceros a la red, SL-ATR 2.0

La culminación con éxito de la implantación de la Circular de Balance y del Real Decreto 984/2015 no se hubiera podido conseguir sin la adaptación del sistema

GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE AGENTES HABILITADOS EN LA PLATAFORMA DE CONTRATACIÓN



FUENTE: Elaboración propia.

logístico de acceso de terceros a la red, SL-ATR 2.0, en los plazos establecidos.

Esta adaptación ha sido posible gracias a la coordinación entre el gestor técnico del sistema y los distintos agentes implicados, lo que ha permitido materializar de manera efectiva los nuevos procesos.

Plataforma de contratación

La plataforma de contratación de capacidad, en funcionamiento desde el 1 de octubre, y gestionada por el gestor técnico del sistema ha simplificado y agilizado el proceso de contratación a los usuarios.

Desde entonces, más de 100 usuarios se han incorporado, mediante la firma del documento de adhesión, al contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español, primer paso para establecer un mercado de capacidad de acceso (la evolución del número de usuarios puede observarse en el Gráfico 4).

Liquidaciones

En cuanto a las liquidaciones económicas, la metodología de cálculo de tarifas de desbalance de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha establecido siete nuevos procesos de liquidaciones, muy exigentes en plazos, que desde el 1 de octubre de 2016 han ido implementándose gradualmente.

La figura del gestor técnico del sistema también ha sido clave en este aspecto, dado que forma parte

de sus funciones la liquidación de los recargos por desbalances diarios y por compraventa de productos normalizados en el PVB en sus distintas versiones.

Operación física del sistema

La forma en la que se opera físicamente el sistema también ha tenido que adaptarse a la nueva normativa, requiriendo de la acción coordinada entre el GTS y los transportistas y operadores de las instalaciones.

2. Precios visibles en el sistema gasista español antes de la creación del mercado organizado del gas

Antes de la aparición del mercado organizado del gas, en España, se disponía de los precios resultantes asociados a la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso, la subasta para la adquisición de gas colchón para el llenado mínimo de los almacenamientos y de la subasta de gas natural destinado a la operación. Estos precios pueden consultarse en los Gráficos 5, 6 y 7.

3. Operaciones de gas regulado en el mercado organizado en el año 2016

Durante el año 2016 la adquisición de gas talón, gas colchón, gas de operación sufragado por el sistema gasista y gas destinado a realizar acciones de balance se llevó a cabo en el Mercado Organizado de Gas, dando cumplimiento así a la legislación vigente.

Estas operaciones de gas regulado se negociaron en la plataforma MIBGAS mediante ofertas de compra en la subasta de productos mensuales (gas colchón), diarios (gas colchón, gas talón, gas de operación sufragado por el sistema y gas destinado a realizar acciones de balance) e intradiarios (gas colchón y gas talón).

En concreto, se adquirieron 1.365 GWh en concepto de gas colchón, 388 GWh destinados a gas talón y 698 GWh para cubrir las necesidades de gas de operación sufragado por el sistema gasista.

Gas talón y gas colchón

En la Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado de gas, se establece el procedimiento de adquisición del gas colchón del almacenamiento subterráneo Yela y el gas talón necesario para incrementar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte. Conforme a esta resolución, la adquisición se llevó a cabo en el mercado organizado.

Gas colchón del almacenamiento subterráneo Yela

El 21 de junio comenzó la inyección de gas colchón en el almacenamiento subterráneo Yela y finalizó el 30 de octubre. Como establece la resolución, se compraron en el mercado organizado 1.365 GWh. Su adquisición se realizó en las sesiones de subasta de producto mensual, diario e intradiario. En la Resolución de 6 de junio de 2016 se fijó el porcentaje de gas a adquirir mediante ofertas de compra de productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el punto virtual de balance con entrega el mes siguiente de un 50 por 100.

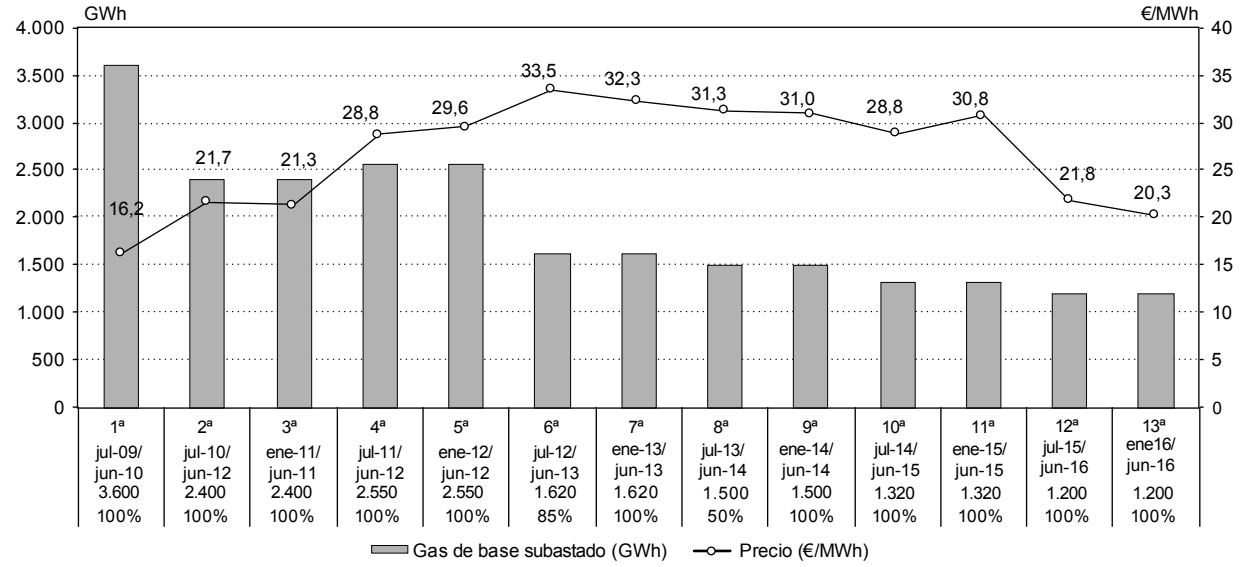
El porcentaje establecido para la adquisición mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario, tanto con entrega el día siguiente a su negociación, como con entrega en el mismo día, fue del 25 por 100.

Gas talón para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte

De los 803 GWh necesarios para alcanzar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte, 415 GWh se cubrieron con gas de maniobra, propiedad del gestor técnico del sistema, mientras que los 388 GWh

GRÁFICO 5

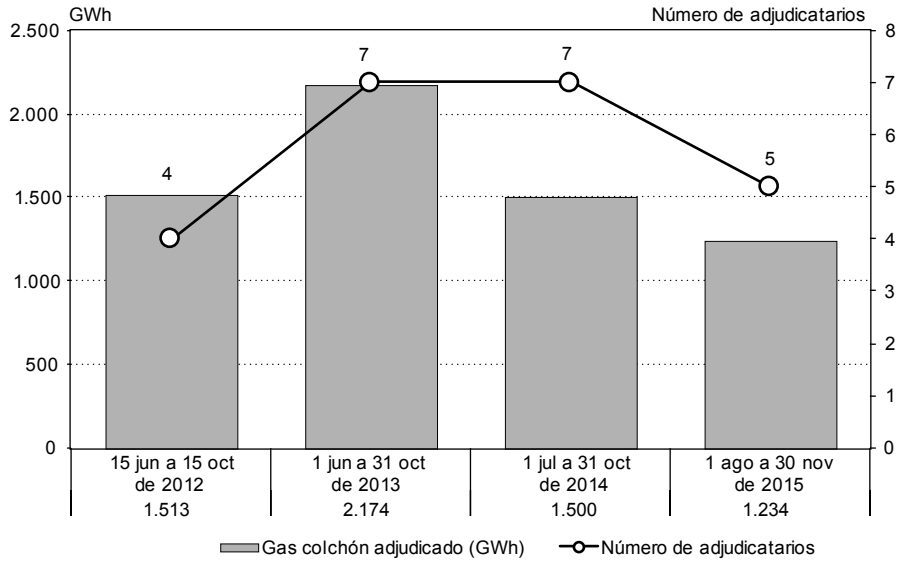
SUBASTAS GAS BASE TARIFA ÚLTIMO RECURSO



NOTA: Los porcentajes se refieren al % adjudicado.
FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2015.***

GRÁFICO 6

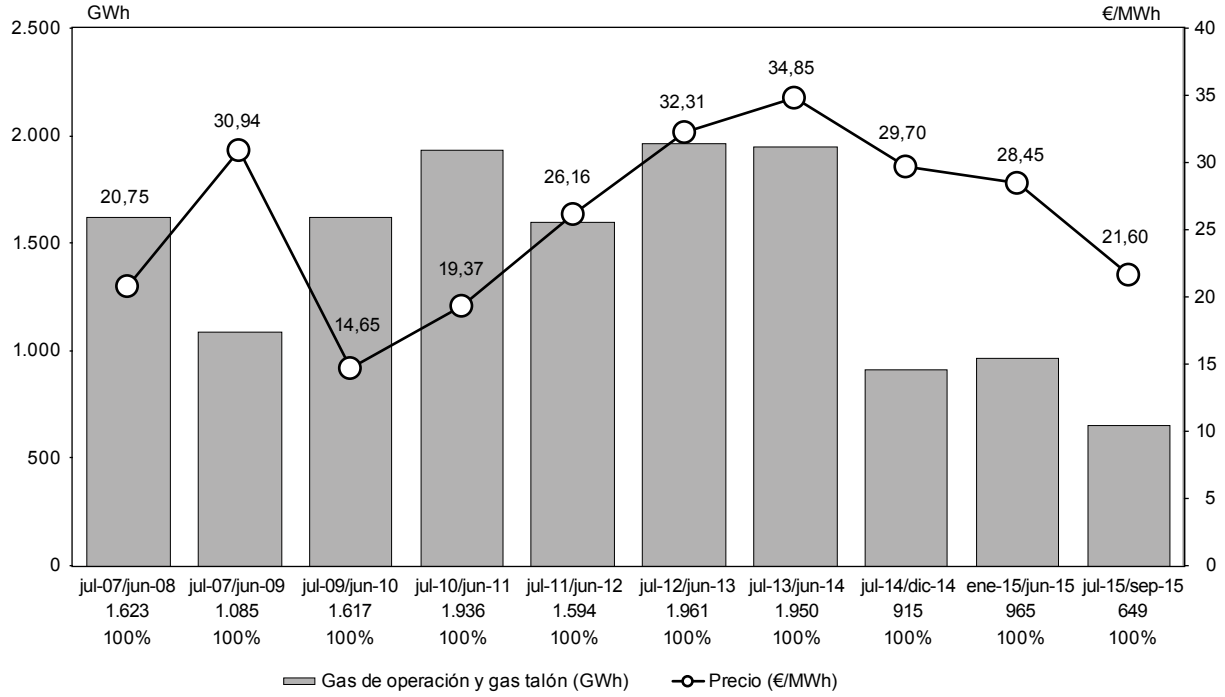
SUBASTAS GAS COLCHÓN



FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2015.***

GRÁFICO 7

SUBASTAS GAS DE OPERACIÓN



NOTA: Los porcentajes se refieren al % adjudicado.
FUENTE: Enagás GTS: *Informe del Sistema Gasista Español 2015*.

restantes se adquirieron en el Mercado Organizado de Gas. La compra de estos 388 GWh comenzó el 1 de julio de 2016 y finalizó el 30 de septiembre.

Además de las cantidades a adquirir en el mercado, la Resolución de 6 de junio de 2016 establece los porcentajes mensuales de la adquisición de acuerdo con el procedimiento de compra definido en la misma. De esta manera, el gas se adquirió mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día siguiente a su negociación (50 por 100) y con entrega el día de su negociación (50 por 100).

Por su parte, el gas talón cubierto con gas de maniobra se valoró como el promedio mensual del índice diario MIBGAS-ES en el mes de junio de 2016.

Gas de operación

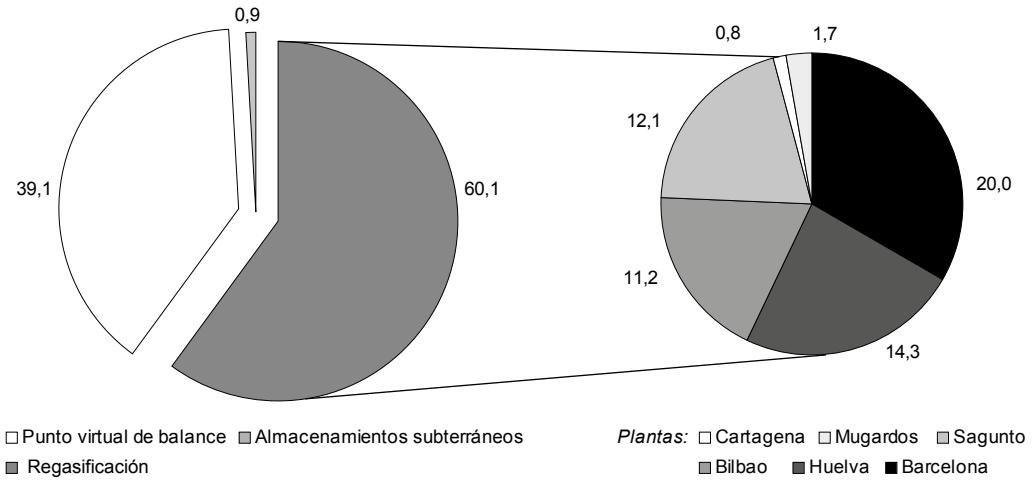
La adquisición de gas de operación en la plataforma MIBGAS comenzó el día 14 de enero, en la sesión de negociación del producto con entrega física el día siguiente.

Desde entonces se negociaron en el mercado organizado de gas 698 GWh en concepto de gas de operación para el año 2016.

Como establece la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación, el gestor técnico del sistema fue el encargado de adquirir el gas de operación en el mercado organizado. Esta adquisición se realizó

GRÁFICO 8

TRANSACCIONES BILATERALES
(En %)



FUENTE: Enagás GTS: ***Informe del Sistema Gasista Español 2016.***

a través del producto normalizado de transferencia de titularidad del gas en el punto virtual de balance con entrega el día siguiente, mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación.

4. Transacciones bilaterales (Over The Counter - OTC)

En 2016 se registraron 114.453 transacciones bilaterales OTC en la plataforma de negociación MS-ATR, lo que supuso un volumen de 431.039 GWh. Esta cifra es el equivalente al 118 por 100 de la demanda del sistema.

Las plantas de regasificación fueron el punto de entrega del 60 por 100 de estas transacciones. Barcelona, Huelva, Sagunto y Bilbao se consolidaron como las terminales que mayor volumen de las mismas registraron (Gráfico 8).

5. Conclusión

Desde el punto de vista del gestor técnico del sistema se debe destacar que la implantación y el desarrollo del mercado de gas en España no sería posible sin el trabajo coordinado del gestor técnico del sistema, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), así como el resto de agentes implicados (transportistas, distribuidores, comercializadores,…).

Este trabajo coordinado y conjunto es necesario para disponer de un sistema que sea seguro, eficiente, rentable y transparente, con el objetivo de conseguir un mercado atractivo, líquido, competitivo, transparente y maduro.

En paralelo a la adaptación a los nuevos procesos, el GTS continúa ejerciendo el resto de sus funciones garantizando la continuidad y seguridad de suministro,

así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Desde el punto de vista de la seguridad de suministro a nivel europeo y considerando las infraestructuras existentes, el mercado español puede ser clave en la integración de los mercados europeos.

Referencias bibliográficas

[1] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (1998). *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.* BOE nº 241, de 8 de octubre de 1998.

[2] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2007). *Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.* BOE nº 158, de 3 de julio de 2007.

[3] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2015). *Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.* BOE nº 122, de 22 de mayo de 2015.

[4] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2015). *Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.* BOE nº 185, de 4 de agosto de 2015.

[5] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2015). *Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.* BOE nº 261, de 31 de octubre de 2015.

[6] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2015). *Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación.* BOE nº 312, de 30 de diciembre de 2015.

[7] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2016). *Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas.* BOE núm. 141, de 11 de junio de 2016.

[8] COMISIÓN EUROPEA (2014). *Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014 por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.* DO L 91 de 27 de marzo de 2014.

[9] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2017). *Resolución por la que se establecen medidas para la mejor implementación de la circular 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista,* Madrid.

[10] ENAGÁS GTS (2009). *Informe del Sistema Gasista Español 2008,* Madrid.

[11] ENAGÁS GTS (2016). *Informe del Sistema Gasista Español 2015,* Madrid.

[12] ENAGÁS GTS (2017). *Informe del Sistema Gasista Español 2016,* Madrid.

[13] ENAGÁS GTS (2017). *Enagás*: g*estión técnica del sistema*. Consultado abril 2017 en *http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema*

[14] PARLAMENTO Y CONSEJO EUROPEO *(2009). Reglamento (CE) nº 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) nº 1775/2005.* DO L 211 de 14 de agosto de 2009.

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD **INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA** *Secretaría de Estado de Comercio*

Últimos números publicados

www.revistasice.com
Librería virtual, suscripción y venta: www.mineco.gob.es
Pº de la Castellana, 162. 28046 Madrid.
Telf. 91 603.79.97/93
distribucionPublicaciones@mineco.es

Sergio López Pérez*

LA PENÍNSULA IBÉRICA COMO *HUB* DE GAS NATURAL LICUADO

Ante la expectativa a medio plazo de un exceso de oferta de gas natural licuado (GNL) a nivel mundial, se está produciendo un cambio en la dinámica de este mercado. En este contexto, donde existen diferentes proyectos para constituir hubs *de GNL, la Península Ibérica, dada su posición geoestratégica y que las inversiones están realizadas y el acceso de terceros a las instalaciones está regulado, puede jugar un papel esencial como mercado de GNL de último recurso. Convertir la Península Ibérica en un* hub *de GNL, y desarrollar un mercado organizado asociado, es una oportunidad que no debería desaprovecharse.*

Palabras clave: *gas natural, comercio* hub*, modelo GNL, España, Peninsula Ibérica.*
Clasificación JEL: *G18, L11.*

1. El mercado de gas natural licuado

Se suele decir que en las economías de mercado el diferencial de precios acelera los cambios, y en el mercado del gas natural licuado (GNL) es lo que está ocurriendo. La diferencia de precio del gas natural entre EE UU, Asia y Europa entre 2011 y 2015 (Gráfico 1), catalizó la construcción de grandes infraestructuras de licuefacción y recepción de GNL.

A finales de 2016, la capacidad de licuefacción mundial ascendía a 450 bcm (billones de metros cúbicos) de gas natural y la previsión de la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2016) es que, a finales de 2021, la capacidad de licuefacción de GNL alcance 600 bcm. Este incremento de capacidad de producción supera la estimación de incremento de demanda contemplada por la propia AIE, por lo que nos encaminamos a un escenario de sobrecapacidad de producción de GNL.

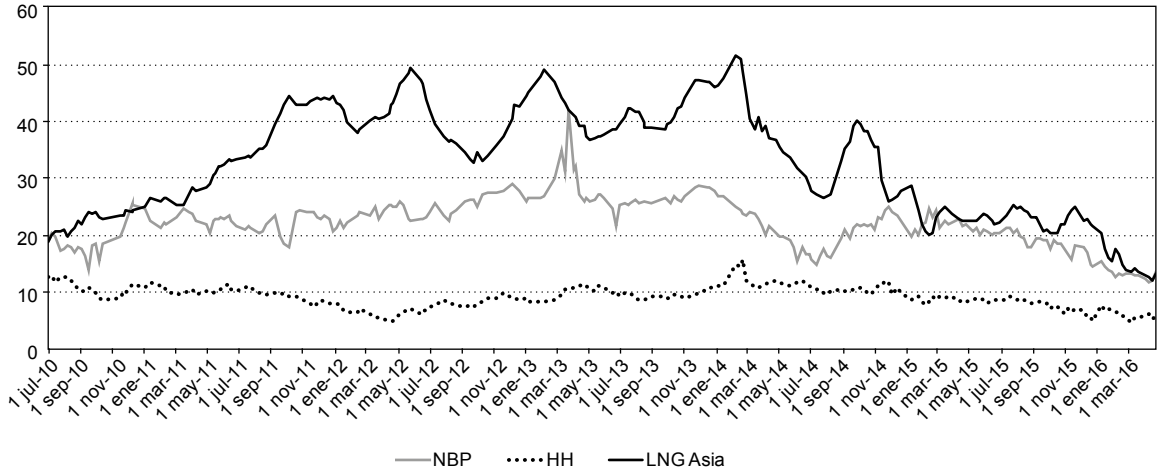
La teoría económica invita a pensar que, una vez construidas las instalaciones de licuefacción, con un elevado coste fijo de inversión inicial, estas funcionarán mientras puedan cubrir su coste variable marginal de producción, de manera que la sobrecapacidad de producción de GNL se traducirá en un exceso de oferta.

En un entorno de exceso de oferta de GNL cabe esperar un incremento del volumen negociado a corto plazo. Varios proyectos de licuefacción, principalmente en Australia y EE UU, han tomado la decisión de invertir sin contar con un 100 por 100 de la capacidad de producción comprometida a largo plazo (Corbeau y Ledesma, 2016), por lo que las empresas productoras deberán colocar en un mercado a corto plazo (menor

* Ingeniero Industrial del Estado. Subdirector General de Hidrocarburos. Dirección General de Política Energética y Minas. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

GRÁFICO 1

PRECIO DEL GAS DE REFERENCIA EN EE UU, EUROPA Y ASIA
(En euros por MWh)



FUENTE: Platts.

a cuatro años) este GNL, previsiblemente, a precios por debajo de los contratos a largo plazo indexados al petróleo.

La creciente incertidumbre de la demanda y la liberalización del sector energético en Asia, donde solo Japón y Corea concentran el 50 por 100 de la demanda mundial de GNL (AIE 2016), incrementa la exposición de sus compañías de gas a mercados liberalizados. No es descartable que estas compañías sean reacias a comprometerse a largo plazo, buscando mayor flexibilidad y mejores precios mediante aprovisionamientos a corto plazo. Bajo esta perspectiva, los actuales contratos a largo plazo podrían no ser completamente prorrogados, existiendo una potencial evolución al comercio de GNL a corto plazo que se estima alcance el 45 por 100 del comercio global de GNL en el año 2020 (Corbeau y Ledesma, 2016). Esta consideración se ve reforzada por la creciente participación de *traders* internacionales en el mercado del GNL (AIE, 2016).

A medida que los contratos a corto plazo desplacen a los de largo plazo podría generarse un círculo virtuoso. Un aumento suficiente de la liquidez como para crear un precio de referencia de GNL, que permita la indexación de los contratos de suministro, servirá de estímulo para adaptar los contratos de aprovisionamiento y proporcionar mayor flexibilidad a los compradores, lo que aumentaría aún más la liquidez de estos mercados.

Bajo este escenario, diferentes regiones del mundo están trabajando para constituir mercados de GNL; sin embargo, no está clara ni su ubicación ni la velocidad a la que podrían desarrollar suficiente liquidez comercial. Varios emplazamientos en Asia los están impulsando, lo que tiene sentido, ya que el exceso de GNL será principalmente absorbido por esta región (AIE, 2016). No

obstante, Europa, puede jugar un papel importante como mercado de último recurso del GNL.

Si bien la capacidad europea para absorber más GNL es menor, ya que es un mercado dominado por el gas ruso, con unos precios muy competitivos por gasoducto que limitan su crecimiento, Europa debe aspirar a crear un mercado flexible y líquido, donde se puedan consolidar diferentes submercados de GNL bien interconectados. La expansión de la negociación a corto plazo, junto con el desarrollo de mecanismos transparentes de determinación de precios que reflejen la dinámica propia del mercado de GNL, serviría como mecanismo de control del precio del gas ruso y facilitaría el arbitraje con otros mercados internacionales de GNL, impulsando la convergencia de precios y la globalización de este mercado. Las mayores o menores diferencias entre los precios de los mercados regionales de GNL se explicarían, por tanto, por el tipo de contrato de suministro, la propia fuente de aprovisionamiento, y el nivel de competencia y de liquidez de cada mercado.

En este entorno, la Península Ibérica debería desarrollar un submercado de GNL más dentro de Europa, pero con unas características propias que le permitirían aspirar a ser la referencia del precio regional de GNL (en clara competencia con Reino Unido y Países Bajos). El sistema gasista de la Península Ibérica ofrece una posibilidad real para actuar como un *hub* de GNL, dado que las inversiones están realizadas, el acceso a las mismas está liberalizado y los comercializadores están sólidamente asentados. Aprovechar todo el potencial requiere adaptar el sistema logístico del GNL, las reglas de contratación de capacidad y de gestión de dichas infraestructuras, y abrirlo al exterior.

Quizá este se perciba como el mayor reto al que tiene que hacer frente el sistema gasista de la Península Ibérica en la actualidad. Aprovechar esta oportunidad permitiría optimizar el uso de las infraestructuras actualmente infracontratadas, incrementar los ingresos regulados del sistema, y en consecuencia, reducir los costes unitarios del gas, incrementar la competencia en el mercado mayorista de gas natural y, en última instancia, hacer este tipo de energía más competitiva y, por tanto, más atractiva para el consumidor final.

Ninguna de las medidas regulatorias descritas permitirá consolidar la Península Ibérica como una región de referencia en el mundo del GNL sin la colaboración de los comercializadores y de los titulares de las plantas de regasificación, que deberán adaptar su manera de entender el negocio. En un mercado global, las plantas de GNL dejan de entenderse como meras instalaciones de regasificación destinadas a satisfacer la demanda nacional, para ofrecerse como ubicaciones temporales, que permiten a su vez almacenar y recargar un gas que puede estar destinado a otros mercados.

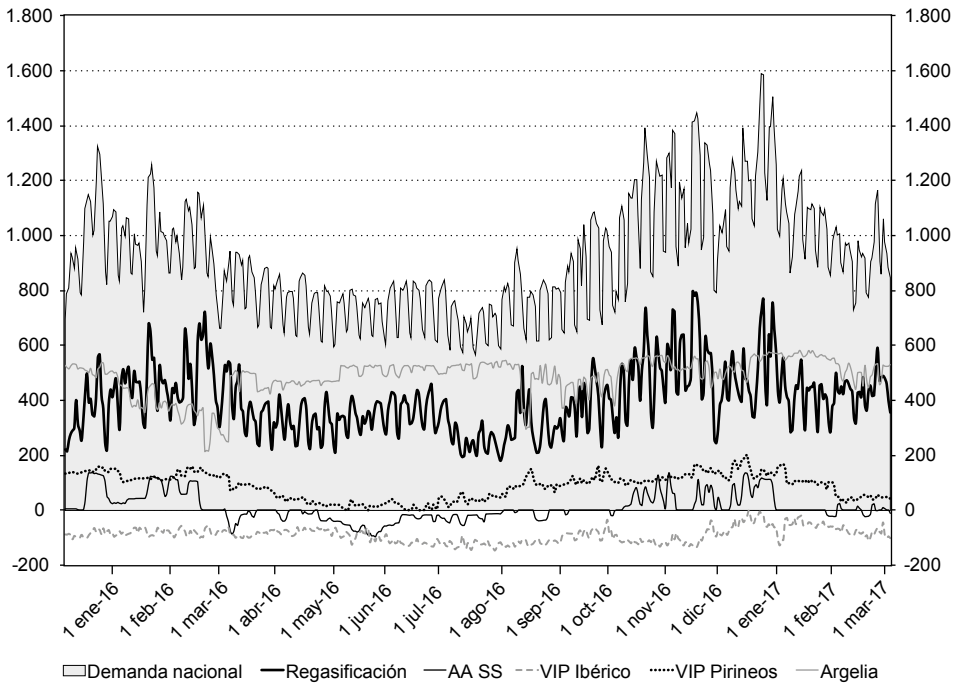
2. El sistema gasista español

La cobertura de la demanda de un mercado nacional de gas natural se realiza mediante la combinación de tres elementos: *i)* las conexiones internacionales que enlazan, mediante gasoducto, ese mercado con yacimientos; *ii)* el GNL; y *iii)* los almacenamientos subterráneos. La combinación resultante depende del precio, cláusulas contractuales, disponibilidad de aprovisionamiento, etc., y si algo caracteriza al sistema gasista español es que el GNL está en su ADN.

El gas natural llegó por primera vez a España por la puerta que abrió la planta de regasificación de Barcelona en 1969, entrando posteriormente en servicio las instalaciones de Huelva y Cartagena. No fue hasta 24 años después, en 1993, cuando comenzó a operar la primera interconexión con Francia, que fue seguida, en 1996, por el gasoducto que, a través de Marruecos, une la Península Ibérica con los yacimientos de Argelia. La tardía integración por gasoducto del sistema gasista español le ha obligado a desarrollarse de espaldas a Europa para garantizar no solo el suministro de gas natural, sino de electricidad con centrales de ciclo combinado, invirtiendo en plantas de regasificación y almacenamiento de GNL.

GRÁFICO 2

COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL
(Flujos de entrada y salida de gas natural)



FUENTE: Enagás.

La evolución de la demanda y el incremento de las interconexiones con Argelia han desplazado progresivamente al GNL, que ha pasado de representar en 2010 el 77 por 100 del aprovisionamiento a apenas el 42 por 100 en 2016 (Enagás, 2017); sin embargo, el sistema gasista español continúa siendo en su concepción y desarrollo un sistema GNL. Aunque la base del suministro (Gráfico 2) es el gasoducto, este es relativamente plano tanto en la interconexión con Argelia como en el punto virtual de interconexión (VIP, por sus siglas en inglés) con Francia o en la exportación por el VIP de Portugal. Los almacenamientos subterráneos permiten modular la estacionalidad de la demanda, pero en la práctica son las plantas de regasificación las que asumen la responsabilidad de balancear el sistema.

Si algo caracteriza a los sistemas en los que el GNL es necesario para estar balanceado, es que son más volátiles. Pensar que el incremento de las importaciones de GNL permitiría reducir la volatilidad de los precios *spot* es un razonamiento simplista; la realidad es compleja y depende de las condiciones del mercado. En principio, el GNL almacenado debe permitir balancear el sistema, actuando por precio y amortiguando la volatilidad. Sin embargo, este efecto se ve eclipsado por el aumento estructural de la volatilidad. Durante los períodos de exceso de GNL se incrementan las importaciones, la utilización de las terminales, y los precios del mercado de gas se reducen. En períodos de escasez, cuando mercados como el asiático o América del Sur estén tensionados, la propia flexibilidad de las

plantas, permitiendo recargar el GNL, eleva los precios *spot* para competir por las cargas disponibles. Esta volatilidad ha caracterizado el sistema gasista español durante los últimos años.

Actualmente, España dispone de siete plantas de regasificación (incluyendo la planta de El Musel en Gijón, construida pero no en operación), a las que habría que adicionar la planta de Sines en Portugal, si se analizase desde una perspectiva ibérica. Dichas siete infraestructuras conceden al sistema español un enorme potencial. La capacidad nominal de producción es de 2.275 GWh/día, que permiten regasificar hasta 2,8 buques diarios (con un tamaño medio de 800 GWh). La capacidad de almacenamiento de GNL asciende a 24.770 GWh, permitiendo almacenar a la vez el contenido de hasta 31 buques. Y lo más importante, la red nacional de gasoductos es tan robusta que no existen congestiones internas apreciables, lo que permitiría gestionar todas las instalaciones como un todo agregado en una única planta, sin apenas limitaciones. Una gestión unificada de las plantas convertiría al sistema gasista español en la planta de regasificación más grande del mundo, situada geográficamente en un enclave privilegiado, en la ruta de suministro a Europa del GNL procedente de la costa este de EE UU, Catar y Nigeria.

Todo este potencial, en un mercado global de GNL con exceso de oferta, es una oportunidad que el sistema gasista ibérico no puede desaprovechar. Más si se considera la infrautilización de la actual capacidad construida, ya que la contratación media diaria de la capacidad de producción de las terminales de regasificación en 2016 fue del 25 por 100 y el porcentaje medio de llenado de los tanques de GNL del 37 por 100 (Enagás, 2017).

3. Pasos a seguir para construir un *hub* de GNL

Actuaciones de los agentes

Los agentes facilitarían el desarrollo de estos mercados de GNL si fueran adaptando sus nuevos contratos de aprovisionamiento en origen. En primer lugar, eliminando las cláusulas de destino, que actúan como barreras de entrada y dificultan el desarrollo de mercados regionales. Su eliminación aumentaría el número de agentes, el número de transacciones y el volumen transaccionado. En segundo lugar, eliminando la referencia al crudo en los precios de los contratos de suministro, sustituyéndola por un precio que refleje la propia dinámica de este producto. La referencia al precio del petróleo tenía sentido cuando se concebía el GNL como sustituto del crudo, pero actualmente no cabe tal sustitución. El petróleo y sus derivados se han focalizado en el transporte, mientras que para la generación eléctrica su peso se ha reducido de manera significativa. Sin embargo, referenciar los contratos al precio del GNL requiere aumentar la liquidez y profundidad de los mercados a corto plazo y desarrollar mercados de futuro.

Actuaciones de política energética

Los agentes deben hacer frente a grandes desafíos y es necesario crear un entorno en el que no solo sean capaces de sobrevivir, sino de invertir, ya que solo entonces la industria gasista podrá enfrentarse con éxito a los cambios del mercado y a la competitividad de un mercado global.

Desde el punto de vista de política energética, se debería fomentar una nueva demanda de GNL, impulsar las interconexiones con el resto de la UE y la integración con el sistema gasista portugués.

En 2011, la Unión Europea confirmó sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el horizonte 2050: entre un 80 por 100 y un 95 por 100 respecto al nivel de 1990. Este objetivo únicamente se podrá alcanzar si se consigue simultáneamente actuar en diferentes palancas de descarbonización: *i)* sustituir el consumo de productos petrolíferos, limitándolo a usos en los que no hay alternativa viable libre de emisiones; *ii)* electrificar o gasificar el consumo, según corresponda, intensificando el

cambio a energías menos emisoras en los sectores residencial, industrial y de servicios; y *iii)* implantar medidas de eficiencia energética para reducir la intensidad energética final.

Existe una gran incertidumbre en el tránsito hacia el nuevo modelo energético. Durante este período de transición las políticas implementadas deben ser sólidas y flexibles, buscando garantizar el cumplimiento de los objetivos y, al mismo tiempo, hacerlo de forma eficiente, adaptándose a la evolución de la tecnología y de los costes. En este sentido, el gas natural ofrece nuevas oportunidades como fuente de flexibilidad, como combustible alternativo para el transporte y como fuente de almacenamiento de energía. España dispone de una infraestructura de gas que se puede utilizar con gran beneficio, si se desarrollan los modelos de negocio adecuados. En particular, el GNL tiene un importante potencial en el transporte marítimo y terrestre de larga distancia, siendo uno de los principales combustibles que forman parte del Marco de Acción Nacional español de energías alternativas en el transporte. Cabe destacar la iniciativa «CORE LNGas hive», cofinanciada por la Comisión Europea y cuyo objetivo es desarrollar una cadena logística para el suministro de GNL como combustible en el sector del transporte, especialmente marítimo, en la Península Ibérica. Asimismo, la recarga de GNL permite optimizar la cadena logística para el suministro a sistemas aislados o a plantas de mediano tamaño como Grecia, Malta o, en un futuro, las islas Canarias.

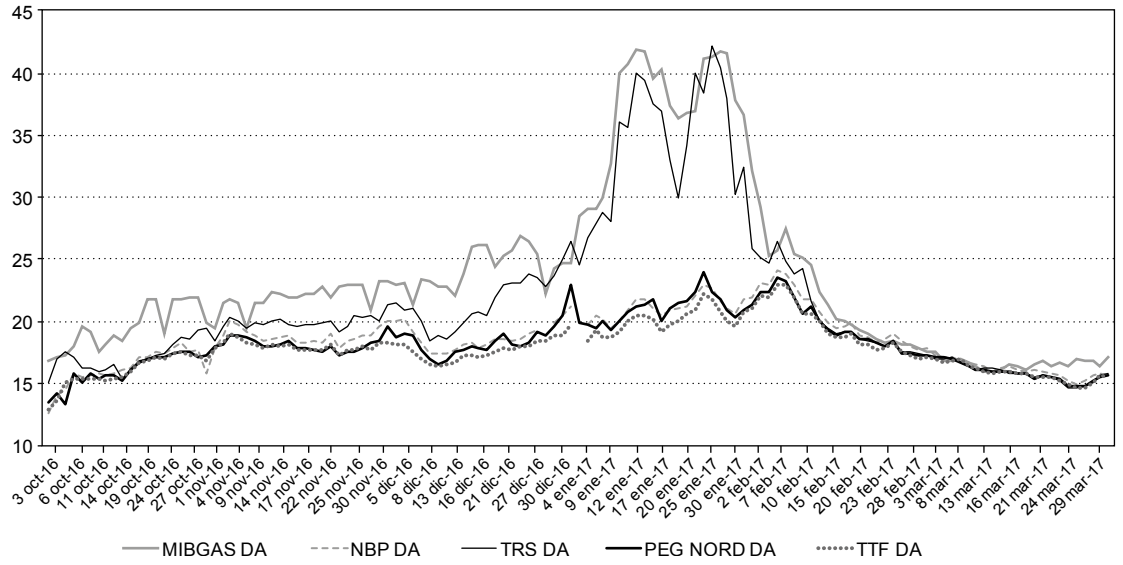
En el seno de un mercado de la UE perfectamente integrado es donde se podrán alcanzar los objetivos de política energética de forma más eficiente: *i)* reducir el coste de la penetración de renovables en el sector eléctrico, *ii)* fomentar la liquidez y la convergencia de los precios del gas natural y *iii)* incrementar la competencia, ampliando el campo de batalla para que las grandes empresas nacionales compitan entre ellas. Bajo el paraguas del tan perseguido mercado interior de la energía, será el consumidor el principal beneficiado, que disfrutará de precios más competitivos en mercados más transparentes. Para conseguirlo, se debe continuar luchando por una Europa con suficientes interconexiones físicas, sin barreras técnicas y sin comportamientos proteccionistas.

El atractivo de la Península Ibérica como destino del GNL se reforzaría con el incremento de la capacidad de interconexión de la región del suroeste de Europa con el resto del continente para evitar el principal riesgo de los *traders*, que es quedarse con GNL cautivo en un tanque. Si bien la demanda nacional se sitúa entre 700 GWh/día y 1.200 GWh/día, dependiendo de si es invierno o verano, la capacidad de exportación por Francia está limitada a 220 GWh/día, por lo que, incluso con unas condiciones de precios ventajosas frente al gas por gasoducto, físicamente no sería posible vehicular más gas al resto de la UE. Asimismo, y pese a incrementarse la interconexión entre España y Francia, tal y como es el objetivo contemplado en la Declaración de Madrid (Cumbre para las interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI, Madrid 4 de marzo de 2015), es necesario aumentar la conexión entre el norte y centro de Europa y el suroeste de Europa, que continúa siendo una región relativamente aislada donde, en situaciones de tensión en el precio, se producen congestiones físicas que limitan el tránsito natural del gas.

Esto quedó de manifiesto en el invierno de 2016-2017, caracterizado por una situación de alta demanda de gas natural (ola de frio, indisponibilidad de nucleares en Francia y baja eolicidad e hidraulicidad para generación eléctrica en España), que fue acompañada de una oferta contenida (bajos niveles de almacenamientos subterráneos y mercado de GNL especialmente tensionado debido a la alta demanda de Asia, problemas en un tren de licuefacción de la planta de Gorgon en Australia e indisponibilidades puntuales en los trenes de licuefacción de Argelia). Bajo este escenario, se produjo una congestión en el sistema gasista francés que condujo a desacoplar los precios de España (MIBGAS) y el sur de Francia (TRS) frente a los del resto de Centroeuropa (Gráfico 3).

GRÁFICO 3

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DIARIO DEL GAS NATURAL EN DIFERENTES MERCADOS DE LA UNIÓN EUROPEA EN INVIERNO DE 2016-2017
(En euros por MWh)



FUENTE: Platts, MIBGAS.

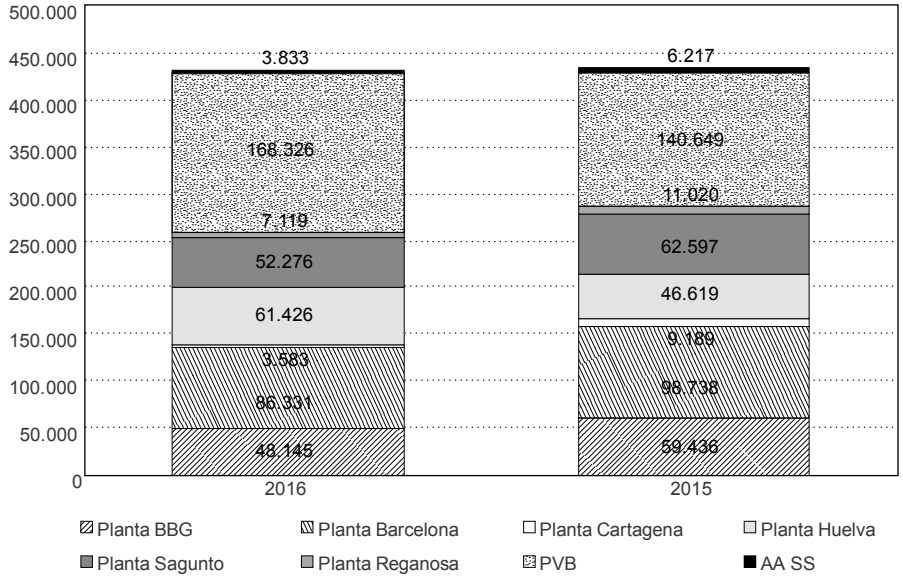
Finalmente, la dimensión ibérica exige la gestión coordinada entre el sistema gasista español y el portugués. La mayoría de las normas de gestión de ambos sistemas son similares, ya que responden a los códigos de red comunes en toda la UE, por lo que parte del trabajo está realizado. Sin embargo, es necesario continuar avanzando en la regulación. Los procesos de programación y nominación deberían ser conjuntos (no es algo novedoso; ya se hace así en el VIP ibérico), se podrían eliminar los peajes de interconexión estableciéndose un sistema de pagos equivalentes, que compensaran estos peajes en función de las transacciones entre los operadores de las redes, y se podrían desarrollar mecanismos de mercado para solucionar las congestiones puntuales que pudieran aparecer. Todos estos desarrollos regulatorios requerirán tiempo, por lo que parece razonable un avance gradual del *hub* de GNL, comenzando por el sistema español y posteriormente integrando al portugués, sin dejar de perder, en ningún momento, la perspectiva ibérica del mismo.

Actuaciones regulatorias

Desde el punto de vista regulatorio, aprovechar todo el potencial que ofrece el sistema gasista español requiere la gestión coordinada de la capacidad de sus plantas de regasificación. Actualmente, cada planta de regasificación es gestionada de manera independiente, ofreciéndose los productos de descarga de buques, almacenamiento de GNL, regasificación, recarga de GNL en buques y carga de camiones cisterna. El comercializador contrata la capacidad de cada servicio en cada planta de regasificación y se

GRÁFICO 4

TRANSACCIONES OTC DE GAS NATURAL EN EL MERCADO ESPAÑOL (En GWh/año)



FUENTE: Enagás.

somete a las normas de gestión técnica correspondientes.

La consecuencia de este modelo tan rígido es que en el sistema gasista español coexisten ocho *hubs* o localizaciones en las que se compra y vende gas, con una escasa liquidez en cada uno de ellos (Gráfico 4).

Dos de estos *hubs* son virtuales, el punto virtual de almacenamientos subterráneos (AA SS), donde el gestor técnico del sistema (GTS) gestiona de forma agregada los cuatro almacenamientos en operación (Gaviota, Serrablo, Yela y Marismas), y el punto virtual de balance de la red de transporte (conocido como punto virtual de balance o PVB). Los otros seis *hubs* son físicos, uno por cada planta de regasificación. Las transacciones realizadas responden mayoritariamente a mecanismos de negociación bilateral OTC (*over the counter*) y son comunicadas al GTS mediante una plataforma informática (MS-ATR) desarrollada por el mismo GTS, que actúa como operador del *hub*.

Dentro del *hub* del PVB se ha desarrollado un mercado organizado, donde MIBGAS, como operador del mercado, ofrece una plataforma de negociación y asume el rol de contraparte en las operaciones de compraventa. En el resto de mercados, las transacciones no son transparentes, no se refleja ningún precio y hay una fuerte dependencia de los operadores dominantes para realizar intercambios, lo que constituye una barrera para nuevos entrantes. Los intercambios en cada *hub* de GNL responden a las necesidades de los usuarios de las plantas para optimizar sus costes logísticos y minimizar las penalizaciones derivadas de la regulación; en concreto, la norma de gestión técnica del sistema gasista 3.6.1, que, con objeto de evitar eventuales situaciones de acaparamiento, establece unos cargos por

exceso de GNL en las plantas. Si las existencias de un comercializador/usuario superan la energía equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación contratada, se le aplica un cargo diario al canon de almacenamiento de GNL en vigor, que puede ser de hasta diez veces si el exceso es superior a cuatro días. La penalización es lo suficientemente elevada como para sacar del mercado a aquellos comercializadores que no puedan optimizar su logística.

Adaptar el modelo de gestión logística para construir un sistema robusto y flexible, capaz de adaptarse a un mercado cambiante en plena evolución, requiere avanzar desde el punto de vista de la regulación, estableciendo un nuevo sistema de gestión coordinada de las plantas de regasificación que permita desarrollar el sistema de contratación de capacidad definido en el Real Decreto 984/2015, incluyendo la posibilidad de contratar los diferentes productos ofrecidos por las plantas de manera independiente.

Existen tres diseños conceptuales de gestión coordinada en las plantas de regasificación, en función del grado de integración que se persiga. El objetivo debería ser establecer un modelo que permitiese concentrar los seis *hubs* físicos de GNL actuales en un solo *hub*. Esto permitiría eliminar las barreras de entrada existentes, incrementar la competencia entre comercializadores, y limitar el poder de mercado de los operadores dominantes en cada planta.

La primera opción sería gestionar todas las plantas como una planta única, lo que conduciría a una integración operativa absoluta. En su funcionamiento, el GTS adoptaría un papel protagonista y dejaría escaso lugar al mercado para ordenar el tránsito y la utilización de las instalaciones. Todos los productos de capacidad se ofrecerían agregados. El comercializador/usuario contrataría la descarga y el GTS le comunicaría la planta en la que debe descargar, no permitiendo optimizar al comercializar los costes del flete y, quizá, generándose distorsiones con los contratos en origen que puedan tener cláusulas de destino. El almacenamiento y la regasificación estarían agregados y el comercializador tendría que realizar una única nominación, decidiendo el GTS desde qué planta se realiza físicamente la regasificación y se inyecta gas al sistema. En el sistema gasista español ya existen precedentes: los almacenamientos subterráneos y las conexiones internacionales con Francia y Portugal se gestionan así.

La segunda opción sería gestionar las instalaciones como un tanque único. En este caso, la descarga y la carga se contratarían de forma desagregada. Cada comercializador contrataría la descarga en la planta que desease, aplicándose los diferentes mecanismos de contratación de capacidad diseñados. El almacenamiento y la regasificación se gestionarían de manera agregada, siendo el GTS el responsable de optimizar estas operaciones. Asimismo, la recarga de buques y carga de camiones cisterna también se contrataría de forma desagregada. Esta opción permitiría a los aprovisionadores elegir la planta que redujera sus costes de transporte marítimo y, al mismo tiempo, beneficiarse el sistema de todas las ventajas de la planta única, con el añadido de que se generaría una señal por planta, lo que incentivaría la eficiencia en su operación si se mantuviera parte de su retribución variable. Asimismo, se limitaría el poder del GTS, centrándose en aquellas operaciones que realmente inciden en la gestión del sistema.

Ambas opciones, tanto la planta única como el tanque único, permiten que el proceso de agregación de instalaciones sea gradual, pudiéndose definir, en un primer paso, zonas que engloben un conjunto de plantas, por ejemplo, las de la zona del Mediterráneo por un lado y las del Atlántico por otro.

La tercera alternativa sería menos ambiciosa, más continuista con el modelo actual y no permitiría, de forma tan directa, beneficiarse al sistema de un único *hub* de GNL. Los servicios se seguirían contratando de manera desagregada por planta de regasificación, lo que mantendría la existencia de los seis *hubs*. Se podrían desarrollar productos de GNL con asignación implícita de capacidad en el tanque, así como la licuefacción virtual entre el PVB y las plantas, lo que acabaría

permitiendo al mercado actuar como integrador en la operación de las plantas.

En paralelo, se debe desarrollar la plataforma única de contratación de capacidad por parte del GTS a la que hace referencia el Título I del Real Decreto 984/2015. Desde dicha plataforma única se podrán contratar los servicios que ofrezca cada terminal. Serán productos normalizados y se asignarán mediante un procedimiento de mercado.

En los sistemas de contratación de capacidad actualmente implementados, el precio de salida de la subasta responde al peaje establecido por el regulador. Dicho peaje tiene que reflejar los costes fijos y variables de la instalación. Sin embargo, en un sistema infracontratado como el español, recuperar todos los costes de estas instalaciones conduce a establecer peajes elevados, no competitivos, ya sea frente a las plantas de otros sistemas gasistas (con las que se compite, por ejemplo, con los servicios de almacenamiento, recarga o *bunkering*) o porque encarece mucho el precio del gas, comparado con el que llega por gasoducto.

Una alternativa pasa por establecer como precio de salida de la subasta aquel que cubre los costes variables de la instalación o, en su defecto, lo que se estime que es su coste de oportunidad. Con un precio de salida más bajo que el de mercado, será este el que valore el servicio, fomentándose la contratación de las instalaciones. Esto podría actuar como efecto llamada y conducir a un incremento de la contratación, lo que debería traducirse en un incremento de los ingresos globales del sistema. Sin embargo, el riesgo implícito asociado es que con dichos ingresos no se cubran los costes de las instalaciones. Cabe pensar, por tanto, que dicha infrarrecaudación debe ser compensada por los peajes de otras infraestructuras, instalaciones cuya utilización sea más rígida, como es el caso de los gasoductos, internalizándose en el peaje de entrada o salida del punto virtual de balance. No es una opción descartable; al fin y al cabo, las instalaciones se planificaron y realizaron bajo la premisa de que debía garantizarse el suministro, con las limitaciones de las interconexiones existentes y con las previsiones de demanda creciente con las que se trabajaba en los diferentes documentos de planificación energética.

En lo referente a la contratación de los productos ofrecidos por las plantas, se debe desarrollar la posibilidad de contratar cada servicio de manera independiente, incluyendo la licuefacción virtual desde el punto virtual de balance hasta el tanque de GNL. De esta manera, cada comercializador/usuario contrataría el servicio que mejor se adaptara a sus necesidades. A este respecto, existen diferentes cuestiones a las que se debe dar respuesta desde el punto de vista regulatorio.

En primer lugar, la posibilidad de desarrollar, como en las plantas de regasificación de otros sistemas gasistas, la opción de contratar productos agregados, que incluyen, por ejemplo, el almacenamiento y la regasificación/entrada al PVB. En este caso, debería definirse la pendiente de descarga, el grado de rigidez y si se va a aplicar un descuento respecto a los servicios individuales. En principio cabe pensar que, con el exceso de capacidad existente, los productos agregados no ofrecen ningún valor añadido, y menos, en un sistema como el español donde la flexibilidad necesaria para el balance diario en el punto virtual de balance es aportada por las plantas de regasificación.

En segundo lugar, se debe determinar el mecanismos de asignación de capacidad de cada producto. Existen diferentes opciones que requieren un análisis singular. En la carga y descarga se podría subastar la capacidad, sin definir la fecha de cada *slot* y, en la fase de programación, si dos o más comercializadores coinciden en su solicitud de fecha, asignarla o bien en base a unos criterios de priorización determinados con antelación, o, en su defecto, hacer una nueva subasta restringida a dichos comercializadores. En el almacenamiento y la regasificación lo que se subastaría sería la capacidad, contratada diaria en MWh/día. El servicio de licuefacción virtual solo se podría ofrecer en caso de que se produjera contraflujo, y el peaje, si respondiera a costes, debería ser negativo, ya que permite ahorrar los costes variables de regasificación.

4. Desarrollo de un mercado organizado de GNL

La evolución deseable de un *hub* de GNL de estas características es que adquiera el nivel de liquidez suficiente como para que aparezcan plataformas que desarrollen un mercado organizado.

En principio, parece difícil concebir un mercado organizado de GNL que coexista con el mercado organizado en el PVB. Puede pensarse que son mercados incompatibles, por redundantes, ya que el precio reflejado en el mercado de gas del PVB debe ser igual al del mercado de GNL, diferenciados únicamente por el peaje de regasificación o licuefacción virtual, por lo que la coexistencia de los dos mercados reduciría la liquidez y mitigaría la señal de precio.

Sin embargo, ambos mercados tienden, de forma natural, a focalizarse en productos distintos. Son complementarios al estar destinados a cubrir diferentes necesidades de los comercializadores.

El mercado organizado del PVB no es un mercado de suministro o de casación, sino que la mayoría de los agentes interviene para ajustar sus carteras en el corto plazo y para corregir desbalances. En este mercado solo se negocian cuatro productos: diario e intradiario, mes siguiente y resto del mes. El precio que refleja es el marginal diario.

El mercado organizado de GNL dista de entenderse como un mercado *spot*. La tendencia natural de este mercado es cubrir el suministro a corto/medio plazo, y los principales productos que se desarrollarían serían los futuros con entregas a partir del mes siguiente. Esto permitiría integrar toda la cadena de suministro de gas en España, cubriendo las carencias actuales del mercado organizado en el PVB y permitiendo a los agentes utilizar las herramientas de cobertura adecuadas para minimizar el impacto de la volatilidad de los precios, lo que incrementaría la liquidez de ambos mercados.

El diseño del *hub* obliga a abordar la cuestión de si es necesario establecer una zona de balance de GNL similar a la zona de balance de GN en el PVB. El modelo actualmente en vigor se basa en un sistema de penalizaciones a los usuarios con existencias de GNL que exceden su capacidad contratada o que terminan el día de gas con niveles de GNL negativos. Si bien las penalizaciones son un incentivo para que los usuarios se mantengan balanceados, han demostrado ciertas limitaciones, al carecer de un procedimiento reglado para vender/reponer los excesos/defectos de gas, tal como hace en el GTS en el PVB. Cabría por tanto analizar la opción de desarrollar un sistema de balance de GNL donde los usuarios tuvieran la obligación de estar diariamente balanceados, de manera que al final del día las existencias de GNL fueran siempre positivas e inferiores o iguales a la capacidad de almacenamiento contratada. En caso de no ser así, el GTS garantizaría el equilibrio actuando como comprador/vendedor de último recurso, ya sea en el mercado organizado de GNL o en MIBGAS (llevando posteriormente dicho gas a tanques mediante el peaje de relicuefacción virtual). Cabe esperar que los comercializadores tiendan a integrar los balances de GNL y PVB en las operaciones del PVB, donde la señal de precio a corto plazo debería ser más liquida.

5. Conclusión

El desarrollo de un *hub* de GNL en la Península Ibérica permitiría posicionarla como una referencia del mercado de GNL global, incrementaría el nivel de competencia en el mercado mayorista, favorecería la expansión internacional de los comercializadores actualmente asentados en la Península y optimizaría la utilización de las instalaciones actualmente infracontratadas y, por tanto, los ingresos regulados del sistema gasista.

Aprovechar dicha oportunidad requiere adaptar la manera de gestionar y operar estas instalaciones, concentrando la liquidez en un único *hub* de GNL en lugar de los seis que actualmente coexisten en el sistema español. Asimismo, son necesarios cambios regulatorios para potenciar el atractivo del sistema gasista ibérico. La evolución puede ser gradual, pero debe ser

firme e ir de la mano de un cambio de comportamiento de los agentes, verdaderos impulsores de un nuevo modelo de sistema gasista abierto al comercio internacional.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2015). *World Energy Outlook 2015*, París. AIE.

[2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016a). *Medium Term Gas Market Report 2016*, París. AIE.

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016b). *Global Gas Security Review 2016. How Flexible are LNG Markets in practice?* París. AIE.

[4] CORBEAU, A.S. y LEDESMA, D. (2016). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[5] ENAGÁS (2017). *Informe del Sistema gasista español 2016*. Recuperado 10 de mayo de 2017, de *http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gestión%20Técnica%20del%20Sistema/Documentos/Seguimiento%20del%20Sistema%20Gasista/Informe%20Sistema%20Gasista%202016.pdf*

[6] INTERNATIONAL GAS UNION (2016). *World LNG Report. LNG 18 Conference & Exhibition Edition*, Noruega.

[7] ROGERS, H. (2015). *The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

[8] STERN, J. (2014). «International Gas Pricing in Europe and Asia: A Crisis of Fundamentals». *Energy Policy*, nº 64, pp. 43-48.

Rocío Prieto González*

EL MERCADO MINORISTA DE GAS EN ESPAÑA: MODELO Y RELACIÓN CON EL MERCADO ORGANIZADO MAYORISTA

El artículo describe el mercado minorista de gas en España, la estructura del mercado y analiza la competencia en el mismo, valorando su evolución en términos absolutos y relativos, comparada con otros mercados europeos. Examina para cada uno de los segmentos de mercado su situación particular, y propone seguir mejorando para conseguir un marco más sencillo, flexible y transparente que dé como resultado que el consumidor español tenga mejores precios.

Palabras clave: *consumidor, competencia, comercializadoras, precio.*
Clasificación JEL: *D18, L44, L51, L95.*

1. Descripción del mercado minorista español

Después de tres décadas de fuerte crecimiento de la demanda en el mercado minorista de gas español, que acabó bruscamente en el año 2008, hoy este mercado puede ser considerado como un mercado cercano a la madurez, con un ritmo de crecimiento muy moderado. No obstante, dependiendo del área geográfica, existen zonas y submercados en los que todavía está en desarrollo, como en el noroeste de la Península, debido, en este caso, a la llegada más tardía de la red de gas natural.

A pesar de la crisis económica, el número de clientes de gas natural no ha dejado de aumentar en estos últimos años, aunque a ritmos moderados. El mercado minorista de gas en España contaba a finales de 2016 con más de 7.600.000 clientes, de los cuales la mayor parte eran clientes residenciales; el gas tiene una penetración del 30 por 100 en el parque total de viviendas en España (o del 40 por 100 si se consideran únicamente las viviendas principales). En los próximos años, el número de clientes puede aumentar, en parte, por la conversión de redes de gas licuado del petróleo (GLP) canalizado y también por la penetración en nuevos municipios.

En relación con la demanda de gas, en 2016 se consumieron en España algo más de 321 TWh de gas, creciendo por segundo año consecutivo desde el año 2008, en el que se había alcanzado el récord histórico de demanda

* Subdirectora de Gas Natural. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

con casi 450 TWh. La demanda del mercado convencional, esto es, la de los clientes industriales, comerciales y residenciales, se situó en 2016 en el entorno de los 262 TWh, la misma que en el año 2008. Por tanto, el mercado español ha perdido, entre 2008 y 2016, 129 TWh de demanda de gas, que se usaba para generación eléctrica.

Los clientes industriales supusieron en 2016, en términos de energía suministrada, el 62 por 100 del total del mercado, mientras que los clientes domésticos y la generación eléctrica con ciclo combinado (CCGT) significaron un 19 por 100 del mercado, cada uno.

Es reseñable que se está desarrollando un nuevo submercado, el del uso del gas en el transporte en vehículos, tanto de gas natural comprimido, como de gas natural licuado (GNL). El gas en el transporte puede tener nichos específicos, como el transporte público o el transporte de mercancías a largas distancias, o también el transporte marítimo; a medio plazo, y a la vista de los objetivos europeos, el gas como combustible en el transporte podría alcanzar una cuota de mercado interesante.

2. Regulación del mercado minorista: sujetos, derechos y obligaciones

La venta de gas natural a consumidores finales en España la desarrollan las empresas comercializadoras de gas, si bien los operadores de las redes que sirven para suministrar ese gas, en especial los distribuidores, además de otras empresas de servicios, tienen también un papel relevante.

La actividad de los operadores de redes gasistas, transportistas y distribuidores está regulada: las condiciones de acceso a sus redes, los precios a pagar por su uso (los peajes), la retribución de la actividad y el resto de los aspectos inherentes a la misma están fijados normativamente. Estos operadores son los responsables del transporte físico del gas hasta la instalación del cliente, asegurando la calidad del mismo: presión, composición y continuidad, además de realizar la medida del consumo y la atención de urgencias. No obstante, no pueden vender gas al cliente final.

La transición al mercado liberalizado se realizó en España en un tiempo muy breve, en el período 1998 a 2003. Desde este año, todos los consumidores de gas en España pueden elegir la empresa que les suministra el gas, en condiciones libremente pactadas negociando todas las cláusulas de sus contratos, o bien, en el caso de los pequeños consumidores, eligiendo entre todas las ofertas de suministro disponibles en el mercado; los consumidores también podrían abastecerse directamente en el mercado. Desde 2008, los clientes suministrados a menos de 4 bar de presión y con un consumo anual inferior a los 50.000 kWh pueden suministrarse por medio de una tarifa establecida en la regulación[1], denominada tarifa de último recurso (TUR), a través de una comercializadora de último recurso (CUR). Este rango de consumo abarca todas las viviendas que utilicen el gas para cocina, agua caliente y calefacción (Gráfico 1).

Los comercializadoras de gas deben registrarse para poder comprar y vender gas en España. Adicionalmente, a las actividades relacionadas con la venta de gas a clientes, como puede ser la contratación y el pago de la capacidad, estas comercializadoras deben cumplir otras obligaciones en relación al reporte de información, mantenimiento de existencias estratégicas y diversificación de suministro.

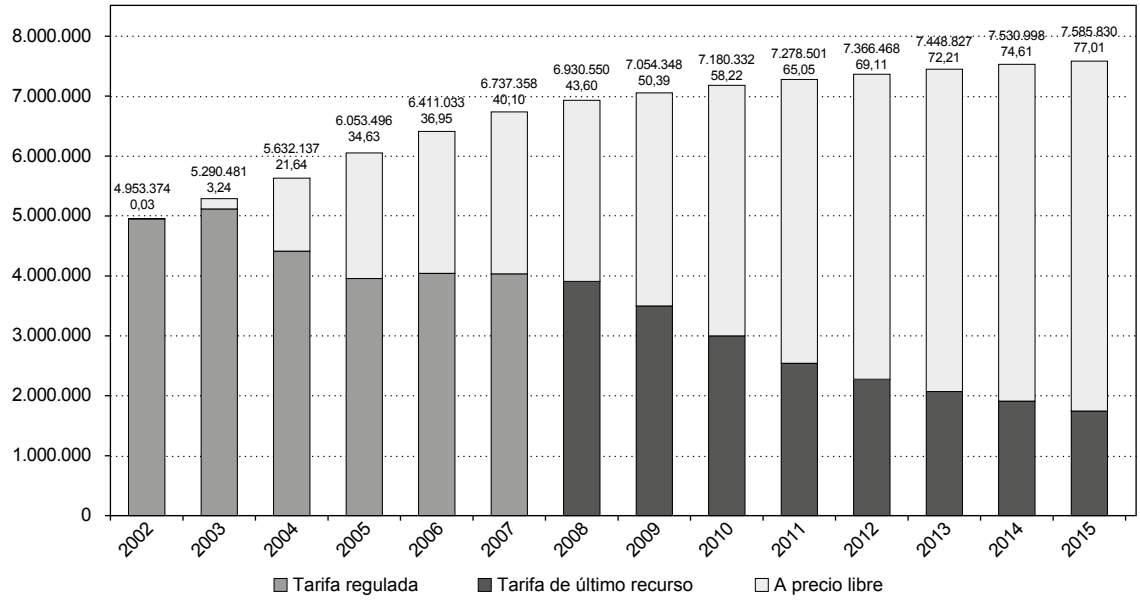
Para ordenar y facilitar las altas y bajas de los clientes de gas natural o el cambio de comercializadora, la regulación establece los procedimientos a seguir por comercializadoras y distribuidores: procesos, plazos, documentación…

Las comercializadoras y consumidores también disponen de acceso a un sistema de información en el que se recogen los puntos de suministro de los clientes de gas, mantenido por los distribuidores de gas; el acceso a esta información busca el desarrollo de la competencia, al facilitar datos esenciales de los clientes para futuros suministradores: grupo tarifario o

[1] Hasta 2008 los clientes se podrían suministrar con una tarifa regulada, a través del distribuidor.

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA
(En número de clientes y porcentaje)



FUENTE: CNMC.

consumo histórico. Por otra parte, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha asumido las labores de la extinta Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM) y supervisa dichos cambios de comercializadora promoviendo el intercambio ágil de la información entre los distribuidores y las comercializadoras, y la mejora de los procedimientos.

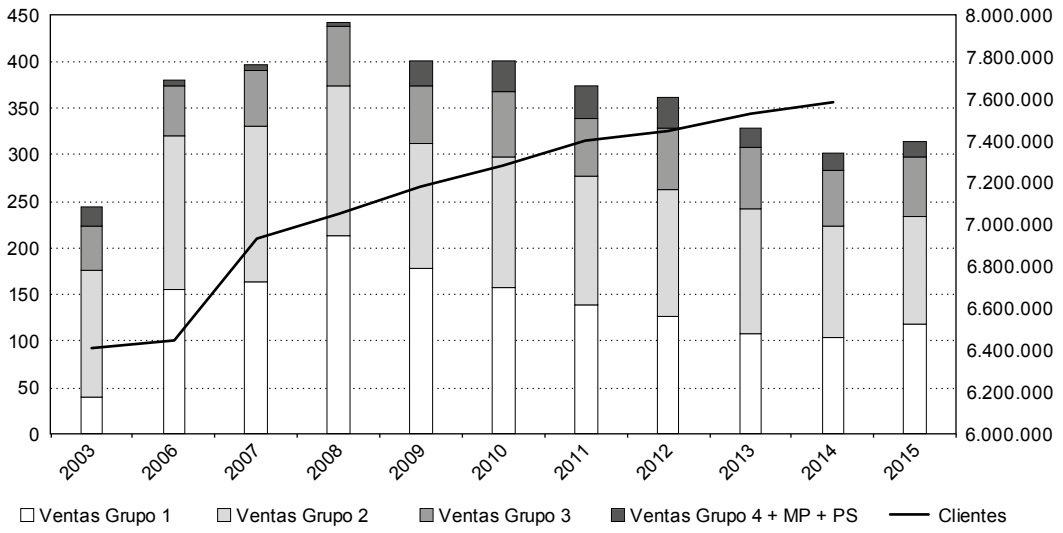
Además, desde abril de 2011, el comparador de ofertas de energía, que puede encontrarse en la web de la CNMC, provee a los consumidores con una herramienta para realizar la comparativa de precios y servicios de las ofertas de gas y electricidad disponibles en el mercado por las distintas comercializadoras. Refleja las ofertas públicas de gas natural disponibles para consumidores suministrados a menos de 4 bar. Se dota de transparencia al mercado, sirviendo la información recogida para analizar la evolución de la competencia y los niveles de precios en el mercado minorista.

Siendo el gas una *commodity*, un bien indistinguible en la medida que cada consumidor recibe en su instalación el gas que circula por las redes[2], la característica principal de una oferta comercial es el precio del suministro, que puede ser fijo o indexado. Por otra parte, la actividad comercial intenta la diferenciación de sus ofertas mediante la introducción de servicios adicionales, como el mantenimiento de la instalación,

[2] Si bien la mayor parte del suministro de gas natural se hace íntegramente a través de redes, en el año 2016 se transportó en camiones cisterna (37.556) gas natural licuado por valor de 11,2 TWh, desde las plantas de regasificación a plantas satélite, tanto las ligadas a clientes industriales individuales (fuera del sistema regulado, 681 clientes) como las que suministran a redes de distribución aisladas del resto de la red (unos 140.000 clientes).

GRÁFICO 2

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS POR GRUPOS DE PEAJE
(En TWh y en número de clientes)



FUENTE: CNMC.

o mejorando la calidad en la atención al cliente (facturación[3], atención de reclamaciones, etc.).

3. Caracterización del mercado minorista

Los consumidores

Desde un punto de vista tarifario los clientes se dividen en varios grupos y subgrupos según la presión de suministro y el consumo:

Grupo 1: consumidores suministrados a presión superior a 60 bares, que se corresponden con grandes clientes suministrados desde la red de transporte como los ciclos combinados o empresas intensivas en consumo.

— Grupo 2: consumidores suministrados a una presión entre 4 y 60 bares, normalmente clientes industriales.

— Grupo 3: consumidores suministrados a presión inferior a 4 bares, desde redes de distribución, correspondiente a clientes comerciales o residenciales.

— Grupo 4: peaje interrumpible un número de días al año.

— Peaje temporal de materia prima.

Como se puede ver en el Gráfico 2, el consumo del Grupo 1 no descendió notablemente desde 2008, sobre todo debido al menor funcionamiento de los ciclos combinados, aunque adicionalmente ha habido una pérdida de consumo para cogeneración en el Grupo 2.

[3] Las empresas comercializadoras facturarán a sus clientes no solo el precio pactado libremente (que de alguna forma incluirá el peaje que la comercializadora pagará a los operadores por el uso de las redes necesario para hacer efectivo el suministro) sino también otra serie de conceptos regulados, en nombre del distribuidor, como puede ser el alquiler de contadores, el precio de la instalación receptora individual, o el precio de la inspección periódica que corresponderá al distribuidor o al instalador que la haya efectuado. Otras empresas podrán prestar distintos servicios a los clientes finales, por ejemplo en relación con la gestión energética, pero su coste no se verá reflejado en la facturación a los clientes finales realizada por la comercializadora.

A pesar de esto, en el período analizado, la demanda industrial se ha recuperado.

Estructura de mercado

En relación con la estructura del mercado, aunque el número de comercializadoras activas en los últimos años se ha incrementado de forma notable, especialmente en el último año, la concentración del mercado sigue siendo alta. De hecho, en términos de energía suministrada (Cuadro 1A y Gráfico 3A), la cuota de las tres comercializadoras más grandes superó ligeramente el 70 por 100 en 2015 y solo cinco comercializadoras tuvieron una cuota de mercado superior al 5 por 100. En términos de número de consumidores, la principal comercializadora proveyó al 56 por 100 (Cuadro 1B y Gráfico 3B); esto se debe al importante peso del segmento doméstico y la situación histórica en el mercado del incumbente.

Precios

El análisis de los precios que pagan los clientes finales a lo largo del tiempo, en términos relativos, respecto al resto de los países europeos constituye un indicador, junto con el nivel de precios mayoristas y los costes regulados, de la situación del mercado minorista.

En España, los precios para cliente doméstico que refleja la estadística europea siguen la tendencia de precios generales, pero en el rango alto, lo que en principio puede ser coherente con un mercado mayorista con mayores precios, una menor competencia en el mercado o unos mayores costes de las infraestructuras incluidas en los peajes de los clientes domésticos (Gráfico 4).

De acuerdo con los datos del informe anual de supervisión del mercado minorista de ACER para 2015, la media de las ofertas estándar de los incumbentes en las capitales europeas lleva incluida en el precio un componente del 52 por 100, que reflejaría el coste de la energía, y otro componente del 25 por 100 por el coste de redes; el resto serían impuestos. Sin embargo, las ofertas para la capital española sumarían en el precio final del cliente un 41 por 100 del coste de redes, el más alto de todos los países europeos. Por otro lado, la mitad de los países tienen impuestos adicionales al IVA; no obstante, los que soporta el cliente español se encuentran en la parte baja.

Los precios finales para cliente industrial también han evolucionado en la misma línea que el resto de los precios europeos, descendiendo en coherencia con el precio de los mercados mayoristas; en este caso los precios tienden en los últimos años a la media de los precios europeos (Gráfico 5).

4. Nivel de competencia en el mercado minorista español

La metodología que utiliza ACER para valorar el grado de competencia del mercado se basa en nueve indicadores con el mismo peso que evalúan la estructura del mercado, las conductas de los consumidores en el mercado y el funcionamiento del mismo. Entre los mercados europeos de gas minoristas más competitivos se encuentran el mercado de Reino Unido, Alemania, Bélgica, Holanda e Italia. España se sitúa a continuación, en el segundo grupo de países junto con Portugal, Irlanda o República Checa y sustancialmente por delante del mercado francés.

Los mercados más competitivos se caracterizan por ser mercados totalmente liberalizados, con menor nivel de concentración, muchas comercializadoras con cuotas superiores al 5 por 100, altas tasas de cambio de comercializadora, muchas ofertas por comercializadora y nuevas comercializadoras en el mercado.

Indicadores de la estructura del mercado español

Analizando el segmento doméstico comercial, el grado de concentración es alto, saturado por las comercializadoras tradicionales pertenecientes a grupos verticalmente integrados con distribución de gas o

CUADRO 1A

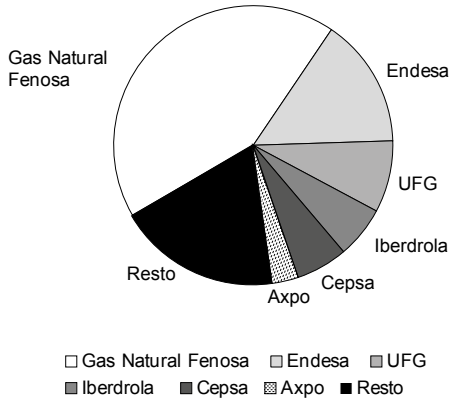
CUOTAS DE MERCADO DE COMERCIALIZADORAS POR ENERGÍA SUMINISTRADA, 3º TRIMESTRE DE 2016

Comercializadora	Ventas (MWh)	Ventas (%)
Gas Natural Fenosa	30.138.067	44,14
Endesa	10.582.657	15,50
UFG	5.854.055	8,57
Iberdrola	4.225.620	6,19
Cepsa	4.207.368	6,16
Axpo	2.137.563	3,13
Resto:		
Viesgo	1.673.980	2,45
BP	1.498.622	2,19
Engie	1.402.958	2,05
Galp	1.208.559	1,77
Sonatrach	1.058.779	1,55
Villar Mir	880.389	1,29
EDP	822.768	1,20
Nexus	441.354	0,65
Molgas	413.117	0,60
BBE	370.448	0,54
Shell	345.917	0,51
Otros (<0,5%)	1.021.826	1,50

NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <2,5%.
FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 3 A

CUOTAS DE MERCADO DE COMERCIALIZADORAS POR ENERGÍA SUMINISTRADA, 3º TRIMESTRE DE 2016



NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <2,5%.
FUENTE: CNMC.

CUADRO 1 B

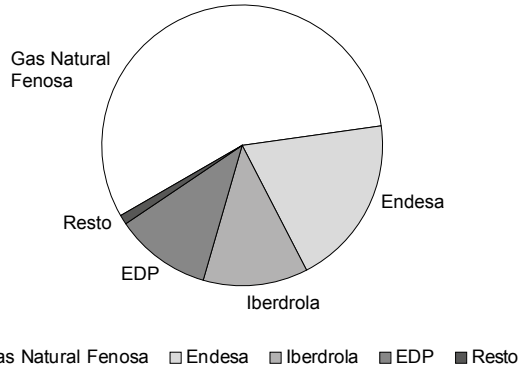
CUOTAS DE MERCADO DE COMERCIALIZADORAS POR NÚMERO DE CLIENTES, 3º TRIMESTRE DE 2016

Comercializadora	Clientes	Clientes (%)
Gas Natural Fenosa	4.287.160	56,11
Endesa	1.500.632	19,64
Iberdrola	921.779	12,06
EDP	847.283	11,09
Resto:		
Viesgo	49.179	0,64
Aldro	6.608	0,09
Audax	6.392	0,08
Otros (<5.000)	21.584	0,28

NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <1%
FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 3 B

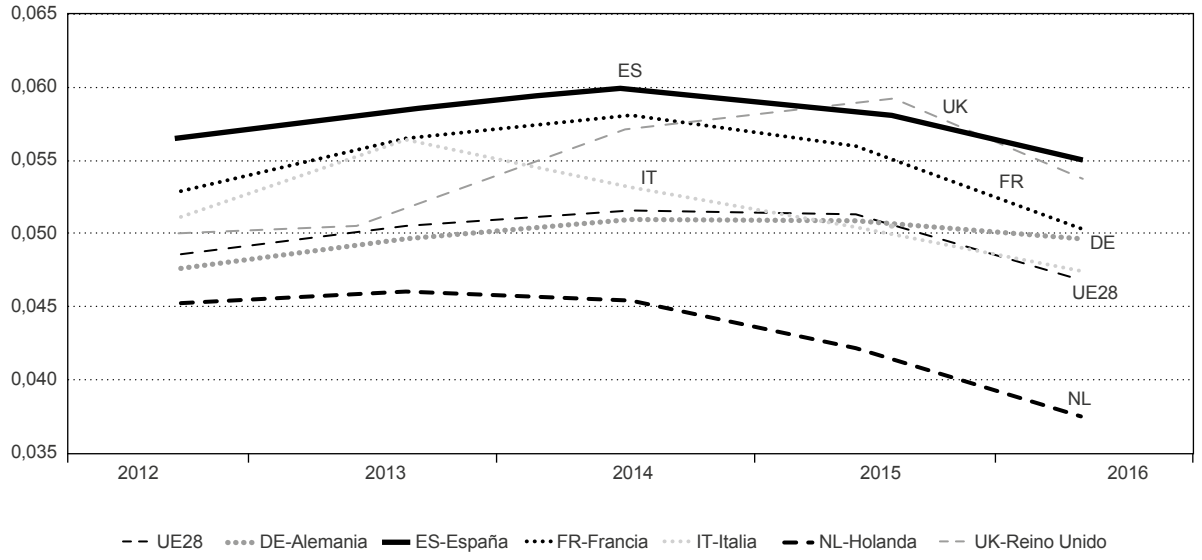
CUOTAS DE MERCADO DE COMERCIALIZADORAS POR NÚMERO DE CLIENTES, 3º TRIMESTRE DE 2016



NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <1%.
FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN DISTINTOS MERCADOS EUROPEOS PARA CLIENTES DOMÉSTICOS DE TAMAÑO MEDIO (D2), SIN IMPUESTOS (En euros por KWh)



NOTA: Los indicadores utilizados presentan el precio del gas natural para consumidor final con datos de Eurostat. El precio para los clientes domésticos se define como la media del precio nacional en euros por unidad de energía excluyendo impuestos, aplicable en el primer semestre de cada año para consumidores domésticos medios (banda de consumo anual D2 de Eurostat, entre 20 y 200 GJ o entre 5.560 kWh y 55.600 kWh).
FUENTE: EUROSTAT.

electricidad. Las cinco primeras comercializadoras suministraron en 2015 el 96 por 100 del mercado, cuota similar a la de los últimos años. Sin embargo, recientemente se han incorporado un número reseñable de nuevas empresas. A fecha de este informe, 14 comercializadoras disponían de más de 1.000 clientes en el mercado (Cuadro 2 y Gráfico 6). El HHI[4] es de 3.400.

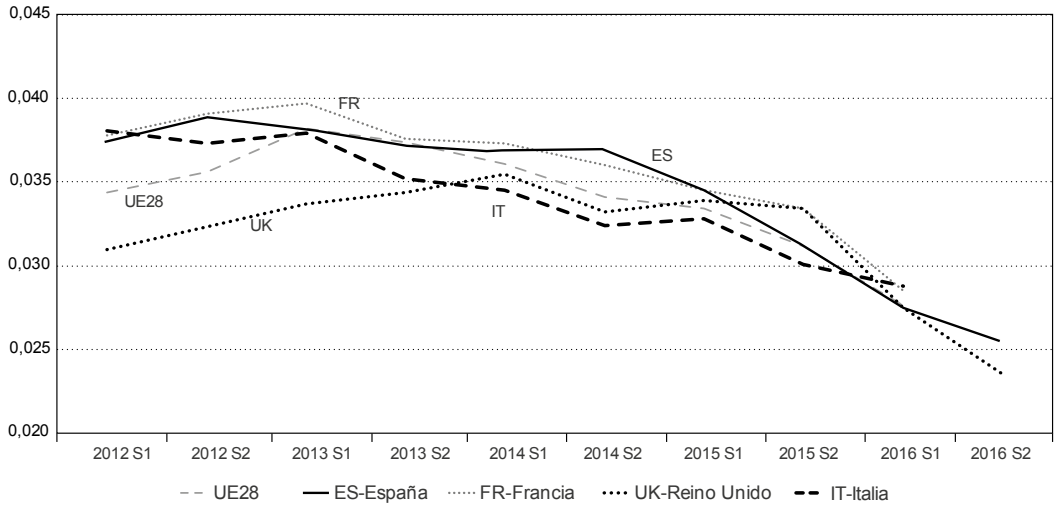
La posición de estas empresas deriva de la situación de partida anterior a la liberalización, con pocas empresas verticalmente integradas suministrando a los clientes, con el grupo Gas Natural Fenosa a la cabeza salvo en las Comunidades Autónomas de Aragón, Asturias y País Vasco; posteriormente se registró una entrada en el mercado de las empresas eléctricas con redes de distribución aprovechando las estructuras comerciales para posicionarse en gas natural, el efecto conglomerado; y finalmente, otra variable explicativa de la situación actual es el conocimiento que los consumidores tienen de la marca de las empresas energéticas tradicionales.

El segmento doméstico comercial sigue marcado por la existencia de la tarifa de último recurso. Las ofertas en su mayor parte evolucionan en paralelo al precio de la TUR, en ocasiones con pequeños descuentos sobre algún término de la misma. Por tanto,

[4] El Índice Herfindahl Hirschman (HHI) es una medida de la concentración económica de un mercado. Se calcula sumando el cuadrado de la cuota de mercado de cada empresa. Oscila entre valores cercanos a 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio).

GRÁFICO 5

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN DISTINTOS MERCADOS EUROPEOS PARA CLIENTES INDUSTRIALES DE TAMAÑO MEDIO (I3), SIN IMPUESTOS (En euros por KWh)



NOTA: Los indicadores utilizados presentan el precio del gas natural para consumidor final con datos de Eurostat. El precio para los clientes industriales se define como la media del precio nacional en euros por unidad de energía sin impuestos aplicable en cada semestre para consumidores industriales medios (banda de consumo anual I3 de Eurostat, entre 10.000 y 100.000 GJ o entre 2.800 MWh y 28.000 MWh).
FUENTE: EUROSTAT.

dado que la TUR actualmente está ligada al precio del petróleo y en menor medida al precio del mercado inglés (NBP), la mayor parte de los clientes españoles mantienen esta indexación. A pesar de que la diferencia de precios entre las distintas ofertas no es elevada, como se verá más adelante, existe una tasa de cambio de suministrador, *switching*, importante; casi 900.000 clientes cambiaron de suministrador en 2015.

En el segmento industrial existe un mayor número de comercializadoras operando con mayor volumen; además de las comercializadoras pertenecientes a los grupos verticalmente integrados que operan en el segmento doméstico, existen otras empresas con cuota relevante que solo operan en este submercado. Aquí, las cinco primeras comercializadoras por ventas totalizan una cuota de mercado del 81 por 100; sin embargo, el HHI es de 2.649. Se registra un aumento de este indicador en los últimos años, desde un valor de 2.007, alcanzado en 2011; este incremento es consistente con un aumento de la cuota de mercado del incumbente y una reducción notable de Unión Fenosa Gas y de EDP. En términos absolutos también es relevante la subida registrada por Galp, Axpo y Sonatrach. Estas modificaciones pueden tener que ver con la estructura de aprovisionamiento de cada empresa o con las decisiones de los accionistas sobre el mercado geográfico donde posicionar su gas (Cuadro 3 y Gráfico 7).

Los clientes industriales suelen firmar contratos de un año o dos de duración, después de pedir ofertas a varias comercializadoras. Si bien los clientes industriales del noroeste de Europa ya tienen sus contratos indexados a los precios del mercado mayorista de gas, según la

CUADRO 2

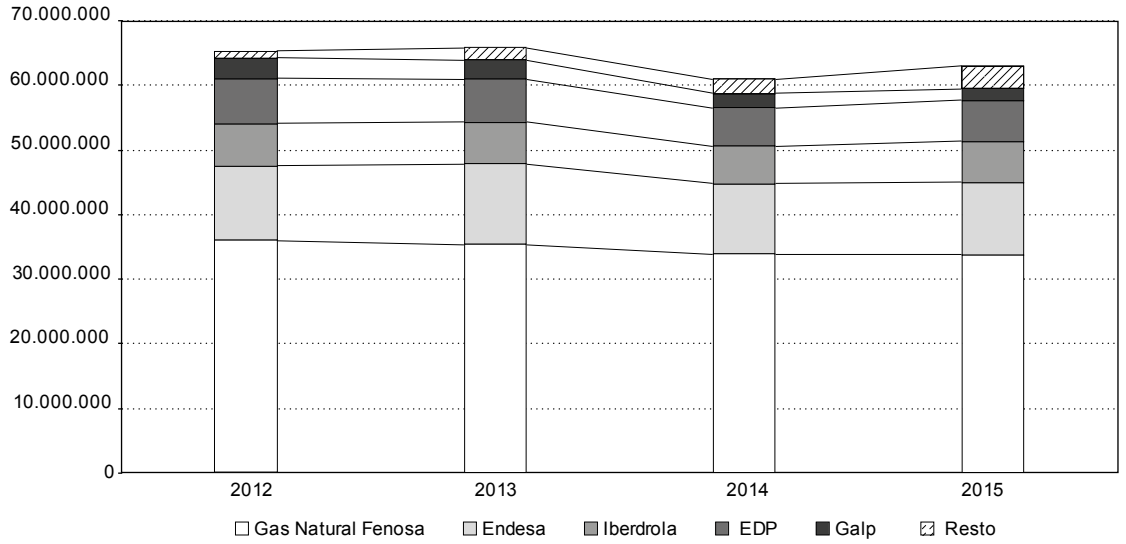
VENTAS EN EL SECTOR DOMESTICO-COMERCIAL DEL GAS

	2012		2013		2014		2015	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Gas Natural Fenosa	35.994.818	55,11	35.347.004	53,73	33.926.038	55,67	33.741.838	53,55
Endesa	11.595.040	17,75	12.456.868	18,94	10.909.411	17,90	11.270.538	17,89
Iberdrola	6.539.663	10,01	6.494.547	9,87	5.763.300	9,46	6.326.377	10,04
EDP	6.939.541	10,62	6.641.598	10,10	5.978.637	9,81	6.329.302	10,04
Galp	3.144.691	4,81	2.959.236	4,50	2.183.016	3,58	1.836.931	2,92
Resto:								
UF Gas Comercializadora	457.986	0,70	406.640	0,62	527.935	0,87	1.044.021	1,66
Servigas	0	0,00	305.158	0,46	375.224	0,62	505.378	0,80
Viesgo	448.250	0,69	337.832	0,51	325.501	0,53	460.542	0,73
Orus	33.326	0,05	150.054	0,23	296.804	0,49	391.472	0,62
Incrygas	0	0,00	117.222	0,18	20.815	0,03	240.826	0,38
Nexus	69.413	0,11	53.244	0,08	64.445	0,11	189.605	0,30
Sonatrach	30.277	0,05	82.175	0,12	147.939	0,24	173.570	0,28
Cepsa	0	0,00	170.029	0,26	101.069	0,17	130.309	0,21
Petronavarra	–	0,00	–	0,00	61.823	0,10	101.657	0,16
On Demand	17.679	0,03	46.768	0,07	54.467	0,09	51.674	0,08
Mult. Verde	–	0,00	–	0,00	410	0,00	51.580	0,08
Remica	–	0,00	–	0,00	–	0,00	42.658	0,07
Axpo	–	0,00	–	0,00	6.392	0,01	30.845	0,05
Fusiona Soluciones	–	0,00	–	0,00	–	0,00	25.678	0,04
Aldro Energía	–	0,00	–	0,00	7	0,00	17.371	0,03
Engie	21.678	0,03	88.643	0,13	79.856	0,13	7.548	0,01
Multitec	–	0,00	–	0,00	–	0,00	7.123	0,01
F. Energía	2	0,00	3.788	0,01	1	0,00	6.465	0,01
Shell	19.145	0,03	109.286	0,17	100.335	0,16	5.562	0,01
Fenie	–	0,00	–	0,00	–	0,00	4.769	0,01
Catgas	–	0,00	–	0,00	9	0,00	4.291	0,01
Incogas	4.633	0,01	8.523	0,01	8.523	0,01	3.908	0,01
Energya VM	2.505	0,00	3.200	0,00	2.684	0,00	3.062	0,00
BP	580	0,00	3.820	0,01	2.335	0,00	2.938	0,00
Yade Jorman	–	0,00	–	0,00	–	0,00	2.228	0,00
Audax	–	0,00	–	0,00	–	0,00	1.119	0,00
OGS	–	0,00	–	0,00	–	0,00	1.032	0,00
Clidom	–	0,00	–	0,00	–	0,00	133	0,00
Factor	–	0,00	–	0,00	5.659	0,01	–	0,00
Total General	**65.319.228**		**65.785.636**		**60.942.637**		**63.012.349**	

NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <2,5%.
FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 6

CUOTAS SUBMERCADO DE GAS PARA CONSUMO DOMÉSTICO-COMERCIAL (En MWh)



NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <2,5%.
FUENTE: CNMC.

referencia de los distintos *hubs*, en España todavía sigue habiendo mayoritariamente una referenciación a petróleo. La no disponibilidad de un mercado *spot* con referencia de precio en España hasta 2016 y la dificultad para mover físicamente grandes cantidades de gas desde los *hubs* del norte de Europa está en el origen de esta realidad.

En el segmento de generación eléctrica con grandes centrales, en su mayor parte ciclos combinados de turbina de gas (CCGT), la característica principal es el descenso de la demanda; las cinco primeras comercializadoras tienen un 92 por 100 de la cuota de mercado; todas ellas, a excepción de Unión Fenosa Gas[5], son las dueñas y operadoras de las centrales que consumen el gas. Incluso las comercializadoras con menor cuota tienen, en su mayor parte, una relación de propiedad con los activos de generación. El HHI en 2015 es el más bajo por segmentos: 2.143, en el mismo nivel que en los últimos años (Cuadro 4 y Gráfico 8).

Este segmento de mercado fue el que a principios de este siglo atrajo a nuevos entrantes al sistema español, comercializadoras que suscribieron un volumen de contratos de aprovisionamiento a largo plazo relevante destinado al mercado español y que dinamizaron la competencia en el segmento industrial durante los primeros años de la liberalización.

Sin embargo, dada la incertidumbre sobre el hueco que la generación térmica con gas puede tener en el mercado eléctrico y por tanto sobre el nivel de funcionamiento de los ciclos, parte del gas de estos contratos ha sido probablemente destinado a otros mercados. Esto significa que cuando el nivel de funcionamiento de los ciclos en un período de tiempo corto es superior al habitual o al estimado en la programación del

[5] Unión Fenosa Gas, como suministrador de ciclos combinados, tenía una relevante cuota de mercado antes de la fusión autorizada por la CNC, en 2009, entre Gas Natural y Unión Fenosa.

CUADRO 3

VENTAS DE GAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL EXCLUYENDO CCGT

	2012		2013		2014		2015	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Gas Natural Fenosa	88.701.585	41,91	89.593.347	43,40	89.477.232	47,31	90.051.223	47,30
UF Gas Comercializadora	17.856.601	8,44	16.902.667	8,19	11.065.277	5,85	8.947.135	4,70
Endesa	32.090.803	15,16	29.760.184	14,42	28.518.693	15,08	29.596.452	15,54
Iberdrola	8.027.638	3,79	6.418.748	3,11	7.483.593	3,96	7.822.286	4,11
Cepsa	21.579.180	10,19	23.128.569	11,20	20.223.520	10,69	17.798.404	9,35
BP	7.893.976	3,73	6.910.556	3,35	4.025.511	2,13	8.527.859	4,48
Engie	6.423.831	3,03	3.136.607	1,52	3.272.731	1,73	3.496.197	1,84
EDP	14.249.340	6,73	10.320.063	5,00	4.743.442	2,51	1.590.911	0,84
Resto:								
Galp	2.204.471	1,04	3.866.270	1,87	4.087.818	2,16	5.266.523	2,77
Sonatrach	2.157.173	1,02	2.747.043	1,33	3.427.234	1,81	4.319.494	2,27
Viesgo	3.050.210	1,44	5.256.465	2,55	3.487.111	1,84	3.307.165	1,74
Energya VM	2.532.742	1,20	3.404.693	1,65	2.908.704	1,54	3.062.548	1,61
Axpo	–	0,00	1.947.442	0,94	2.860.047	1,51	2.247.214	1,18
Incogas	830.238	0,39	941.188	0,46	941.188	0,50	1.044.450	0,55
Molgas	282.610	0,13	374.146	0,18	714.556	0,38	994.063	0,52
LNG	284.190	0,13	372.556	0,18	583.624	0,31	774.090	0,41
Shell	1.412.103	0,67	965.671	0,47	680.523	0,36	415.400	0,22
Incrygas	103.691	0,05	89.470	0,04	175.830	0,09	413.597	0,22
Nexus	346.170	0,16	111.311	0,05	151.437	0,08	335.650	0,18
Methane	55.361	0,03	167.373	0,08	280.808	0,15	313.268	0,16
Factor	–	0,00	–	0,00	0	0,00	43.436	0,02
Vitogas	1.249	0,00	10.531	0,01	22.195	0,01	20.993	0,01
Orus	0	0,00	–	0,00	722	0,00	13.009	0,01
Petronavarra	–	0,00	–	0,00	0	0,00	1.354	0,00
Aldro Energía	–	0,00	–	0,00	0	0,00	58	0,00
EGL	1.405.621	0,66	–	0,00	–	0,00	–	0,00
Servigas	180.222	0,09	–	0,00	0	0,00	–	0,00
Total General	**211.669.004**		**206.424.899**		**189.131.797**		**190.402.778**	

NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <3%.
FUENTE: CNMC.

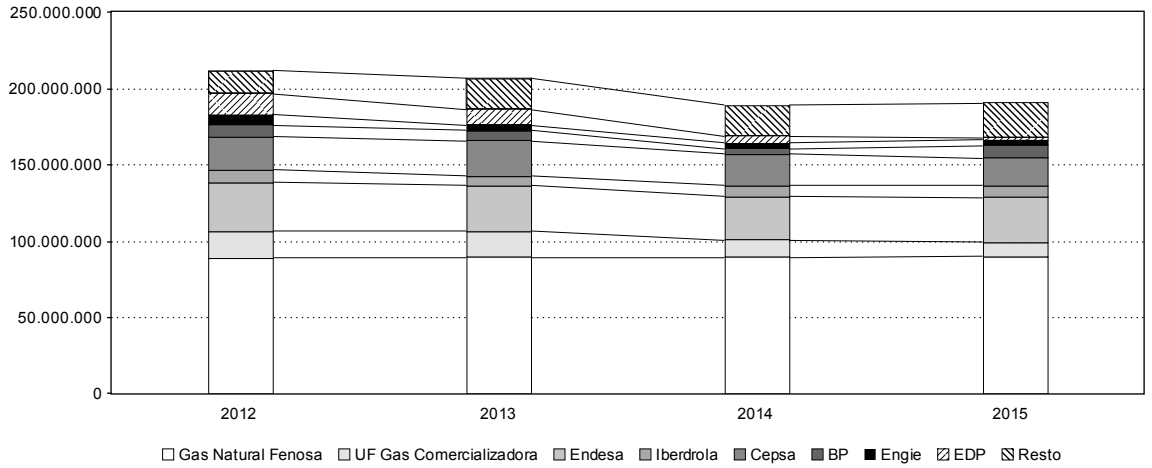
suministrador de los ciclos, para poder hacer frente a esta demanda la comercializadora se vería obligada a comprar gas en el corto plazo, bien en el mercado internacional (típicamente buques GNL *spot*), en el mercado OTC o en el mercado organizado. Esta realidad, entre otras, apoya la necesidad de que el mercado mayorista gane en liquidez.

Las ofertas para consumidores doméstico-comerciales

La CNMC tiene disponible en su página web un sistema de comparación de las ofertas de suministro de electricidad y gas que las comercializadoras ofrecen para colectivos o grupos de consumidores. El comparador

GRÁFICO 7

CUOTAS SUBMERCADO DE GAS PARA CONSUMO INDUSTRIAL EXCLUYENDO CICLOS COMBINADOS (En MWh)



NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <3%.
FUENTE: CNMC.

recoge las ofertas disponibles para consumidores domésticos y pymes: consumidores de gas natural con peajes de acceso del Grupo 3 (suministrados en redes de distribución hasta 4 bares de presión) y consumidores de electricidad en baja tensión, con y sin discriminación horaria. Estos consumidores representan el 99,9 por 100 de los consumidores de gas natural.

Un consumidor de gas, a través de la aplicación, puede elegir la oferta que más le convenga, ya sea en el mercado libre o a través del mecanismo regulado. Se observa que en los dos últimos años ha disminuido el número de ofertas para consumidores con derecho a TUR, motivado por la simplificación en la presentación de ofertas.

En junio de 2016, cuando el 77 por 100 de los clientes de gas del mercado español con derecho a TUR ya estaba siendo suministrado en el mercado libre, había en el comparador de la CNMC un total de 86 ofertas activas de gas natural, de nueve empresas, y 36 ofertas duales de gas y electricidad, de seis empresas. La empresa que más ofertas anunciaba tenía 24. El 69 por 100 de las ofertas estaban destinadas a los consumidores con derecho a TUR y el 31 por 100 a los consumidores sin derecho a TUR.

Casi todas las tarifas para clientes con derecho a TUR están relacionadas con el precio de la TUR y se revisan trimestral o anualmente; una gran parte llevan asociados descuentos más altos si se contratan servicios adicionales y pueden tener condiciones de permanencia. Las ofertas para consumidores sin derecho a TUR suelen ser anuales, suelen incluir un término de energía con la fórmula propia de la comercializadora, mayoritariamente indexada a Brent, y reflejarán las modificaciones de los peajes. Pueden contener penalizaciones por resolución anticipada.

En los últimos meses la media de precios disminuye en consonancia con la bajada de los precios de los aprovisionamientos y la diferencia de precio entre las

CUADRO 4

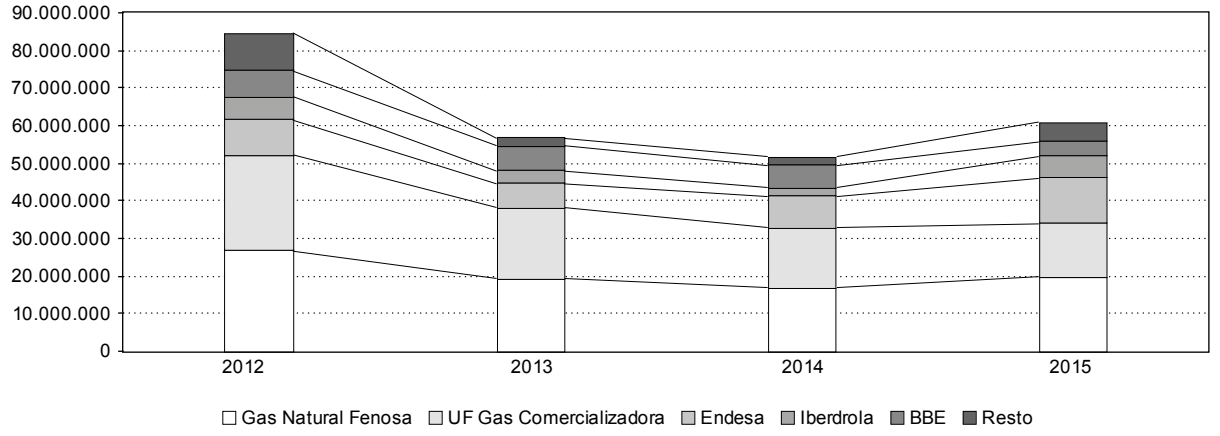
VENTAS EN EL SECTOR ELECTRICO CCGT

	2012		2013		2014		2015	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Gas Natural Fenosa	26.651.922	32	19.237.561	34	16.910.619	33	19.788.218	33
UF Gas Comercializadora	25.534.814	30	18.821.487	33	15.851.719	31	14.135.099	23
Endesa	9.561.898	11	6.593.294	12	8.555.736	17	12.198.234	20
Iberdrola	5.936.740	7	3.503.579	6	2.121.352	4	5.844.605	10
BBE	6.931.937	8	6.405.705	11	5.987.577	12	3.735.983	6
Resto:								
Shell	1.781.649	2	374.957	1	399.654	1	1.519.432	2
Viesgo	3.258.212	4	242.630	0	344.085	1	1.264.524	2
Axpo	–	0	–	0	0	0	1.118.924	2
Sonatrach	1.300.018	2	502.535	1	503.204	1	644.283	1
Alpiq	–	0	–	0	–	0	436.618	1
EDP	361.279	0	174.377	0	181.288	0	176.500	0
Cepsa	2.807.736	3	443.065	1	0	0	–	0
Engie	440.185	1	437.633	1	779.254	2	–	0
Total General	**84.566.388**		**56.736.826**		**51.634.489**		**60.862.421**	

NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <4%.
FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 8

CUOTAS SUBMERCADO DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CICLOS COMBINADOS (En MWh)



NOTA: Resto equivale a la suma de todos los porcentajes <4%.
FUENTE: CNMC.

ofertas más baratas y las más caras aumenta, suponiendo por ejemplo en junio de 2016 una diferencia de 135 euros anuales para un consumidor de calefacción de gas en zona fría, considerando solo las ofertas de ámbito nacional sin servicios adicionales (Gráfico 9).

Aproximadamente la mitad de las ofertas de suministro simples para consumidores con derecho a TUR ofrecen un precio ligeramente por debajo de esta tarifa y la otra mitad ofrecen suministro a precios superiores. A la vista de la diversidad de ofertas disponibles, los consumidores pueden tener dificultad para elegir la opción que mejor se adapta a sus necesidades. En relación a los servicios adicionales, el consumidor debe valorar el coste que conlleva, junto con los ahorros esperados en el suministro, teniendo en cuenta las posibles revisiones más allá de un periodo inicial gratuito.

Los informes de la CNMC han recomendado reiteradamente a las comercializadoras que eviten la captación de clientes a través del canal de venta domiciliaria, con el fin de evitar ventas con prácticas engañosas o bajo presión al consumidor. Por más que el desarrollo de un mercado en competencia sea primordial para ofrecer mejores opciones al consumidor, es una prioridad especialmente relevante en este segmento asegurar que el consumidor final toma decisiones informadas sobre las ofertas que mejor se adaptan a sus necesidades[6].

Tasa de cambio de suministrador

Como ya se ha señalado, el 77 por 100 de los clientes españoles están en mercado libre. De los que están en mercado regulado, el 80 por 100 se hallan en el grupo Gas Natural. La tasa de cambio de comercializadora en el sector gasista con los datos interanuales de septiembre de 2016 es buena, del 12,6 por 100. Además, en el tercer trimestre de 2016 siguen mejorando los tiempos medios de cambio de comercializadora situándose en 13,2 días, siendo considerablemente más lento para el canal de venta domiciliaria. La mayor parte de los cambios de comercializadora se producen en el mercado libre, el 89 por 100, mientras que los cambios de TUR a mercado libre son ya solo del 10 por 100. En este caso, el porcentaje que pasa de la comercializadora de último recurso a la comercializadora libre de su grupo empresarial es del 38 por 100.

Las comercializadoras estarían destinando más recursos a captar clientes suministrados por la competencia o a fidelizar clientes que se suministran en tarifa de último recurso y pasan a mercado libre, que a captar nuevos clientes que no tienen gas. De hecho solo en torno al 20 por 100 de las nuevas altas de clientes acaban siendo suministradas por una comercializadora de un grupo empresarial distinto al titular de la red. Este efecto, no obstante, es menor que en el sector eléctrico, al tener tres distribuidores de gas no integrados verticalmente, que suponen el 17 por 100 de los puntos de suministro. Esto se observa claramente en un análisis por comunidades autónomas, observando cómo las cuotas mayoritarias en cada Comunidad corresponden a comercializadoras con distribuidores del mismo grupo, actuales o pasados, o incluso con distribuidores eléctricos (Cuadro 5 y Gráfico 10). Cataluña o Valencia, donde el distribuidor de gas pertenece al grupo Gas Natural, pero el distribuidor eléctrico pertenece al grupo Endesa e Iberdrola, respectivamente, reflejan esta realidad, manifestando la fidelidad del consumidor con las marcas tradicionales.

Grado de satisfacción del consumidor

Con los datos del segundo trimestre de 2016 del panel de hogares de la CNMC, se concluye que el 14,8 por 100 de los hogares españoles se declara poco o

[6] En este sentido, resultan esclarecedores los trabajos desarrollados por OFGEM, el regulador británico, sobre el mercado minorista, para sustituir reglas detalladas sobre ventas y *marketing* por principios simples pero concretos que deben guiar a la comercializadora en su relación con el cliente de pequeño tamaño; buscan asegurar que el cliente decide con el suficiente nivel de información y autonomía, a la vez que la comercializadora tiene mayor libertad para desarrollar los servicios que ofrece al cliente, siempre asegurando que el consumidor esté capacitado para la toma de decisiones a través de instrumentos de comparación de precios, prohibiendo técnicas de venta inapropiadas o que la comercializadora oferte servicios que sabe de antemano que no son adecuados para ese tipo de consumidor.

nada satisfecho con su servicio de gas natural, frente al 16 por 100 del año anterior. En electricidad este valor es del 20,9 por 100 y en banda ancha del 17,5 por 100. Un 82 por 100 de los hogares insatisfechos con su comercializadora opina que el servicio es caro, y casi la mitad considera que las facturas no son claras. En esta línea, un 46 por 100 del total de los hogares está poco o nada satisfecho con los precios del servicio de gas natural, un punto menos que el año anterior. Un 5,7 por 100 habrían presentado una reclamación en el año anterior, siendo la causa principal la factura.

Estos datos invitan a la reflexión: resulta evidente el desconocimiento del consumidor energético del modelo liberalizado y por tanto la dificultad del consumidor para distinguir entre comercializadoras y distribuidores, entre ofertas libres y TUR, los conceptos de la factura y el problema para calcular la oferta más barata. Adicionalmente, este es un tema altamente mediatizado por las distintas informaciones que recibe el consumidor.

Una mayor información homogénea y neutra, con destino al cliente residencial, y un servicio de atención de las reclamaciones independiente de las compañías, según la obligación europea, contribuirían a mejorar la situación.

Correlación entre mercados mayoristas y minoristas

La correlación entre mercados mayoristas y mercados minoristas se establece como un indicador adicional para ver cuán competitivo es un mercado. De los estudios de supervisión de ACER sobre mercado minorista se deduce que este nivel de correlación es bajo en un buen número de mercados europeos, y que es más fuerte para el segmento industrial que para el doméstico.

La diferencia entre el precio mayorista (referencia aduanas) y la componente de energía del precio minorista para el mercado doméstico en España se ha mantenido estable en el tiempo y moderada, en comparación con otros mercados europeos. Esto es coherente con el tipo de indexación de la mayor parte de los contratos de aprovisionamiento y la fórmula de la TUR (ambas con indexación a petróleo). No obstante, los países europeos que pasan por tener mercados más competitivos, y que no tienen tarifas reguladas, tienen mayores diferencias entre el precio mayorista (normalmente referidos a precio *hub*) y minorista, y por tanto hay más diferencia entre ofertas de distintas comercializadoras.

Coexisten en Europa los dos modelos de indexación y los dos tipos de comercializadoras, según tengan sus contratos de largo plazo indexados a petróleo[7] o según sus contratos estén indexados sobre todo a precio *hub* o se aprovisionen a corto plazo (*traders*). Cada tipo de comercializadora intentará vender al cliente final según su modelo.

En España el mercado mayorista de gas debe facilitar la competencia en el mercado minorista, al reducir el riesgo de falta de gas de pequeñas comercializadoras, sin tamaño suficiente para comprar gas en el mercado internacional, además de dar las señales adecuadas de precios que contribuyan a la convergencia de los mismos con el resto de Europa.

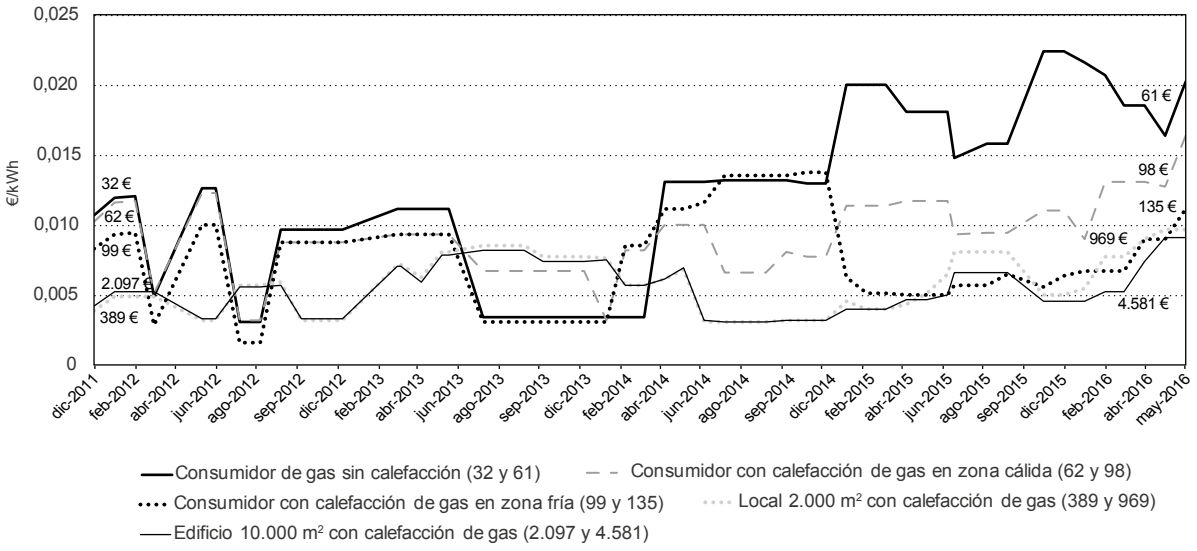
Para que el consumidor español tenga precios finales del gas similares a sus compatriotas europeos, se requiere que los tres componentes del precio final: costes regulados, coste de gas, tasas e impuestos, sean similares a los de Europa. En el caso del consumidor doméstico, el componente de más peso en la factura son los costes regulados. En el caso del consumidor industrial, este quiere un mercado mayorista europeo con los mismos precios y una indexación similar del gas.

Para ello es necesario disponer de un mercado mayorista que dé señales de precio en el largo plazo, que

[7] El consumidor indexado a petróleo, por un lado, podría sentirse amparado por la volatilidad de los precios del mercado de gas nacional e internacional, aunque en el medio plazo asume el riesgo del precio del petróleo. No obstante, a cambio tiene varios inconvenientes: el consumidor puede perder oportunidades de mejorar su precio en el corto plazo, en un mercado en el cual los próximos dos años podrían favorecer a la demanda; adicionalmente, sobre todo los clientes industriales españoles, compran la energía con distinta indexación y por tanto sufrirán una evolución del precio diferente al de sus competidores europeos.

GRÁFICO 9

EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS ENTRE LA OFERTA MÁS CARA Y LA MÁS BARATA POR TIPO DE CONSUMIDOR DE GAS, DICIEMBRE 2011 – MAYO 2016



NOTA: Ofertas de ámbito nacional sin servicios adicionales y por tipo de consumidor de gas.
FUENTE: CNMC.

permita tener confianza en el mercado español, tanto por parte de los hipotéticos suministradores, como por parte de los clientes, aumentando de esta forma probablemente la competencia en beneficio del consumidor final. El desarrollo del mercado de futuros también es importante para los clientes finales; les permitirá comparar con otros mercados antes de concretar el suministro con una comercializadora, elegir el tipo de indexación, suministrarse directamente o hacer las coberturas que precisen.

Por otra parte, en España podría examinarse la posibilidad de establecer requisitos diferentes para los distintos tipos de comercializadora[8], como han hecho otros países, según tengan o no clientes finales, mejorar la flexibilidad de los servicios, pensar específicamente en un modelo dirigido a la comercializadora minorista o al cliente que quiera suministrarse directamente en el mercado español, reduciendo cargas administrativas y fomentando las empresas que puedan dar servicios a estos clientes para replicar economías de escala de las grandes comercializadoras, para facilitar la participación de la demanda en el mercado mayorista, todo ello sin perder de vista la salvaguarda del sistema, en particular, desde el punto de vista económico.

[8] Las obligaciones de mantenimiento de existencias ligadas a los consumidores finales inducen unas obligaciones de reporte, por ejemplo, que no serían necesarias para las comercializadoras mayoristas. Por el contrario, las comercializadoras minoristas o los consumidores que se autoabastecen no requerirían proveer información en relación a la diversificación de suministro. El nivel de garantías podría reexaminarse igualmente en función de los objetivos perseguidos y el coste objetivo para las empresas.

CUADRO 5

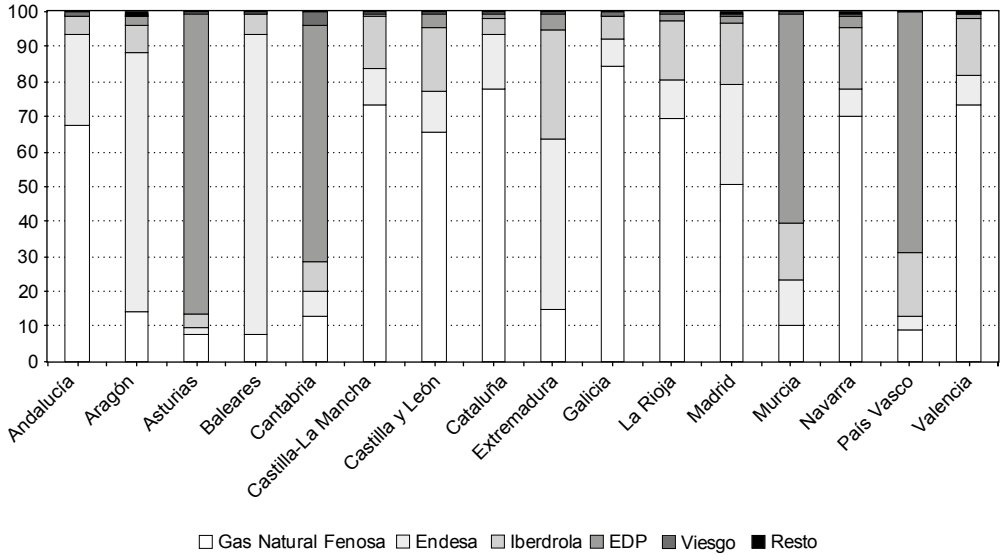
CUOTAS DE MERCADO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS DE LAS PRINCIPALES COMERCIALIZADORAS, 2015 (Por nº de clientes)

Grupo Comercializador	Andalucía	Aragón	Asturias	Baleares	Cantabria	Castilla La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	Valencia
Gas Natural Fenosa	296.314	30.689	16.834	7.618	23.263	176.868	298.787	170.4312	11.687	213.051	56.012	873.450	9.553	97.298	47.625	483.662
Endesa	112.920	162.472	4.026	84.751	12.459	25.754	52.564	331.593	37.928	21.056	8.763	500.372	11.499	10.805	21.957	55.234
Iberdrola	24.193	17.483	8.524	5.503	14.126	35.439	82.063	104.697	24.221	15.606	13.720	297.370	15.298	23.815	94.806	107.777
EDP	1.210	5.078	185.437	194	119.936	2.069	17.287	29.224	3.491	565	1.772	41.887	54.770	4.696	363.269	5.888
Viesgo	3.494	535	918	254	6.300	946	1.985	10.467	346	2.613	284	11.294	298	631	536	2.752
Resto:																
Orus	377	240	151	98	47	163	376	1.347	61	129	88	603	70	374	291	466
Audax	12	0	3	0	0	5	4	298	0	0	0	544	5	0	5	1.284
Galp	5	3	0	0	0	7	5	39	0	0	1	1.714	1	0	33	24
Aldro	46	15	78	18	365	117	147	58	0	21	2	595	11	21	37	58
Servigas	3	522	29	0	0	3	82	122	0	3	13	344	1	0	161	0
UFC Comercializadora	63	18	36	6	22	21	94	174	11	83	30	321	4	171	99	104
Incrygas	26	53	31	10	10	9	98	377	1	48	19	172	1	90	217	52
Fenie	35	303	12	33	64	34	64	180	2	48	13	184	24	57	7	134
Otros	202	995	19	2	4	113	165	749	26	32	23	995	109	414	129	195

FUENTE: CNMC.

GRÁFICO 10

CUOTAS DE MERCADO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS DE LAS PRINCIPALES COMERCIALIZADORAS, 2015
(En % de clientes suministrados)



FUENTE: CNMC.

5. Conclusiones

El mercado minorista de gas en España ha registrado una notable evolución en los últimos años, en los que se ha profundizado en la liberalización del mercado. Esta evolución ha sido especialmente relevante para el mercado industrial; sin embargo, en el segmento doméstico, la poca competencia o la falta de atractivo del mismo, no ha trasladado todavía ventajas relevantes en precios a los clientes finales.

Por tanto, existe margen de mejora tal como se pone de manifiesto en la comparativa con otros mercados europeos. Hay que ampliar las posibilidades de suministro de los clientes, en particular potenciando el desarrollo del mercado mayorista español; la consecución de un *hub* español o regional, donde se intercambia más gas, a más largo plazo, con realimentación a través de una mayor participación del mercado minorista en el mercado. Se trataría de lograr un mercado con mayor volumen, menor volatilidad y mayor liquidez, en suma, que daría una mayor seguridad a los clientes sobre cantidades y precios. Podrían, si lo necesitan por su actividad, hacer contratos de gas con distintos horizontes, con distintas contrapartes y confiar en una mayor estabilidad de precios. En definitiva, se pretende reforzar la figura del consumidor haciéndole realmente protagonista del cambio, dándole mayor poder, potenciando su derecho a elegir.

Adicionalmente es preciso que la regulación, diseñada para comercializadoras verticalmente integradas con aprovisionamiento a largo plazo, y que todavía resulta compleja, siga evolucionando y proporcione un marco adecuado, más simple y flexible para que puedan existir distintos tipos de comercializadoras:

traders, mayoristas, minoristas o los propios consumidores, cuya existencia responda a las necesidades de distintos tipos de demanda. Es fundamental, en relación al mercado doméstico, aumentar la transparencia y la sencillez de los procesos. Por último, el consumidor de gas debe pagar solo lo necesario para cubrir los costes eficientemente incurridos de las actividades reguladas, por su uso de las redes.

Finalmente, la tarea pendiente del sector es, sin duda, la de recuperar la confianza de los consumidores en las empresas energéticas. En el segmento doméstico deben evitarse prácticas comerciales agresivas y contratos con cláusulas desequilibradas en contra del consumidor, deben realizarse mejoras en los servicios de atención a clientes y gestión de reclamaciones y, por último, habrá de buscarse una solución social que evite determinados cortes de suministro.

Referencias bibliográficas

[1] ACER (2016). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015*. Retail Markets. Liubliana.

[2] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (1996). *Ley 7/1996, de 15 de enero, de Ordenación del Comercio Minorista*. «BOE» núm. 15, de 17/01/1996.

[3] COMISIÓN EUROPEA (2016). *Quarterly Report on European Gas Markets*. DG *Energy.* Vol. 9. Segundo y tercer trimestre 2016.

[4] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2015). *Informe de supervisión del mercado de gas natural en España*. Año 2015. Madrid

[5] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2016). *Informe de supervisión del mercado de gas por comunidades autónomas*. Año 2015. Madrid.

[6] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2016). *Informe de supervisión de las ofertas del mercado minorista de gas y electricidad para consumidores domésticos y pymes*. Junio 2016. Madrid

[7] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2017). *Comparador de ofertas de energía. https://comparadorofertasenergia.cnmc.es/comparador/index.cfm?js=1&e=N*

[8] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2017). *Informe de supervisión de los cambios de comercializadora* – Tercer trimestre 2016. Madrid. Panel de satisfacción de consumidores. CNMC. *https://www.cnmc.es/novedades/2016-10-14-mejora-el-grado-de-satisfaccion-de-los-hogares-espanoles-con-su-servicio-de*

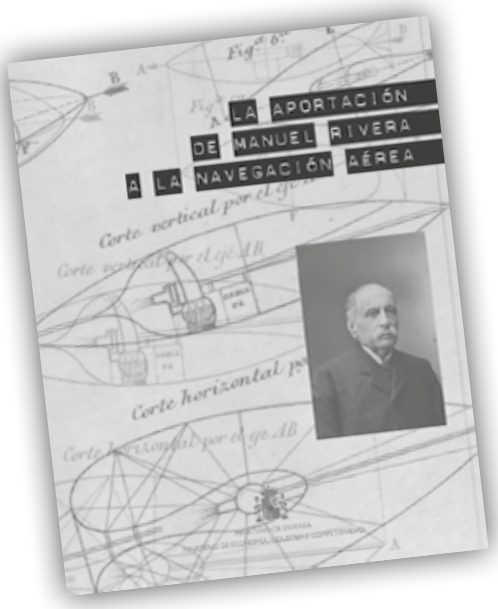
[9] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2016). *Le marché de détail.* Recuperado el 3 de mayo de 2017 de *http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz*

[10] GANDOLFI, M. y SICILIA Y. (2012). «La evolución de la competencia en los mercados minoristas de gas y electricidad en España». En el monográfico sobre «El sector energético español». En *Papeles de Economía Española*, nº 134, pp. 127-142. Madrid.

[11] OFGEM (2017). *Statutory Consultation: Enabling Consumers to Make Informed Choices. Recuperado en febrero de 2017 de https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/statutory-consultation-enabling-consumers-make-informed-choices.* Reino Unido.

ICE
INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

La aportación de Manuel Rivera a la navegación aérea



Publicada en coedición con el Ministerio de Defensa, esta monografía pretende dar a conocer la figura de Manuel Ribera, militar vigués del siglo XIX creador de uno de los primeros diseños de dirigible. Fue sin embargo olvidado por la historia oficial y eclipsado por nombres como Giffard, Von Zeppelin o el propio Torres Quevedo. Esta publicación reivindica el mérito e interés del inventor y su obra, pasando de la semblanza biográfica del personaje al análisis técnico de su prototipo, enmarcados ambos en su contexto histórico y considerando su influencia en desarrollos futuros. Desde la ancestral fascinación humana por la posibilidad de volar, se tratan los inicios de la aeronáutica en España y se indaga en el pasado, presente y futuro de los dirigibles.

Número de páginas: 91
Precio papel: 8,00 €
Precio Pdf: 4,00 €
Precio ePub: 6,00 €
Precios IVA incluido

Librería virtual, suscripción y venta www.mineco.gob.es
distribucionpublicaciones@mineco.es
Pº de la Castellana, 162. 28046 Madrid.
Telf. 91 603.79.97/93

Jorge Fernández Gómez*

LOS MERCADOS DE FUTUROS DE GAS NATURAL

Los mercados mayoristas de gas natural en Europa, y en general los mercados de energía, han sufrido grandes transformaciones en los últimos años como consecuencia de cambios en la regulación sectorial y financiera y la irrupción masiva de las plataformas electrónicas de negociación, que han propiciado un espectacular incremento del volumen negociado. En el nuevo contexto de los mercados de energía se ha difuminado la frontera entre los mercados organizados a plazo y las plataformas de brókeres que operan en el mercado a plazo OTC, que prestan servicios cada vez más parecidos e intercambiables. Pese a ello, los mercados organizados a plazo seguirán jugando un rol esencial en los sistemas gasistas europeos como herramientas difusoras de precios transparentes, facilitando el acceso al mercado mayorista, garantizando la seguridad de las transacciones a plazo y favoreciendo la integridad del mercado en conjunto.

Palabras clave: *mercados organizados a plazo de energía, gas natural, mercado OTC.*
Clasificación JEL: *G13, L71, Q4.*

1. Introducción

Los mercados mayoristas de energía en Europa están inmersos desde hace unos años en un proceso de transformación, que ha dado lugar a cambios sustanciales en los procedimientos de negociación de contratos relativos a productos energéticos y están redefiniendo el papel que juegan los distintos tipos de plataformas de negociación.

Entre los factores inductores de estos cambios pueden destacarse el crecimiento de la negociación a través de plataformas electrónicas, el desarrollo de nuevos servicios y modelos de negocio por parte de las empresas de intermediación, la aprobación de nueva normativa sectorial y financiera, y la creciente sofisticación y complejidad de los procesos que se inician tras el cierre de una transacción (procesos postransacción).

Como consecuencia de todo ello se han difuminado las fronteras que históricamente separaban el mercado bilateral u OTC (*over the counter*) de los mercados organizados. Las plataformas que ofrecen servicios de intermediación en el ámbito OTC han desarrollado nuevos servicios y funcionalidades que acercan su funcionamiento al de los mercados organizados, mientras que estos exploran a su vez terreno que anteriormente ocupaban los intermediarios o brókeres.

* PhD. Georgetown University. Director de Estudios y Análisis de Mercado. MIBGAS.

Este artículo revisa la situación actual de los mercados organizados a plazo de gas natural en Europa y analiza cuál es el rol que previsiblemente jugarán en el nuevo contexto de los mercados de energía.

En los apartados 2 y 3 se describen el papel tradicional de los mercados organizados a plazo y la situación actual de los mercados organizados de gas natural en Europa. El apartado 4 analiza las perspectivas de evolución de los mercados organizados de gas, teniendo en cuenta el impacto de la regulación financiera, la revolución que supone el desarrollo de la negociación electrónica, la competencia entre las plataformas OTC y las plataformas de mercados organizados, y el reto que supone el gas natural licuado para el desarrollo de nuevos productos en los mercados organizados. En el apartado 5 se comentan la situación actual del mercado de gas en España y las oportunidades que brinda para la creación de un mercado organizado a plazo de gas natural. Finalmente, el apartado 6 presenta las conclusiones del artículo, enfatizando el rol que previsiblemente seguirán jugando en el futuro los mercados organizados a plazo como herramientas que generan visibilidad en los precios de la energía y destacando la complementariedad que continuarán teniendo con las plataformas OTC.

2. El papel tradicional de los mercados organizados a plazo

El precio de la energía en un momento dado es, en realidad, un conjunto de precios —la «curva de precios»— que refleja, en ese instante, el valor de la energía entregada en distintos períodos.

Esta visión poliédrica del precio de la energía es relevante porque las carteras de contratos de las empresas que operan en los mercados de energía suelen incluir contratos con distintos horizontes temporales. Un comercializador de gas, por ejemplo, puede tener firmados contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo (entre 10 y 20 años) y, simultáneamente, una cartera de clientes con contratos de consumo cuya duración puede ser de unos pocos meses. Puede gestionar también activos de generación de electricidad a partir de gas natural, y deberá tomar decisiones, una vez el gas de los contratos de aprovisionamiento se encuentre dentro del sistema gasista, orientadas a minimizar los costes logísticos de almacenamiento de gas, regasificación, etc. Además, la cartera de un comercializador de gas natural estará expuesta en el muy corto plazo a desviaciones entre las entradas y las salidas de gas de las infraestructuras que utiliza físicamente, lo que puede generar «costes de desbalance», requiriendo una gestión activa de las posiciones físicas y comerciales en el muy corto plazo.

Optimizar el valor económico de una cartera compleja implicará por tanto tener en cuenta los distintos horizontes temporales en los que deben tomarse decisiones de gestión logística o comercial. En definitiva, los precios relevantes del gas natural para las empresas que participan en el mercado mayorista son todos los precios de la curva (*spot*, *prompt* y a plazo)[1].

Debido a la posibilidad de almacenamiento físico del gas natural (bien en almacenes subterráneos o submarinos o, en forma de GNL, en los tanques de las plantas de regasificación), existe una relación estrecha entre los precios de los distintos nodos temporales de la curva de precios del gas natural, por lo que los movimientos en los precios de corto plazo pueden afectar a los precios a plazo y viceversa.

El principal valor que aportan los mercados organizados a plazo a los sistemas gasistas (y energéticos, en general) es completar las referencias de precios que ofrecen los mercados organizados de corto plazo, haciendo públicos precios para los distintos

[1] Se entiende por precio *spot* o precio de contado el precio de contratos con entrega el mismo día de negociación o al día siguiente de la negociación. Por otro lado, la expresión *prompt* hace referencia a contratos con entrega en un período entre unos pocos días y el mes siguiente.

nodos temporales de la «curva de precios» calculados mediante metodologías transparentes.

Además de aportar transparencia en los precios a plazo de la energía, lo que fomenta decisiones eficientes de consumo e inversión, los mercados organizados a plazo aportan valor a un sistema gasista de diversas maneras:

- Ofrecen herramientas para el ajuste de las posiciones netas de las carteras de los agentes participantes en el medio y largo plazo e instrumentos para la cobertura de los riesgos de mercado.
- Aportan alternativas para la cobertura del riesgo de contrapartida, a través del sistema de gestión centralizada de garantías que ofrecen las entidades de contrapartida central asociadas a cada mercado organizado, contribuyendo de esta forma a la reducción del riesgo sistémico en el mercado mayorista.
- Favorecen la generación de liquidez en el mercado y facilitan la estructuración de productos entre mercados adyacentes al negociarse productos estandarizados en sus plataformas, lo que incrementa el volumen de transacciones transfronterizas y contribuye a la convergencia y el arbitraje entre mercados.
- Proporcionan un acceso fácil a un amplio conjunto de contrapartes y aportan una fuente adicional de aprovisionamiento de gas y cobertura de riesgos, lo que ayuda a reducir las barreras de entrada al mercado mayorista.
- Fomentan la competencia y la innovación en el mercado minorista, al ligar el valor de la energía en el sistema a las condiciones locales de oferta y demanda.

Los mercados organizados a plazo, por tanto, son entidades necesarias para el desarrollo de mercados mayoristas y minoristas más competitivos (con menores barreras de entrada), más eficientes (con señales que inducen decisiones óptimas de consumo, producción e inversión) y más seguros (con una mayor integridad, al reducirse el riesgo sistémico gracias a la centralización de la gestión del riesgo de contrapartida).

3. Los mercados organizados a plazo de gas natural en Europa

Funcionamiento de un mercado organizado a plazo

Acceso al mercado y negociación de contratos: las reglas del mercado

En un mercado organizado, todos los procesos asociados a la compra y venta de contratos se realizan de acuerdo con reglas específicas, públicas, predeterminadas y conocidas por todos los agentes participantes en el mercado (las «reglas de mercado»)[2], incluyendo reglas de acceso al mercado, de casación de ofertas de compra y venta, de liquidación de las transacciones, y de publicación de los precios y volúmenes.

La ejecución de las transacciones no es discrecional, sino automática, lo que implica que los procesos de negociación, casación, confirmación y liquidación de transacciones no están sujetos a decisiones arbitrarias o no predecibles para los agentes.

Agentes participantes y tipos de contratos negociados

Los agentes que participan en los mercados organizados a plazo (miembros negociadores) toman posiciones en nombre propio en el mercado, bien por cuenta propia o por cuenta de terceros. También puede haber agentes que actúen en nombre y por cuenta de terceros, sin asumir la titularidad de los contratos que se negocian (p. ej., un bróker que registre contratos OTC en un mercado organizado).

En los mercados organizados a plazo de energía, los contratos negociados suelen tener horizontes de entrega más allá de dos días después de la transacción[3]. Aunque en estos mercados se negocian

[2] Ver ejemplos de reglas de mercados organizados de gas en EEX (2016a), POWERNEXT (2016), OMIP (2016) y MEFF (2013).

[3] Artículo 38.2 del *Reglamento de la Comisión* CE 1287/2006, de 10 de agosto de 2006.

contratos de futuros[4] y otros contratos con un marcado carácter financiero (p. ej., opciones), la preferencia de los agentes por la entrega física del producto subyacente (p. ej., electricidad o gas natural) hace que los contratos de productos energéticos difieran de los productos, meramente en aspectos como la liquidación del contrato y entrega del subyacente o la gestión del riesgo de contrapartida.

Liquidación de contratos y gestión de garantías: las reglas de compensación

Hasta la fecha, los mercados organizados a plazo de energía han estado regulados por la normativa financiera y supervisados por las autoridades financieras. Entre otras razones, esto se debe a que la gestión del riesgo de contrapartida se realiza de forma centralizada en una cámara de compensación o entidad central de contrapartida (ECC), institución que está regulada por la normativa financiera.

La participación de una cámara de compensación en el proceso de liquidación de transacciones en un mercado organizado de energía implica, primero, que la negociación es anónima (la cámara es la contraparte de todas las transacciones, actuando como comprador para los vendedores y como vendedor para los compradores)[5] y, además, que puede cubrirse el riesgo de contrapartida (riesgo de crédito y riesgo de entrega) asociado a las posiciones de los agentes sin que estos deban aportar garantías por un valor equivalente al 100 por 100 del valor de las posiciones: las posiciones de cada agente se «compensan» en una cámara de contrapartida central a efectos del cálculo de la posición neta y de las garantías o colateral que deberá aportar cada miembro de la cámara para cubrir los riesgos de contrapartida.

Tanto los contratos que pueden ser objeto de compensación en una entidad de contrapartida central como todos los procesos que ejecuta la cámara relativos al registro, compensación y liquidación de contratos, especificados en las reglas de compensación[6], están sujetos al escrutinio y a la aprobación previa por parte de las autoridades financieras[7].

Situación actual de los mercados organizados de gas en Europa

En la actualidad hay cuatro grandes grupos de plataformas *exchange*[8] que ofrecen servicios de mercados organizados de gas natural en Europa: el grupo Intercontinental Exchange (ICE), a través de ICE Futures Europe, el grupo Chicago Mercantile Exchange (CME), a través de CME Europe, la plataforma PEGAS (que agrupa a mercados organizados como EEX, Powernext, Gas Point Nordic y, desde diciembre de 2016, CEGH) y Nasdaq Commodities[9].

Todas las plataformas de mercados organizados, excepto Nasdaq Commodities, definen los futuros de gas de referencia como contratos que se liquidan mediante la entrega física del subyacente, de acuerdo con las preferencias de los agentes. La entrega física del gas natural en un *hub* (punto virtual de negociación o balance) se realiza mediante transferencias de titularidad del gas en dicho punto virtual. En el caso del mercado de gas español, por ejemplo, la entrega del gas en el punto virtual de balance (PVB) se realiza mediante

[4] A diferencia de los contratos a plazo o *forward*, habituales en el ámbito de la contratación bilateral, los contratos de futuros o «futuros» son contratos a plazo estandarizados cuya principal característica es que están sujetos a la liquidación diaria de ganancias y pérdidas desde el momento en el que se realiza la transacción, frente a la liquidación en el momento del vencimiento del contrato en el caso bilateral.

[5] Esto se lleva a cabo mediante la novación de contratos una vez se produce una transacción entre un comprador y un vendedor en una pantalla electrónica de negociación.

[6] Ver ejemplos de reglas de compensación en ECC (2017), OMIClear (2016), BME Clearing (2015).

[7] Los mercados organizados también actúan como canales de registro de contratos bilaterales u OTC en la entidad central de contrapartida correspondiente. Ver, por ejemplo, EEX (2016b).

[8] Bolsa o mercado organizado, en inglés.

[9] El mercado de futuros de gas más antiguo en Europa es ICE Futures, que inició la negociación de contratos de futuros de gas natural con entrega en el *hub* del Reino Unido, National Balancing Point (NBP), en 1997. HEATHER (2010) describe con detalle la creación y la evolución del *hub* y el mercado mayorista de gas natural en Reino Unido.

CUADRO 1

PLATAFORMAS DE MERCADOS ORGANIZADOS A PLAZO DE GAS NATURAL EN EUROPA

Plataforma de mercado	Inicio de la negociación de futuros de gas natural	Productos de gas	Liquidación de los contratos
ICE Futures Europe	NBP: enero 1997	Contratos de futuros y opciones con entrega en NBP, TTF, NCG, Gaspool y PSV. Otros contratos derivados.	Liquidación con entrega física. Algunos productos pueden liquidarse financieramente.
Plataforma PEGAS	EEX: julio 2007 Powernext: noviembre 2008 CEGH: diciembre 2010 Gas Point Nordic: 1T-2008	Contratos de futuros con entrega en NBP, TTF, NCG, Gaspool, PEG Nord, TRS, ETF, ZTP y PSV. Otros contratos derivados (e. g., *spreads*).	Todos los productos se liquidan con entrega física. Se negocian también futuros financieros con entrega en el PSV.
CME Futures Europe	Febrero 2015	Contratos de futuros con entrega en NBP, TTF, NCG, Gaspool, ETF, ZTP y PSV.	Liquidación con entrega física o financiera.
Nasdaq Commodities	3T-2016	Contratos de futuros con entrega en TTF, NBP, NCG, Gaspool, ZEE, PEG Nord y TRS.	Liquidación financiera.

FUENTE: Páginas web de ICE, PEGAS, CME y Nasdaq y elaboración propia.

notificaciones de cesión y adquisición de gas en ese punto virtual enviadas al sistema de registro de información logística (SL-ATR) del gestor técnico del sistema bien directamente por las plataformas de mercado (como es el caso del Mercado Organizado MIBGAS) o bien por los propios agentes, a través de la aplicación de registro MS-ATR (en el caso de las transacciones bilaterales).

En el caso de los futuros financieros, la liquidación suele realizarse por diferencias respecto de algún índice de precios. Los futuros financieros con entrega en el *hub* NBP de ICE Futures, por ejemplo, se definen como *strips* (o concatenaciones) de productos diarios que se liquidan contra el precio medio diario del sistema gasista inglés calculado por el mercado *spot* ICE Endex[10].

El Cuadro 1 describe los contratos de futuros de gas natural negociados en las principales plataformas de mercados a plazo en Europa. Los horizontes de entrega de los contratos varían, en función del *hub*, entre el mes siguiente y el cuarto año natural posterior, incluyendo productos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales.

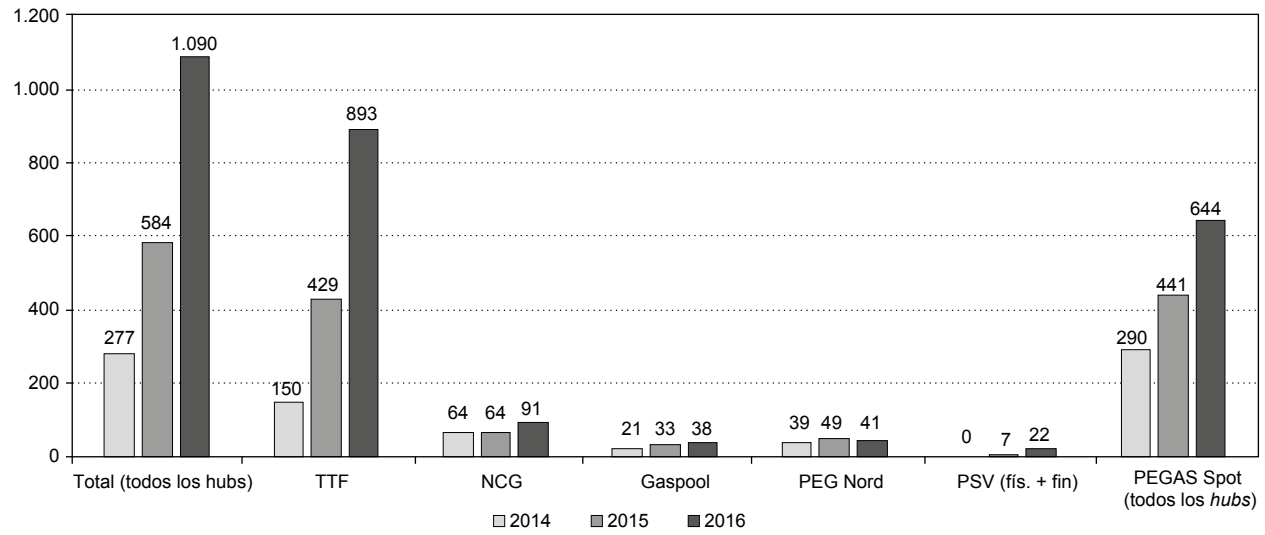
El volumen de gas natural negociado en Europa en el mercado mayorista de gas en 2016 superó los 46.000 TWh, con unos 14.000 TWh negociados en mercados organizados, unos 29.500 TWh negociados bilateralmente en el mercado OTC y unos 2.800 negociados bilateralmente y registrados en cámaras de compensación[11]. El *hub* holandés TTF se ha convertido en el más líquido de Europa y los precios de los

[10] Por su parte, el contrato financiero de futuros mensual con entrega en el NBP de CME Futures Europe, cuya negociación se inició recientemente, se liquida por diferencias contra un precio de referencia calculado como el valor medio entre la mejor oferta de compra y la mejor oferta de venta del producto mensual publicado el último día de negociación del contrato por uno de los proveedores de servicios de información en mercados energéticos de referencia (ICIS, en este caso).

[11] TRAYPORT (2017) y ACER/CEER (2016).

GRÁFICO 1

VOLUMEN NEGOCIADO EN PEGAS (VARIOS *HUBS*)
(En TWh)



FUENTE: ***www.powernext.com.***

contratos con entrega en él constituyen la referencia de precios del gas en Europa continental.

El volumen negociado en ICE Futures (inicialmente, contratos de futuros con entrega en el *hub* NBP) se mantuvo relativamente estable durante unos diez años, hasta el año 2007, fluctuando entre 300 y 650 TWh/año. Desde ese año, el volumen negociado se ha multiplicado por 30, desde poco más de 600 TWh en 2007 hasta más de 18.000 TWh en 2016, impulsado por el fuerte crecimiento de la negociación en el *hub* holandés TTF[12].

Por otro lado, los datos correspondientes a los contratos de futuros más líquidos en la plataforma PEGAS (los que tienen entrega en los *hubs* TTF, NCG, Gaspool, PEG Nord y PSV) muestran un significativo crecimiento de la liquidez desde 2014, aunque con volúmenes aún muy alejados de los registrados por ICE Futures (Gráfico 1). Al igual que en el caso de ICE, este crecimiento se debe al espectacular incremento en el volumen negociado de contratos de futuros con entrega en TTF, que pasó de 150 TWh en 2014 a casi 900 TWh en 2016. En 2016, además, el volumen en contratos de futuros con entrega en el TTF en PEGAS superó al volumen total negociado en PEGAS Spot en todos los *hubs*.

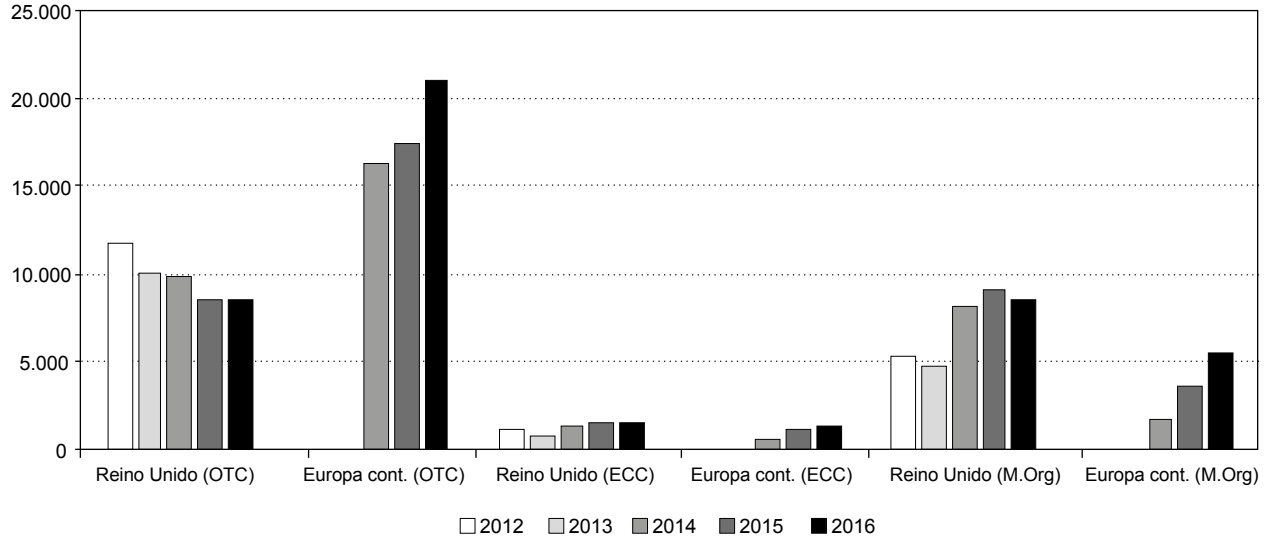
En resumen, en los últimos años se ha producido un fuerte crecimiento de la negociación de productos de gas natural en Europa continental, que alcanzó casi 28.000 TWh en 2016, frente a un estancamiento del volumen entregado en el NBP (en torno a 19.000 TWh en 2014, 2015 y 2016), como muestra el Gráfico 2[13].

[12] Las cifras publicadas por ICE incluyen datos de futuros con entrega en el *hub* TTF desde 2010. Del volumen total de 18.000 TWh negociado en 2016 en ICE Futures, aproximadamente la mitad corresponde a futuros con entrega en el NBP y la mitad a futuros con entrega en el *hub* TTF.

[13] HEATHER (2015) analiza la evolución reciente de los *hubs* y los mercados mayoristas de gas en Europa.

GRÁFICO 2

VOLUMEN DE GAS NATURAL NEGOCIADO EN REINO UNIDO Y EUROPA CONTINENTAL POR CANAL DE NEGOCIACIÓN (En TWh)



FUENTE: TRAYPORT (2017) y elaboración propia.

En ambos mercados geográficos aumenta la negociación a través de mercados organizados, que alcanza ya 8.500 TWh en Reino Unido y 5.600 TWh en Europa continental. Los volúmenes negociados OTC y registrados en cámaras de compensación se mantienen en niveles entre el 5 por 100 y el 10 por 100 del volumen total negociado.

4. Perspectivas de evolución de los mercados organizados a plazo de gas natural

Impacto de la nueva regulación financiera

El marco de regulación financiera que ha desarrollado la Unión Europea a partir de la aprobación de la directiva MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive* o MiFID I)[14] y el reglamento EMIR[15] ha cambiado las reglas de juego en los mercados de energía, imponiendo a los participantes en estos mercados obligaciones de remisión de información a reguladores (*reporting*) y de compensación en cámaras (*clearing*) de posiciones en contratos derivados.

[14] Directiva 2004/39/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, relativa a los mercados de instrumentos financieros, por la que se modifican las Directivas 85/611/CEE y 93/6/CEE del Consejo y la Directiva 2000/12/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y se deroga la Directiva 93/22/CEE del Consejo.

[15] Reglamento (UE) Nº 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones.

Por otro lado, la directiva MiFID II[16], que entrará en vigor en enero de 2018, cambia la definición de instrumentos financieros de MiFID I y, junto con su reglamento de implementación MiFIR[17] (*Markets in Financial Instruments Regulation*), acota con mayor claridad el alcance de la regulación financiera en el caso de los mercados de materias primas, como la energía.

Los agentes participantes en los mercados mayoristas de energía (y, especialmente, las empresas energéticas) han mostrado en los últimos años preocupación por las implicaciones del reglamento EMIR y la futura aplicación de MiFID II y de MiFIR sobre su negocio, lo que ha tenido efectos sobre sus estrategias de *trading* y de operación en los mercados de energía.

El alcance de la aplicación de EMIR para los participantes en los mercados de energía que no sean instituciones financieras (denominados *Non-Financial Counterparties* o NFC) depende de su exposición total a los derivados OTC energéticos: si esta supera los 3.000 millones de euros (M€) (junto con algunos otros derivados), caerán dentro de la categoría NFC$^+$ y se les aplicarán las mismas obligaciones que a las entidades financieras (*Financial Counterparties* o FC)[18]. Si un NFC no supera dicho umbral, entonces caerá dentro de la categoría NFC$^-$ y solo estará sujeta a obligaciones de *reporting* de derivados OTC y a ciertas medidas de mitigación de riesgos, pero no a la obligación de *clearing*, que puede resultar muy gravosa.

En este contexto, las empresas de energía que negocian derivados OTC disponen de varias vías para escapar de la clasificación NFC$^+$ bajo EMIR: *i)* reducir su exposición total en derivados OTC a menos de 3.000 millones de euros; *ii)* negociar productos que no sean instrumentos financieros o *iii)* registrar transacciones de derivados OTC en mercados regulados para que sean considerados *exchange-traded derivatives* (ETD) y, por tanto, dejen de contabilizarse como derivados OTC a efectos de la clasificación de una empresa de energía como NFC$^+$ o NFC$^-$.

Estas razones son, probablemente, los motivos que han dado lugar a que los principales brókeres del continente y de Reino Unido pusieran en marcha en 2013 y 2014 nuevas plataformas de negociación conocidas como «*non*-MTF»[19], en las que no se negocian instrumentos financieros, pues los productos intercambiados en este tipo de plataformas no entran dentro de la definición de instrumentos derivados de MiFID I. Las plataformas *non*-MTF de los brókeres han atraído toda la liquidez en los mercados de energía que tenían las pantallas MTF, en las que el volumen negociado es nulo.

En paralelo, MiFID II busca supervisar y regular todas las plataformas en las que se negocian productos derivados. Además de los mercados regulados y los SMN, ya regulados en MiFID I, ha creado una nueva categoría de plataforma (sistema organizado de contratación, SOC, u *Organized Trading Facility*, OTF), cuya principal característica es que la ejecución de las transacciones en ella está sujeta a discrecionalidad. Este nuevo tipo de plataforma debería englobar a todas las plataformas que no sean ni MR ni MTF (es decir, las plataformas *non*-MTF). Sin embargo, el regulador financiero europeo ESMA no ha aclarado aún qué significa discrecionalidad en la ejecución de transacciones y cuáles son los requisitos que se exigirán a estas nuevas plataformas de negociación.

Como consecuencia de todos estos cambios aún en marcha, existe una gran incertidumbre sobre el

[16] Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE.

[17] Reglamento (UE) Nº 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento (UE) Nº 648/2012.

[18] Ver un resumen de las implicaciones de EMIR en LINKLATERS (2013).

[19] Las plataformas «*non*-MTF» son esencialmente similares a los sistemas multilaterales de negociación (SMN o MTF), excepto que incluyen un elemento de discrecionalidad en la ejecución de las transacciones. A diferencia de la ejecución automática de transacciones en un SMN, una transacción que se cierre en la pantalla de negociación de una plataforma «*non*-MTF» no estará confirmada (y, por tanto, no dará lugar a obligaciones vinculantes para las partes) hasta que el operador de la plataforma la acepte, pudiendo este ofrecer a las partes de la transacción modificaciones de los parámetros de la misma (p. ej., el volumen), la posibilidad de registrarla en una cámara de compensación, etc.

alcance de la regulación financiera en los mercados de energía y no queda claro dónde se sitúa la separación, cada vez más difusa, entre los mercados organizados y las plataformas de los brókeres que operan en el mercado OTC.

Desarrollo de la negociación electrónica, estandarización de contratos y liquidez en los mercados

Además de los cambios en el marco normativo, en los últimos años se ha producido una transformación de calado en los procesos de negociación de la energía al adoptarse de forma masiva la negociación de contratos a través de plataformas electrónicas en los principales mercados mayoristas en Europa.

Esto ha dado lugar a la estandarización de una gran parte de los contratos intercambiados en el mercado OTC, lo que a su vez ha impulsado la liquidez en los mercados de energía y ha propiciado una mayor conectividad entre los distintos mercados geográficos y entre los mercados de las distintas materias primas.

La utilización de una misma tecnología en las plataformas de negociación en los distintos mercados OTC (Trayport)[20] facilita la estandarización de los productos negociados y fomenta una mayor conectividad entre mercados. El hecho de que los productos que se intercambian para un mismo horizonte temporal sean esencialmente iguales excepto en el punto de entrega del gas, facilita el acceso a los mismos y el crecimiento de la liquidez. Así, por ejemplo, el producto diario con entrega en un determinado *hub* se define exactamente igual que el producto diario con entrega en otros *hubs* adyacentes, lo que implica que los *traders* pueden cubrir mejor el riesgo de base entre los precios de los distintos *hubs*, facilitando el arbitraje entre mercados.

La innovación, el desarrollo tecnológico y la mejora en las funcionalidades de las herramientas de negociación tienen una importancia vital en el desarrollo de liquidez a través de una mayor conectividad entre los mercados de energía. Por ejemplo, la aplicación Joule de Trayport actúa como un agregador de mercados que permite a los *traders* que compran y venden contratos acceder a multitud de mercados de energía y negociar los distintos productos a través de una misma pantalla, que integra tanto plataformas de mercados organizados como plataformas de brókeres[21].

Una implicación adicional de la revolución que supone la adopción de la negociación electrónica como principal canal para el intercambio de productos en los mercados de energía es que está transformando los procesos de *back office* (confirmación de operaciones, liquidación de transacciones, compensación de transacciones en entidades de contrapartida central, gestión de garantías, *reporting* a organismos reguladores) y *middle office* (control de los riesgos de mercado, de crédito, financieros y de operación) de las empresas energéticas, incrementando la estandarización y la eficiencia de los mismos.

En un contexto de creciente complejidad en la regulación y en los procesos de intercambio de información en el mercado, las empresas que operan en los mercados de energía valoran cada vez más, desde el punto de vista de la gestión de los procesos internos postransacción, la conectividad entre mercados y plataformas de negociación. En este sentido, los operadores de plataformas de negociación y otros prestadores de servicios en los mercados de energía están obligados a adaptar su oferta de servicios de tal manera que las empresas de energía puedan gestionar de manera eficiente toda

[20] El proveedor de servicios de plataformas electrónicas de negociación Trayport Ltd. *www.trayport.com* aporta la tecnología que se utiliza en la mayor parte de los mercados de electricidad y gas natural en Europa, y está jugando un papel crucial en la integración entre mercados y el desarrollo de liquidez en los mercados de energía en Europa.

[21] De acuerdo con la información que publica Trayport en el momento de escribir este artículo, la aplicación Joule, en *http://www.trayport.com/uk/products2/joule* tiene a más de 550 empresas conectadas, con más de 3.700 *traders* comprando y vendiendo productos energéticos negociados en 21 mercados organizados y 22 plataformas de brókeres OTC en 29 países europeos, y dando acceso a los servicios de cinco entidades de contrapartida central.

la información y las comunicaciones entre agentes, plataformas, brókeres, cámaras de compensación y agencias de regulación que genera su actividad en los mercados.

Competencia y complementariedad entre los mercados organizados a plazo y el mercado OTC

La estandarización de los productos OTC asociada a la irrupción generalizada de la negociación electrónica ha incrementado la intercambiabilidad de los contratos de gas natural negociados a través de las distintas plataformas de *trading*.

A este proceso también ha contribuido la definición por parte de los reguladores de un modelo de mercado de gas de referencia en la Unión Europea (el Gas Target Model)[22], implementado en todos los mercados de gas europeos, que tiene como uno de sus pilares la definición de puntos virtuales de negociación (los *hubs*) asociados a zonas entrada-salida o conjuntos de infraestructuras de transporte como los gasoductos. La utilización de los *hubs* virtuales como puntos de entrega de todos los contratos que se intercambian en el mercado mayorista, independientemente de la plataforma en la que se negocien, fomenta la complementariedad de los distintos canales de negociación.

Todos estos factores tienen como consecuencia que los mercados mayoristas de gas natural en Europa se caractericen ya por una frontera cada vez más difuminada entre los mercados organizados a plazo y el mercado OTC a plazo.

La regulación financiera supone un factor adicional que difumina la distinción entre estas vías de negociación al facilitar a los mercados organizados vías para la expansión de su negocio tradicional, adentrándose en el ámbito del mercado OTC, y al fomentar la estandarización de los productos y servicios que se ofrecen en el mercado OTC.

[22] CEER (2011) y ACER (2015).

Los clientes (comercializadores y *traders*), a su vez, en el contexto de una creciente complejidad en los procesos de *front*, *middle* y *back office,* asociados a la actividad de compraventa de contratos en los mercados mayoristas, buscan servicios eficientes y centralizados (*one-stop shop*) para optimizar los recursos que dedican a realizar actividades de *trading* en múltiples mercados y aumentar las oportunidades de negocio entre mercados.

En los últimos tiempos, por tanto, asistimos a una evolución de los modelos de negocio tanto en los mercados a plazo como entre los intermediarios en el mercado OTC.

Por un lado, el desarrollo y la sofisticación de las herramientas electrónicas permite a los intermediarios tradicionales (brókeres) ofrecer a sus clientes la posibilidad de compensar transacciones en las ECC, mediante procesos conocidos como *straight-through processing* (STP) o procesamiento directo en la cámara de transacciones OTC. Así, las plataformas de los brókeres ofrecen en la actualidad servicios esencialmente similares a los que ofrecen los mercados organizados.

Por su parte, los mercados organizados han invadido también el terreno del mercado OTC, al ofrecer el servicio de registro de transacciones bilaterales en los Mercados Regulados, canalizándose de esta manera parte del volumen del mercado OTC hacia los mercados organizados e, incluso, modificando sus plataformas de negociación, que ahora ofrecen servicios parecidos a los que prestan los brókeres[23].

En estos momentos, asistimos probablemente al nacimiento de nuevos modelos de negocio híbridos entre los modelos de negocio tradicionales de los *exchanges* o mercados organizados y los modelos de negocio tradicionales de los brókeres que operan en el mercado OTC.

[23] Por ejemplo, los mercados organizados agrupados en PEGAS (EEX, POWERNEXT y, más recientemente, CEGH) han puesto en funcionamiento plataformas *non*-MTF, caracterizadas por una ejecución de las transacciones sujeta a discrecionalidad.

La nueva frontera: los mercados organizados de GNL

Una potencial vía de expansión del negocio de los mercados organizados de gas natural es la negociación de productos de gas natural licuado (GNL) con compensación en entidades de contrapartida central.

Hasta la fecha, la negociación de productos de GNL se ha basado en la negociación bilateral entre empresas o a través de un bróker. La complejidad inherente en los contratos de GNL, en los que hay que especificar con detalle desde la calidad del gas hasta aspectos relacionados con la entrega del GNL, las cláusulas de fuerza mayor o las cláusulas de liquidación y de garantías, por ejemplo, hace que este tipo de productos sean difícilmente estandarizables, requisito imprescindible para poner en marcha un mercado organizado de GNL o negociar estos productos en una pantalla electrónica.

En la actualidad, algunos mercados organizados a plazo permiten comprar y vender contratos de futuros de GNL con liquidación financiera, aún con escaso éxito en términos de volumen negociado. Por ejemplo, tanto en ICE Futures como en CME Europe se negocia el contrato mensual JKM LNG Future, que se liquida por diferencias contra un índice de precios diario de GNL publicado por la empresa Platts (Japan-Korea Marker, JKM).

En el mercado OTC son también habituales los productos financieros que permiten mitigar el riesgo de base entre los precios de GNL en Asia (como la referencia JKM de Platts) y el precio del gas natural en *hubs* como NBP o TTF o estimaciones del precio del GNL para exportación en plantas de regasificación situadas en países del noroeste europeo como Francia, Bélgica u Holanda.

En este momento, varias iniciativas intentan poner en marcha plataformas de mercado cada vez más parecidas a mercados organizados de productos de GNL, algunas de ellas incluso con la ambición de negociar productos de GNL con entrega física[24].

Está por ver cuál será el éxito de estas propuestas, aunque las perspectivas de crecimiento del volumen negociado de GNL a escala global en los próximos años hacen pensar que las empresas de *trading* de GNL terminarán negociando productos estandarizados de GNL en plataformas electrónicas.

En lo que se refiere al desarrollo de productos estandarizados de GNL con entrega física y compensados en cámara, una vez consolidados los índices de precios *spot* de GNL en distintas regiones del planeta, el principal problema al que se enfrentan las entidades de contrapartida central es cómo gestionar el riesgo de contrapartida y asegurar que, en caso de incumplimiento por parte de quien tiene que entregar el gas, habrá GNL disponible en la localización y en las fechas deseadas para realizar la entrega pactada[25]. Un problema adicional es cómo definir productos estandarizados (p. ej., en lo relativo a la calidad del gas o los periodos de entrega) de tal manera que tengan un nivel de liquidez mínimo que justifique su negociación en un mercado organizado.

5. Desarrollo de un mercado organizado a plazo de gas natural en España

A la vista de los cambios normativos implementados en los últimos tiempos cabe deducir que el momento actual es adecuado para avanzar en la construcción de un mercado mayorista que funcione adecuadamente (*well-functioning wholesale market*, según la

[24] Entre estas iniciativas, cabe destacar la propuesta del Singapore Exchange junto con el Tokyo Commodity Exchange (contrato de futuros basado en el indicador Platts JKM), el Global LNG Exchange (plataforma para subastar cargamentos de GNL OTC), o el Japan OTC Exchange (que tiene previsto lanzar nuevos productos físicos en abril de 2017, tras lanzar varios contratos de futuros con liquidación financiera en 2016). El Singapore Exchange lanzó hace unos meses un par de índices de precios *spot* de GNL con entrega en Asia, conocidos como SLING (Singapore SLING y North Asia SLING) y tiene intención de poner en marcha otros índices de precios de GNL en Oriente Medio y en India.

[25] Siempre puede establecerse, como última opción en caso de que no pueda conseguirse gas alternativo, que la liquidación del contrato sea financiera únicamente. El problema de esta solución, al margen de distorsionar potencialmente los incentivos de los vendedores, es que reduce significativamente la firmeza de la entrega física, por lo que para aquellos *traders* interesados en asegurar la compra de volúmenes físicos de gas, más que en realizar coberturas financieras, tendrán menor interés estos productos.

terminología utilizada por ACER), complementando las instituciones existentes con la puesta en marcha de al menos un mercado organizado a plazo de gas natural.

A lo largo de 2015 y 2016 se aprobaron e implementaron diversas normas que definen un marco normativo y un diseño del mercado mayorista de gas natural en España, similares a los de los mercados de gas natural de nuestro entorno (Francia, Italia, Alemania, etc.). Así, por ejemplo, el 1 de octubre de 2016 se puso en marcha un mecanismo de balance diario inspirado en el Código de Red de Balance, pieza angular en el funcionamiento de los mercados gasistas en Europa y del Gas Target Model. Previamente, en mayo de 2015 se aprobó la reforma de la Ley de Hidrocarburos que creó la figura del Mercado Organizado de Gas, en octubre de 2015 se aprobó un nuevo esquema de acceso a las infraestructuras del sistema gasista, y en diciembre de ese mismo año comenzó a operar la plataforma MIBGAS y empezó a consolidarse una señal de precios de corto plazo transparente.

Estos cambios tienen lugar en un contexto en el que el mercado mayorista OTC en España ha adquirido una cierta liquidez, incipiente aún, con más de 30 agentes activos operando en él y cuatro intermediarios ofreciendo servicios al mercado y con un proceso ya consolidado de cambio gradual en los usos del mercado (desarrollo de la negociación electrónica) y en la estructura organizativa de las empresas.

En el momento de escribir este artículo, hay al menos dos iniciativas en marcha para completar la oferta de productos ofrecidos en el mercado mayorista español de gas natural con productos compensados en una entidad de contrapartida central.

El reto al que se enfrentan todas las entidades con interés en el mercado mayorista de gas en España es cómo desarrollar un mercado de futuros con entrega en el *hub* PVB con un nivel mínimo de liquidez y profundidad, dada una capacidad de interconexión limitada con el sistema gasista francés. Pero, ¿cuáles son los factores que han favorecido la generación de liquidez en productos a plazo en otros mercados?

La tendencia observada en el desarrollo de la liquidez en los mercados de gas europeos muestra que existe un *hub* de referencia en Europa continental, el Title Transfer Facility holandés (TTF), en el que la liquidez de los contratos de futuros ha crecido en los últimos años de forma explosiva, incluso superando en volumen negociado al *hub* pionero británico, NBP. Entre los factores que han contribuido al éxito del TTF se pueden citar el marco normativo favorable, el elevado nivel de interconexión del sistema gasista holandés (con Reino Unido, Bélgica, Francia, Alemania…) o la producción doméstica de gas en Groninga.

En torno al *hub* TTF se están desarrollando varios *hubs* regionales, como los dos alemanes (NCG y Gaspool), el austriaco (VTP) o, en menor medida, los *hubs* franceses o el italiano, que muestran niveles de liquidez suficientes como para crear señales de precios a plazo regionales creíbles que permitan a las empresas gasistas cubrir el riesgo de base (o de diferencia de precios) entre los precios regionales y los del *hub* TTF. Todos estos *hubs* se definen en sistemas de infraestructuras con niveles elevados de interconexión con los sistemas adyacentes.

Si la consolidación de los mercados gasistas en Europa avanza en la línea observada en los últimos años, los mercados regionales de gas natural en Europa servirán, principalmente, para valorar los *spreads* de precios con el *hub* TTF, que se consolidaría como la principal referencia tanto para la determinación de los precios del gas natural en Europa como para la gestión de riesgos de mercado.

En el caso del mercado regional ibérico, una de las claves para el desarrollo sustancial de liquidez en el PVB puede ser la construcción de la tercera interconexión gasista con Francia a través de los Pirineos orientales (conocida anteriormente como MidCat y en la actualidad como *Proyecto South Transit Eastern Pyrenees* o STEP). Un mayor nivel de interconexión podría llegar a convertir a Iberia en un *hub* de tránsito de gas natural (proveniente de Argelia o de las plantas de regasificación ibéricas) en determinadas situaciones en

el mercado[26], en cierto sentido similar a lo que ocurrió en el *hub* austriaco VTP, que sirve como puerta de entrada a Europa central y occidental de grandes volúmenes de gas exportado por Rusia, lo que ha contribuido a un crecimiento rápido de la liquidez.

Pero la configuración del sistema gasista ibérico difiere sustancial y significativamente de la de los sistemas gasistas de nuestro entorno, debido a la existencia de ocho plantas de almacenamiento y regasificación de GNL (siete de ellas operativas en la actualidad) y al relevante peso del GNL en el suministro de la demanda ibérica.

El desarrollo esperado del mercado global de GNL en los próximos años[27], acompañado por un desarrollo adecuado de la normativa que regula las actividades logísticas y de mercado relacionadas con el GNL en España[28], podría situar a la Península Ibérica en una situación competitiva privilegiada para ofrecer servicios de balance a los *traders* que operan en el mercado global de GNL y optimizar la capacidad de almacenamiento y la flexibilidad de las infraestructuras de GNL existentes.

En el corto plazo, cabe esperar un desarrollo gradual, aunque lento, de la liquidez en los productos con entrega en el PVB negociados en uno o más mercados organizados a plazo que comenzarán a prestar servicios en el mercado español en los próximos tiempos, probablemente a partir de enero de 2018. En el medio plazo, el incremento de la capacidad de interconexión con Francia podría impulsar significativamente la liquidez en el PVB en un horizonte de unos cinco a diez años. Este desarrollo podría complementarse con la consolidación de Iberia como un *hub* logístico de GNL de referencia en Europa y en el mundo. Una mayor actividad en el mercado de GNL dentro del sistema ibérico podría generar un proceso de retroalimentación con la creciente liquidez en el *hub* PVB. Como se argumentó en el subapartado 4 del apartado 4, una pequeña dosis de innovación y ambición podría llevar a España a ser pionera en el desarrollo de contratos estandarizados de GNL con entrega física y negociados en un mercado organizado a plazo, gracias a la capacidad de almacenamiento de GNL y a la flexibilidad de sus infraestructuras.

6. El rol de los mercados organizados a plazo en los próximos años

La evolución reciente de los mercados de energía ha difuminado la frontera que separaba tradicionalmente los mercados organizados y los mercados OTC. Están cambiando tanto la tecnología y las herramientas utilizadas en los procesos de negociación de contratos como las necesidades de los agentes que participan en los mercados de energía o los modelos de negocio de los distintos tipos de intermediario (mercados organizados y brókeres).

Por otro lado, en este momento existe una gran incertidumbre sobre cuáles serán los efectos prácticos de la normativa financiera que entrará en vigor en enero de 2018 (MiFID II) sobre el mapa de plataformas de negociación en los mercados de energía.

En este contexto cabe preguntarse cuál será el papel que jugarán los mercados organizados a plazo de gas natural en Europa a lo largo de los próximos años.

Las desventajas históricas de los mercados organizados a plazo de energía en relación con las plataformas OTC de los brókeres (relativas a la conectividad entre mercados, la flexibilidad en la oferta de servicios y la adaptación de los procesos postransacción a las necesidades de los agentes) se han ido superando gracias a los desarrollos tecnológicos y a estrategias de negocio de los operadores de los mercados organizados.

[26] Una condición adicional es que en el sistema gasista del sur de Francia se refuercen y desarrollen las infraestructuras necesarias para poder transportar grandes cantidades de gas desde el sur hasta el centro y el norte de Europa.

[27] Ver BP (2017), AIE (2016) y Comisión Europea (2016).

[28] Por ejemplo, mediante tarifas por los servicios que ofrecen las plantas de GNL competitivas en comparación con otras terminales de GNL en Europa occidental o adaptando el esquema de balance en las plantas de regasificación, de tal manera que se fomenten los intercambios de GNL dentro del sistema.

Así, iniciativas como PEGAS permiten integrar distintos mercados en un solo centro de negociación y facilitan la conectividad entre las distintas plataformas que lo componen, mientras que la adopción generalizada de las herramientas Trayport, de referencia en los mercados de energía en Europa, facilita tanto los procesos de negociación como los procesos de liquidación y compensación de transacciones, los procesos de *reporting* regulatorio y otros procesos del *back office*.

El futuro de los mercados organizados a plazo pasa por ofrecer una respuesta a las necesidades de los distintos agentes e instituciones que participan o están interesados en el desarrollo de un mercado de gas líquido. Las autoridades reguladoras, por ejemplo, buscan incrementar la transparencia de precios y la liquidez del mercado, fomentar la competencia en los mercados mayorista y minorista, incrementar la competencia entre plataformas de negociación y entre entidades de contrapartida central (sin erosionar la liquidez del mercado), reducir los riesgos sistémicos que pueden afectar a la integridad del mercado y establecer mecanismos robustos de supervisión del mercado, en conjunto, y de las plataformas de negociación, en particular.

Por otro lado, las grandes empresas energéticas valoran la anonimidad en las transacciones, la flexibilidad operativa (al negociar simultáneamente en muchos mercados y con múltiples materias primas), procesos postransacción flexibles y adaptados a sus necesidades, la seguridad en la negociación y en la cobertura del riesgo de contrapartida y costes de transacción reducidos (aunque pueden diversificarlos con posiciones de distinto signo en distintos mercados).

Los pequeños comercializadores y los nuevos entrantes en los mercados mayoristas de gas buscan, por otro lado, acceder al mayor número de contrapartidas posible y valoran los costes de transacción reducidos (pues los costes asociados a la gestión de garantías pueden ser muy significativos si las posiciones netas no son cero).

Frente a este conjunto de necesidades, los mercados organizados a plazo continúan ofreciendo un valor adicional al sistema gasista en conjunto que el que ofrecen las plataformas OTC[29], como muestra el Cuadro 2.

¿Prevalecerá entonces a largo plazo en el mercado de energía uno de los dos tipos de plataformas? La respuesta es que muy probablemente las plataformas de mercados organizados a plazo y las plataformas de los intermediarios tradicionales (brókeres) continuarán siendo en el futuro canales de negociación complementarios, incluso en un contexto de creciente convergencia entre los servicios que prestan unas y otras y de sus modelos de negocio.

Las plataformas de los mercados organizados se situarán (Esquema 1), junto con las plataformas OTC de los brókeres y otras herramientas de *matching* de transacciones bilaterales (p. ej., la plataforma eXRP de EFETnet)[30], en un espacio intermedio entre los agentes que participan en el mercado y las entidades de contrapartida central, en el que tenderá a liquidarse una parte cada vez más relevante de las transacciones[31].

Los flujos de información y de servicios entre los distintos tipos de plataformas tenderán a ser cada vez más complejos, aunque la estandarización de los protocolos de comunicación y de las herramientas y aplicaciones informáticas utilizadas facilitará los procesos de comunicación entre las distintas entidades que participan en el mercado.

En los mercados gasistas, como en los de energía, la complementariedad entre los distintos canales de

[29] El principal valor de las plataformas OTC es la flexibilidad que ofrecen a sus participantes y, en la actualidad y en el caso del gas natural en los mercados continentales europeos, la gran liquidez que ofrecen a los participantes en el mercado en comparación con los mercados organizados.

[30] Las herramientas de *matching* (o de confirmación de transacciones) permiten a los agentes confirmar los parámetros de transacciones realizadas bilateralmente o a través de un intermediario y resolver potenciales discrepancias entre las partes. Este tipo de herramientas es muy útil en un mercado como el mercado de gas natural, en el que los contratos bilaterales suelen incluir en muchos mercados opcionalidades relativas a los volúmenes que pueden nominarse bajo el contrato en el muy corto plazo.

[31] Esta es la tendencia que han seguido los mercados de electricidad en Europa y, previsiblemente, será la tendencia que sigan los mercados de gas natural en el futuro.

CUADRO 2

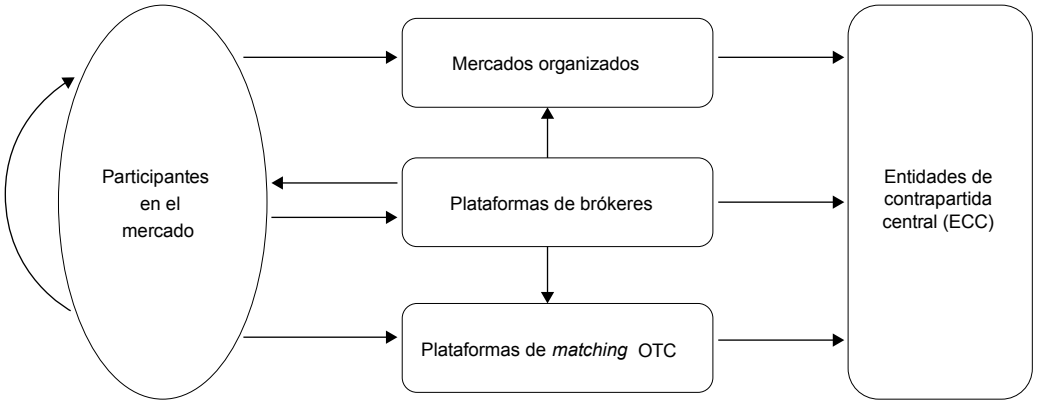
VALOR DE LOS MERCADOS ORGANIZADOS Y VENTAJA FRENTE A PLATAFORMAS OTC

Valor aportado por los mercados organizados a plazo	Ventaja frente a las plataformas OTC
Transparencia de precios	Las plataformas OTC no publican precios de forma transparente, sino únicamente a través de prestadores de servicios de información, que son quienes calculan los precios de referencia.
Robustez de los precios de referencia	Los precios de referencia en un mercado organizado se calculan según metodologías de cálculo transparentes y no discrecionales*.
Seguridad en las transacciones	La participación de las ECC como contrapartida central ofrece una garantía de liquidación de las transacciones en los términos acordados. La proliferación de plataformas OTC podría minar la seguridad de las transacciones si sus procesos no son suficientemente robustos.
Acceso a multitud de contrapartes	Los mercados organizados no imponen restricciones a la negociación relacionadas con el perfil de riesgo de las contrapartes.
Mitigación de riesgos sistémicos	La compensación en una ECC de los productos que se negocian en los mercados organizados reduce el riesgo sistémico del mercado.

NOTA: * Los índices OTC o *price assessments* que publican empresas prestadoras de servicios de información se calculan sobre la base de precios (de ofertas de compra o venta o de transacciones) notificados por los propios *traders*. Las metodologías de cálculo de estos índices de precios, aunque son relativamente transparentes, dejan margen a un cierto grado de discrecionalidad en el tratamiento de la información.
FUENTE: Elaboración propia.

ESQUEMA 1

ENTIDADES PARTICIPANTES EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL



FUENTE: Elaboración propia.

CUADRO 3

NEGOCIACIÓN OTC VERSUS NEGOCIACIÓN EN UN MERCADO ORGANIZADO

	Los *traders* prefieren negociar un determinado producto en el mercado OTC si…	Los *traders* prefieren negociar un determinado producto en un mercado organizado si…
Costes de transacción	Los costes de transacción son más bajos en el mercado OTC (p. ej., no hay coste de admisión a las plataformas ni costes fijos de negociación).	La empresa puede asumir los costes fijos de negociación, *reporting*, etc., en el mercado organizado.
Riesgo de crédito y costes de gestión de garantías	Tienen líneas de crédito abiertas con muchos participantes en el mercado, por lo que no necesitan atar excesivo capital circulante a la actividad de *trading*.	Tienen una preferencia por cubrir el riesgo de contrapartida mediante la compensación en cámara de contratos, pese a los costes asociados.
Relaciones comerciales	Tienen contratos marco firmados con muchos participantes en el mercado.	No tienen contratos marco con muchos participantes en el mercado (p. ej., nuevos entrantes).
Anonimidad	Prefieren conocer las contrapartes con las que negocian.	Prefieren una negociación completamente anónima.
Referencias de precios	No tienen inconveniente en utilizar precios de agencias de información (e.g., Platts, Argus, ICIS) para liquidar contratos.	Prefiere utilizar precios determinados por la metodología conocida del mercado organizado para la liquidación de contratos.
Estandarización de los productos	Buscan opcionalidades a la carta o necesitan estructurar operaciones más complejas. El producto solo se negocia OTC porque no es estándar.	Prefiere negociar productos estandarizados únicamente
Liquidez	El producto tiene más liquidez en el mercado OTC.	El producto tiene más liquidez en el mercado organizado.
Regulación financiera	Las plataformas de brókeres permiten negociar productos que no son considerados instrumentos financieros (e.g., hoy en día, en plataformas *non*-MTF).	No tienen inconveniente o tienen preferencia por negociar ETD (*exchange-traded derivatives*) compensados en entidades de contrapartida central.
Acceso a distintos mercados	Las aplicaciones de agregación de plataformas de negociación como Joule (Trayport) permiten acceder a múltiples mercados simultáneamente.	La empresa negocia productos estándares en uno o en pocos mercados.
Riesgos operativos	La cultura de *trading* de la empresa y la organización interna son avanzadas y existen controles adecuados para la actividad de los *traders* en el mercado OTC.	La empresa prefiere gestionar riesgos operativos, limitando la actividad de los *traders* según la exposición máxima que desee la empresa, definida por las garantías aportadas a la cámara.
Inteligencia de mercado	La interacción con brókeres y con otros agentes por la vía telefónica aporta información adicional a los precios y los volúmenes.	La información sobre precios y volúmenes que aporta un mercado organizado es suficiente para cubrir los objetivos de la empresa.
Estructura interna de la empresa	Disponen de mesas de negociación especializadas en el mercado OTC en el que operan.	No disponen de mesas de negociación especializadas (p. ej., instituciones financieras).

FUENTE: BODDY (2014) y elaboración propia.

negociación está directamente ligada a la variedad de las decisiones operativas de las empresas que operan en ellos. La complejidad y diversidad de los motivos para realizar compraventas de productos mayoristas por parte del *front office* de una empresa de gas natural hace que esta valore la flexibilidad que ofrece la posibilidad de acceder a distintos canales y vías de negociación.

Una empresa que participe en el mercado de gas podrá tener definidas en el *front office* de su unidad de *trading* diversas funciones de compraventa de productos en el mercado mayorista[32]: *i)* el departamento de operaciones o departamento logístico, que se dedica a gestionar los balances y la posición física (en las infraestructuras) de la empresa en el corto plazo[33]; *ii)* el departamento de *trading* de gas natural, que se dedica a la compraventa de productos estándares (contratos mensuales, trimestrales, estacionales, anuales) en el medio plazo y con entrega en los *hubs; iii)* el departamento de originación, que se dedica a negociar productos no estándares y a estructurar posiciones entre distintos mercados geográficos, entre distintas materias primas y entre distintos horizontes temporales; y *iv)* el departamento de *trading* de GNL, que se dedica a realizar compras y ventas de GNL, optimizando la cartera de GNL en coordinación con la posición de la empresa en los distintos mercados de gas natural en los que opera.

La decisión sobre dónde se ejecutarán las transacciones concretas en cada momento y en cada una de estas unidades dentro de cada *front office* dependerá de múltiples variables (Cuadro 3), incluyendo los costes de transacción, las restricciones y los costes asociados a la gestión del riesgo de contrapartida, el número de relaciones comerciales (acuerdos marco) con otros agentes que participan en el mercado, la necesidad de anonimidad en momentos concretos, las preferencias por utilizar referencias de precios externas o productos estándares únicamente, la liquidez en las distintas plataformas de negociación, los tipos de productos negociados (p. ej., instrumentos financieros o no), el número de mercados en los que participa la empresa, la capacidad de gestionar los riesgos operativos dentro de la empresa, el valor de la inteligencia de mercado que aportan los brókeres o la propia estructura interna de la empresa.

En definitiva, parece razonable pensar que estos dos canales de negociación continuarán coexistiendo en los mercados de energía (al igual que en los mercados financieros) mientras la regulación sectorial y financiera no haga más estrictos y restrictivos los esquemas de regulación y supervisión de las plataformas OTC.

[32] Estas funciones pueden asignarse dentro de estructuras organizativas diversas: p. ej., separando o no las mesas de negociación que llevan a cabo cada una de estas actividades, etc.

[33] En el mercado de gas natural, el corto plazo es un período que puede abarcar diversos horizontes temporales, desde el día de gas en curso hasta el mes siguiente.

Referencias bibliográficas

[1] ACER (2015). *European Gas Target Model Review and Update*, Eslovenia.

[2] ACER/CEER (2016). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015*, Eslovenia.

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *World Energy Outlook 2016*, París.

[4] BME CLEARING (2015). *Reglamento de la Entidad de Contrapartida Central,* Madrid.

[5] BODDY, L. (2014). *The Development of the British Traded Gas Market.* ICIS, Londres.

[6] BP (2017). *BP Energy Outlook 2016*, Londres.

[7] COMISIÓN EUROPEA (2016). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre una estrategia de la UE para el gas natural licuado y el almacenamiento del gas.* Bruselas.

[8] CONSEJO DE REGULADORES EUROPEOS DE LA ENERGÍA (CEER) (2011). *CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper.* C11-GWG-82-03, Bruselas.

[9] ECC (2017). *Clearing Conditions of European Commodity Clearing AG*. versión 0037a, 4 de enero. Disponible en: *www.ecc.de*

[10] HEATHER, P. (2010). «The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain». OIES Paper NG-44, agosto.

[11] HEATHER, P. (2015). «The Evolution of European Traded Gas Hubs». OIES Paper NG-104, diciembre.

[12] HOU, D. y SKEIE, D. (2014). «LIBOR: Origins, Economics, Crisis, Scandal and Reform». *Federal Reserve Bank of New York Staff Report,* nº 667, marzo.

[13] INTERCAMBIO EUROPEO DE ENERGÍA (2016a). *EEX Exchange Rules*, versión 0038a, 22 de septiembre. Disponible en: *www.eex.com*

[14] INTERCAMBIO EUROPEO DE ENERGÍA (2016b). *Trade Registration Rules*, versión 0011a, 22 de septiembre. EEX. Disponible en: *www.eex.com*

[15] LINKLATERS (2013). *Guide to the European Market Infrastructure Regulation (EMIR)*, noviembre.

[16] MERCADO OFICIAL DE OPCIONES Y FUTUROS FINANCIEROS EN ESPAÑA (MEFF) (2013). *Reglamento MEFF Exchange*, 10 de septiembre. Disponible en: *www.meff.com*

[17] OMICLEAR (2016). *Reglamento de OMIClear*, 13 de mayo. Disponible en: *www.omiclear.pt*

[18] OMIP (2016). *Reglamento de Negociación*, 14 de diciembre. The Iberian Energy Derivatives Exchange. Disponible en: *www.omip.pt*

[19] POWERNEXT (2016). *Market Rules of the Powernext® Derivatives Regulated Market*, 1 de julio. Disponible en: *www.powernext.com*

[20] TRAYPORT (2017). *Euro Commodities Report December 2016*, enero.

Jesús Ángel Dopico Castro*
Antonio Erias Rodríguez**

INTERACCIÓN DE LAS POLÍTICAS CLIMÁTICAS Y ENERGÉTICAS: IMPLICACIONES TECNOLÓGICAS Y SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN

La Unión Europea ha definido sus políticas energéticas y climáticas en un marco de coordinación entre ambas. En este artículo se analizan las implicaciones de la interacción de estas dos políticas sobre la elección de tecnologías de generación eléctrica y sobre el mercado de derechos de emisión europeo. El precio del CO_2 es una señal fundamental para el switching *de tecnologías con una intensidad en altas emisiones hacia otras más limpias. La señal de precio debe ser suficiente para inducir este proceso de sustitución de combustibles, haciendo indispensable introducir reformas en el diseño y la implementación de la agenda climática europea.*

Palabras clave: *coordinación de políticas, EU ETS, política ambiental,* switching *de combustibles.*
Clasificación JEL: *D62, E61, O13, O31, O33.*

1. Introducción

En el marco general de la lucha contra el cambio climático, la Unión Europea (UE) ha definido una estrategia de actuación basada en la coordinación de sus políticas energética y climática, y que ha servido a su vez como la contribución nacional[1] de sus Estados miembros al Acuerdo de París. Con dicha estrategia se trata de articular ambas políticas para avanzar hacia conseguir una economía libre de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el largo plazo, con un triple objetivo instrumental claramente definido para distintos horizontes temporales (2020 y 2030): la reducción de emisiones, la participación de las energías renovables en el *mix* energético y la reducción de la demanda a través de la eficiencia energética. Un aspecto importante a analizar de este marco estratégico energético-climático es el estudio de las interacciones de políticas y objetivos, es decir, en qué medida las políticas orientadas al

* Profesor Titular de Política Económica. Universidad de A Coruña.
** Economista y miembro del Future Energy Leaders Programme del Consejo Mundial de la Energía.

[1] National Determined Contribution, NDC por sus siglas en inglés.

cumplimiento de uno de esos tres objetivos incide sobre la consecución de los otros.

En este sentido, es muy relevante el proceso de elección de tecnologías de generación eléctrica. El cumplimiento de la meta a largo plazo para alcanzar una economía descarbonizada hace necesario contar con incentivos que permitan que se produzcan procesos de *switching* desde los combustibles más competitivos en precio pero más contaminantes, como el carbón, hacia la generación con otros combustibles con menores emisiones, como el gas. La clave reside en que los costes ambientales de las diferentes fuentes de energía (costes externos) estén correctamente internalizados dentro de los costes de generación.

El instrumento fundamental con el que cuenta la UE para ese proceso de internalización es el sistema de la Unión Europea de comercio de emisiones (EU ETS, por sus siglas en inglés), cuyo objetivo central es que el precio de mercado de las emisiones de CO_2 se convierta en una señal decisiva para los procesos de elección de tecnologías de generación y para la inversión en equipos ecoeficientes. La experiencia del funcionamiento del sistema desde su creación muestra una clara tendencia a la baja del precio de los derechos de emisión. Esta tendencia se deriva de un reconocido exceso de oferta y de una reducción en la demanda, consecuencia de la crisis económica y de las mejoras en eficiencia energética de los últimos años. Por tanto, para que el precio del CO_2 se convierta en un incentivo a la instalación y utilización de tecnologías bajas en emisiones, se hace necesario contemplar este proceso de interacción entre los mercados energéticos y de carbono y diseñar medidas que permitan que el precio de los derechos cumpla realmente con su finalidad, corrigiéndose el exceso de oferta de permisos actualmente vigente en el mercado.

El objetivo de este trabajo es el análisis del proceso de interacción entre las políticas energética y climática de la UE, prestando especial atención a las medidas necesarias para que la relación entre los mercados energéticos y de CO_2 conduzca hacia una senda compatible con el cumplimiento del Acuerdo de París por parte de la UE, en un marco de coordinación de las políticas climática y energética. El apartado 2 se dedica a detallar los objetivos de ambas políticas en la UE para 2020 y 2030; en el apartado 3 se analiza el papel del EU ETS como instrumento fundamental para la consecución de los objetivos climáticos de la UE y en el apartado 4 se estudian con más detalle los resultados de la interacción de las políticas climática y energética en términos de comportamiento del precio del carbono y la elección de tecnologías de generación. Finalmente, se plantean las reflexiones finales de cómo abordar esta problemática de forma que se consigan de forma eficiente los objetivos establecidos.

2. Las políticas sobre clima y energía de la Unión Europea para 2020 y 2030

La Unión Europea ha definido para los próximos años sus políticas climática y energética en un marco general de coordinación de ambas. Con la introducción de la lucha contra el cambio climático como eje fundamental de las políticas medioambientales, a partir de la ratificación del Protocolo de Kioto la relación entre las políticas climática y energética es cada vez más estrecha y necesaria. En la actualidad, se ha llegado a una situación en la que ambas políticas se consideran como las dos caras de la misma moneda (Arias Cañete, 2016). De hecho, el proceso de coordinación estratégica entre las mismas es un elemento básico para el avance hacia una unión de la energía. Hoy en día, y de cara al futuro próximo, los marcos estratégicos de coordinación de políticas en la UE (para 2020 y 2030) parten de la aplicación del Acuerdo de París (2016) y se basan en dos paquetes de medidas, uno para 2020 y otro para 2030, con unos objetivos explícitos que permiten avanzar hacia un horizonte de competitividad y sostenibilidad del sistema energético de la UE.

El marco general para la coordinación de las políticas climática y energética de la UE es el que determina

la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), que tiene su origen en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo celebrada en Río de Janeiro (Brasil) en 1992, y no es hasta la Tercera Conferencia de las Partes (COP3), celebrada en Kioto (Japón) en 1997, cuando se establecen objetivos explícitos para la reducción de gases de efecto invernadero, mediante el conocido Protocolo de Kioto. En este protocolo, firmado en marzo de 1998, pero que no entró en vigor hasta febrero de 2005, se establecieron objetivos vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados. El objetivo global para el período 2008-2012, considerado el período de evaluación del cumplimiento de objetivos, se estableció en una reducción de al menos el 5 por 100 de las emisiones totales de los países desarrollados respecto a los niveles de 1990. En este sentido, la UE ha seguido una estrategia de liderazgo en la aplicación de medidas para el cumplimiento de los objetivos fijados en Kioto. Para el conjunto de la UE el objetivo establecido fue el de una reducción del 8 por 100 en las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990[2].

Después de algunos intentos fallidos en las sucesivas Conferencias de las Partes de establecer un marco de reducción de emisiones que permitiese dar continuidad al Protocolo de Kioto, cuya cobertura, en una segunda fase, se ha extendido hasta 2020, es en la COP21, celebrada en París en 2015, cuando se aprueba el texto conocido como Acuerdo de París, que contiene los elementos necesarios para desarrollar una estrategia internacional de lucha contra el cambio climático en el período posKioto.

El Acuerdo de París incluye como objetivo a largo plazo la limitación del incremento global de la temperatura por debajo de los 2 ºC a finales del Siglo XXI con respecto a los valores de la era preindustrial. Plantea además la necesidad de adoptar enfoques cooperativos para alcanzar ese objetivo, así como la relevancia del precio del carbono como señal para las estrategias en materia de reducción de emisiones y de decisiones sobre tecnologías de producción[3].

El marco actual de coordinación entre las políticas climática y energética en la UE está delimitado por el paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020. Con un horizonte temporal ya próximo, el año 2020, este paquete de medidas tiene tres objetivos fundamentales:

— Una reducción del 20 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero en relación con los niveles de 1990.

— Una cuota del 20 por 100 de energías renovables.

— Una reducción de la demanda de energía primaria de al menos el 20 por 100 respecto de las proyecciones a 2020 de 2007, mediante la introducción de medidas de eficiencia energética.

Estos objetivos, conocidos como 20-20-20, fueron establecidos en 2007, e incorporados en la legislación europea en 2009, diseñándose así un marco claro de interacción entre las líneas estratégicas sobre política energética y la política frente al cambio climático. Aunque los objetivos 20-20-20 están definidos en términos cuantitativos para el conjunto de la UE, los objetivos y planes nacionales establecidos con diferentes criterios de reparto del esfuerzo son básicos para el cumplimiento de las metas comunes para el conjunto de Europa.

Con respecto al objetivo de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE UE, conocido como EU

[2] Dicho objetivo se ha cumplido en el período de evaluación de 2008-2012, con una reducción de emisiones próxima al 12 por 100. Además, la mayoría de los países de la Unión han cumplido los objetivos de reducción de emisiones establecidos en el reparto interno firmado por los Estados miembros.

[3] La Cumbre Climática de Marrakech (Marruecos) celebrada en 2016 (COP22) supone el inicio de los trabajos de implementación del Acuerdo de París, tras su entrada en vigor, antes de lo previsto, en octubre de 2016 (véase una síntesis general de las implicaciones del Acuerdo de París y del inicio de trabajos acordado en Marrakech, en MUÑOZ RODRÍGUEZ y ERIAS RODRÍGUEZ, 2017).

ETS, *European Union Emissions Trading System*) es el principal instrumento de la UE para lograr los objetivos establecidos para los sectores de grandes instalaciones eléctricas e industriales y para el sector de la aviación, que abarcan aproximadamente el 45 por 100 de las emisiones de GEI de la UE. El objetivo concreto para estos sectores en el conjunto de la Unión para 2020 es el de una reducción de emisiones del 21 por 100 con respecto a 2005.

El resto de sectores no incluidos en el EU ETS, que representan en torno al 55 por 100 de las emisiones de GEI de la UE, y que son fundamentalmente vivienda, agricultura, residuos y transporte (excluida la aviación), tienen objetivos nacionales vinculantes que, en función de la Decisión de reparto de esfuerzos, se han establecido según la riqueza nacional de los países, variando desde una reducción del 20 por 100 con respecto a 2005 en los países más ricos hasta un aumento del 20 por 100 en los menos ricos.

Los objetivos nacionales vinculantes para el uso de energías renovables son también diferentes para cada país, estableciendo la Directiva sobre fuentes de energía renovables dos criterios de referencia para la determinación de objetivos nacionales: la situación de partida en la producción de este tipo de energías y su capacidad de aumento. La meta establecida para 2020 supone más que duplicar el porcentaje de uso de energías renovables en el conjunto de la UE con respecto al nivel de 2010 (que era de un 9,8 por 100)[4].

Las medidas del Plan de eficiencia energética y de la Directiva de eficiencia energética, que incluyen instrumentos concretos como guías de buenas prácticas, actuaciones en materia de edificación y mecanismos de financiación de proyectos de eficiencia energética, unidos a la financiación al desarrollo de tecnologías de baja emisión de carbono (Programa NER300), permiten avanzar hacia un modelo de crecimiento verde con mayores niveles de competitividad en la UE.

El cumplimiento de los tres objetivos que se acaban de comentar permitirá además mejorar en otros objetivos muy relevantes para la política energética de la UE, como es el incremento de la seguridad energética, vía reducción de la dependencia de la energía importada.

Partiendo del Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020, cuyas características básicas se acaban de comentar, la UE ha establecido un marco estratégico sobre clima y energía para el período 2020-2030. Este marco estratégico, adoptado por la UE en octubre de 2014, se ajusta a una perspectiva a largo plazo, establecida por la Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050, la Hoja de ruta de la energía para 2050 y el Libro Blanco sobre el transporte. Es decir, se trata de un primer paso, definido para 2030, pero con un horizonte temporal establecido a largo plazo.

Los objetivos fundamentales del Marco sobre clima y energía para 2030 son también tres:

- Una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 40 por 100 en relación con los niveles de 1990.
- Una cuota de energías renovables de al menos el 27 por 100.
- Una reducción de la demanda de energía primaria de al menos el 27 por 100 respecto de las proyecciones a 2030 de 2007, mediante la introducción de medidas de eficiencia energética, objetivo revisable en 2020 para ampliarlo hasta el 30 por 100.

La reducción de emisiones de GEI para 2030 presenta objetivos diferentes para los sectores incluidos en el EU ETS y para los no incluidos. En el primer caso, se pretende alcanzar una reducción del 43 por 100 de las emisiones en relación con los niveles de 2005. Es importante señalar, y sobre esto se volverá más adelante con mayor detalle, que para alcanzar este objetivo resulta imprescindible una reforma y un reforzamiento del EU ETS para que el precio del

[4] A este objetivo general es preciso añadir uno adicional, que es una cuota del 10 por 100 de energías renovables en el sector del transporte, sector en el que es más complicado aplicar este tipo de tecnologías, dadas sus dificultades de almacenamiento.

CUADRO 1

AVANCES EN EL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LAS POLÍTICAS CLIMÁTICA Y ENERGÉTICA DE LA UE PARA 2020 Y 2030

Variable	Objetivo actual	Grado de cumplimiento
Emisiones de GEI	2020: reducción del 20 por 100	En 2015 la reducción se estima en un 24-26 por 100. Se estima que 23 Estados miembros cumplirán el objetivo en 2020
	2030: reducción del 40 por 100	Se espera una reducción de entre el 26 y el 34 por 100. Se necesitan nuevas políticas de mitigación para cumplir el objetivo en 2030
Cuota de energías renovables	2020: 20 por 100 de la demanda final de energía 2030: al menos el 27 por 100 de la demanda final de energía	En 2014 la cuota de energías renovables fue del 16 por 100, lo que nos sitúa a cuatro puntos porcentuales del objetivo a 2020 y a 11 del objetivo a 2030
Eficiencia energética	2020: 20 por 100 de ahorro en la demanda de energía primaria 2030: 27 por 100 de ahorro en la demanda de energía primaria (ampliable a un objetivo del 30 por 100)	En 2014 el ahorro energético estaba un 2,2 por 100 por debajo del objetivo para 2020

FUENTE: Elaboración propia.

carbono resulte realmente un incentivo a la reducción de emisiones en los sectores incluidos en el mismo. Para los sectores no incluidos bajo esta normativa, los llamados sectores difusos, el objetivo establecido consiste en una reducción del 30 por 100 de las emisiones con respecto a los niveles de 2005, para lo que se deben establecer objetivos vinculantes en cada Estado miembro de la UE. En estos sectores resulta crucial el desarrollo de políticas de eficiencia que permitan converger hacia esos objetivos específicos.

El cumplimiento de los objetivos establecidos en este marco sobre clima y energía para 2030 es un elemento básico para garantizar un sistema energético con energía asequible para los consumidores, seguridad de suministro, menor dependencia energética del exterior, e integrado en un modelo económico con bajos niveles de emisión de CO_2. Se trataría así de avanzar cara a la consecución de una unión de la energía y lograr el cumplimiento de objetivos más a largo plazo que se han establecido en una reducción de emisiones para 2050 de entre el 80 y el 95 por 100 de los niveles base de 1990.

El período de evaluación del cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto se ha saldado, en general, de forma favorable para la UE en su conjunto, con un cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones establecido para el período 2008-2012. En la actualidad nos encontramos en Europa en una situación en la que es preciso evaluar cómo están evolucionando los objetivos de las políticas climática y energética establecidos para 2020 y 2030. Dicha evaluación se resume en el Cuadro 1.

Como se puede observar, de acuerdo con los últimos datos disponibles, el objetivo de reducción de emisiones para 2020 parece que es claramente factible, aunque para alcanzar el objetivo de 2030 serán necesarias reformas que permitan avanzar en esa dirección. De entre todas las reformas necesarias reconocidas por

la propia UE (mayor ambición en los objetivos de los sectores difusos, nuevos estándares de emisión…), la del EU ETS, cuyas características básicas se analizan en el siguiente apartado, es una de las fundamentales. Los objetivos de cuota de energías renovables y de eficiencia energética avanzan de forma positiva y se están acercando a las metas para 2020, aunque parece también claro que será necesario establecer nuevas medidas para que se puedan alcanzar los objetivos establecidos para 2030.

3. El Sistema de Comercio de Emisiones de la UE: herramienta clave para la consecución de los objetivos climáticos de la UE

El EU ETS es el principal instrumento de la política climática de la Unión. La inclusión del comercio de emisiones como uno de los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) del Protocolo de Kioto ha posibilitado la creación de un mercado internacional de emisiones de CO_2 en Europa que se ha convertido en la principal referencia internacional en materia de mercados de permisos de emisión transferibles[5].

Los mercados de permisos negociables son un instrumento de política económica ambiental (Baumol y Oates, 1988) que se derivan, en el plano teórico, del denominado teorema de Coase, término que hace referencia al planteamiento de Coase sobre las soluciones de mercado al problema de los costes externos (Coase, 1960). Teorema que se puede enunciar de la forma siguiente: en ausencia de costes de transacción significativos y con un sistema establecido de derechos de propiedad, los procesos de negociación entre las partes afectadas por un problema de costes externos conducen a una solución eficiente. Esto se debe a que en este proceso de negociación se consideran los costes relativos como elemento decisivo para la solución del problema, algo que no es fácil introducir en el diseño de instrumentos tributarios.

Aunque los mercados de permisos de emisión transferibles no son una aplicación exacta de las condiciones planteadas por Coase, parece adecuado considerar que este argumento teórico es el marco teórico más relevante para ubicar el comercio de emisiones (Vela Ortiz, 2005), ya que el diseño institucional de estos mercados permite delimitar derechos de propiedad y reducir costes de transacción, aproximándose al modelo teórico del teorema de Coase.

Los mercados de permisos negociables son sistemas de *cap and trade*, en los que el regulador establece un límite máximo de emisiones (*cap*) y diseña un conjunto de reglas para la negociación de permisos entre las unidades productivas afectadas por la limitación de emisiones (*trade*). El funcionamiento de un mercado de permisos de emisión se basa en la ley de la oferta y la demanda, aunque presenta dos diferencias importantes con respecto a un mercado libre y competitivo. Por un lado, existe una oferta de permisos limitada por el regulador, que actúa como restricción de oferta y, por otro, se puede considerar que existe un precio máximo teórico situado en el importe de la sanción por incumplimiento de la asignación de emisiones para cada unidad productiva, establecida también por el regulador. El precio de las unidades de emisión negociadas es una señal para los procesos operativos y de elección de tecnologías productivas, debiendo constituir un incentivo importante para el desarrollo tecnológico.

La aplicación práctica de los mercados de permisos negociables de emisión se desarrolló inicialmente en Estados Unidos, con la aparición de los primeros mercados de permisos negociables auspiciados por la Environmental Protection Agency (EPA) y derivados de la Clean Air Act (1976). Pero realmente el impulso más importante en la experiencia internacional de este tipo de instrumentos de política ambiental se deriva de su inclusión entre los mecanismos de desarrollo limpio

[5] Hasta la creación del mercado europeo de CO_2, la principal experiencia internacional de mayor impacto ha sido el desarrollo del SO_2 Allowance Trading System del Programa Federal de Lluvia Ácida de la EPA (SCHMALENSEE y STAVINS, 2013).

del Protocolo de Kioto, tanto en Europa como en otras partes del mundo.

El origen del Sistema de la Unión Europea de Comercio de Emisiones se sitúa en las Directivas 2003/87/CE y 2004/101/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, por las que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la UE. Ambas directivas señalan que el comercio de derechos debe constituir un instrumento complementario básico para mejorar la eficiencia y disminuir los costes de las políticas de reducción de emisiones de los países miembros en el marco de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kioto.

Los instrumentos negociados en el mercado europeo de emisiones son los EU Allowances (EUA), que son derechos de emisión de una tonelada de CO_2 equivalente, y que se pueden considerar como la unidad básica de negociación en el mercado[6]. Los participantes en el mercado son fundamentalmente las empresas de los sectores afectados por los objetivos de reducción de emisiones, aunque la operativa de este mercado permite la participación de otro tipo de empresas, sobre todo como intermediarios en el mercado. Desde el comienzo de las actividades del EU ETS existen varios mercados organizados que permiten la negociación y el comercio de derechos de emisión como el European Climate Exchange (ECX), el European Energy Exchange (EEX) o, en España, Sendeco2.

El EU ETS comenzó a operar en el año 2005 y su desarrollo se ha planteado en varias fases. En la Fase I (2005-2007), considerada como período de prueba, la asignación de derechos fue gratuita (sistema conocido como *grandfathering*) prácticamente en su totalidad, reconociéndose un exceso de asignaciones en la evaluación final de este período. En la Fase II (2008-2012), primer período de evaluación efectiva de los objetivos de Kioto, la reducción del *cap* fue de aproximadamente un 6,5 por 100 con respecto al año 2005, continuando la gran mayoría de la asignación de derechos de emisión siendo gratuita (aproximadamente el 90 por 100 del total). Ese período se ha saldado con el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones en el conjunto de la UE, pero con una tendencia muy acusada a la baja del precio del CO_2 en el mercado.

En la actualidad está vigente la Fase III (2013-2020), con mayores niveles de exigencia y una reducción anual lineal del *cap* del 1,74 por 100. La asignación de derechos ha pasado a realizarse paulatinamente mediante un régimen de subasta. Para la Fase IV (2021-2030), vinculada al Marco estratégico sobre clima y energía de la UE, está prevista una profundización en la reforma del sistema, con una reducción del *cap* del 2,2 por 100 anual y con la introducción del mecanismo de reserva de estabilidad de mercado (MSR) destinado a corregir ciertas ineficiencias de su funcionamiento, con la finalidad de establecer un mayor control sobre la oferta de permisos. Con ello, se pretende lograr un proceso de formación de precios que pueda servir realmente como señal del mercado y como incentivo al desarrollo tecnológico y al proceso de selección de tecnologías de producción[7].

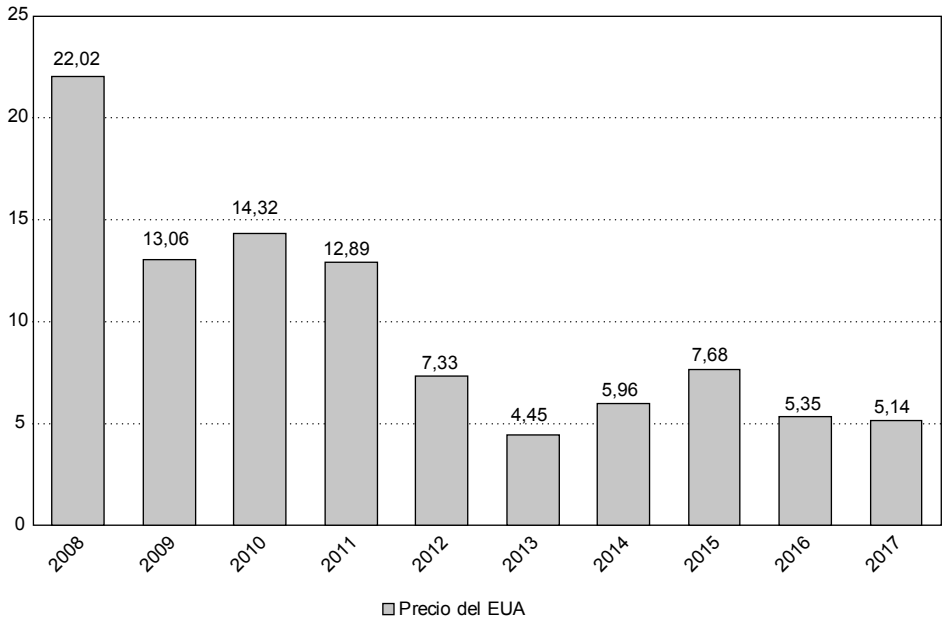
La principal señal de este mercado europeo debería ser el precio del derecho de emisión (EUA). Su evolución desde el inicio de la Fase II (fase de evaluación), en 2008, muestra una tendencia descendente con un cierto estancamiento en los últimos años. Considerando las medias anuales de la cotización del EUA en el mercado español (Sendeco2), el precio del carbono ha pasado de una media de 22,02 euros en 2008 a una media de 5,14 euros en el período transcurrido de 2017. En el Gráfico 1 puede verse dicha evolución temporal, que se inicia en el primer año de la Fase II y se extiende hasta el momento presente.

[6] Además, existen también los denominados créditos de reducción de emisiones (CER), vinculados a los proyectos de implementación conjunta del mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kioto.

[7] Un repaso completo de los ajustes regulatorios del sistema desde su creación puede verse en FAN, JIA, WANG y XU (2017).

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL EUA EN EUROS, 2008-2017



FUENTE: Sendeco2.

La evolución de los precios del carbono mostrada en el Gráfico 1 está muy vinculada a las condiciones de oferta de permisos, de ahí que en el proceso de reforma del sistema planteado para la última parte de la Fase III y para la Fase IV se preste especial atención a aquellos aspectos que puedan incidir sobre esas condiciones de oferta (por ejemplo, la evolución de la actividad económica o las modificaciones en la estructura productiva de los países) y, en consecuencia, sobre los precios de mercado. Como se ha indicado, este precio juega un papel relevante en el proceso de elección de tecnología, especialmente en el sector eléctrico, sector central para la política climática y energética de la UE.

El sector eléctrico está destinado a jugar un papel clave en el cumplimiento del objetivo, alcanzado en París, de limitar el incremento de la temperatura global a 2 ºC a finales de siglo respecto de los niveles de la era preindustrial. Sin embargo, parte de las necesidades de la demanda actual eléctrica se satisface a través de generación basada en combustibles fósiles, carbón y gas, principalmente. Centrándonos en el caso español, la generación del sistema peninsular con carbón y gas supuso, en 2016, 34.740 GWh y 26.186 GWh[8], respectivamente, es decir, aproximadamente un 14 y un 10 por 100 de la demanda peninsular.

[8] Los datos de generación y los cálculos del factor de carga se han realizado a partir de la información disponible en el avance del informe del sistema eléctrico español realizado por Red Eléctrica de España. Se han utilizado los datos de la generación peninsular para el desarrollo de nuestras simulaciones, pues la sustitución de tecnologías en los sistemas extrapeninsulares resulta mucho más compleja debido a los menores grados de libertad con los que cuenta el gestor del sistema para mantener la seguridad en el mismo.

Las emisiones[9] asociadas a la producción eléctrica de estas dos tecnologías para el mismo año supusieron 35.908 $ktCO_2$ en el caso del carbón y 10.006 $ktCO_2$ en el caso de los ciclos combinados, representando conjuntamente más del 80 por 100 de las emisiones del sector eléctrico en España.

A la hora de competir en el mercado y atender las necesidades de la demanda, pese a su mayor nivel de eficiencia, la generación con gas natural en Europa se ha visto penalizada por unos precios de combustible superiores a los mostrados por el carbón, encareciendo sus costes de generación y limitando su competitividad. Esta situación, junto con el desarrollo y despliegue de las tecnologías renovables, ha llevado, en muchos casos, a la infrautilización de las instalaciones, relegando su funcionamiento a la atención de las necesidades en pico. En España, esta situación es especialmente clara pues, durante el año 2016, el factor de carga de los ciclos combinados se mantuvo en torno al 12 por 100 mientras que el de las centrales de carbón estuvo situado aproximadamente en el 42 por 100.

Es por ello que, en aras de avanzar hacia una economía baja en carbono, resulta imprescindible priorizar el funcionamiento de aquellas tecnologías que, ofreciendo niveles asimilables de firmeza y flexibilidad, sean más eficientes y, por tanto, menos intensivas en la emisión de GEI. Bajo esta óptica, la generación con carbón se encuentra en clara desventaja pues incluso las plantas más avanzadas mantienen niveles de intensidad de emisiones por encima de los 700 gCO_2 por kWh producidos, mientras que una central de ciclo combinado se encuentra en el entorno de los 360 gCO_2 por kWh[10]. La sustitución de tecnologías permite, por tanto, reducir el volumen de emisiones de una manera eficiente y manteniendo en todo momento la seguridad del sistema. Para el caso de España, la sustitución de gas por carbón durante el año 2016 pudo haber permitido obtener una reducción potencial máxima de las emisiones del sector eléctrico equivalente a más de un 40 por 100[11].

Es en este punto en el que los mecanismos de *carbon pricing*, como el EU ETS, se muestran como una herramienta efectiva, no solo para internalizar el daño ambiental causado, sino también para favorecer la correcta asignación dentro del mercado. La introducción de un sistema de derechos de emisión supone un incremento de los costes para todas la centrales de generación que están basadas en combustibles fósiles, aunque dicho incremento se produce de forma desigual en función del tipo de tecnología. Así, derivado de su mayor intensidad emisora, el coste marginal de generación de las centrales de carbón se ve incrementado en mayor grado que el de los ciclos combinados. De esta manera, si la señal de precios es lo suficientemente robusta y existe capacidad de generación ociosa se producirá un reajuste en el despacho de tecnologías, favoreciendo la generación con las opciones menos contaminantes. Adicionalmente, en caso de carecer de

[9] Los datos de emisiones se corresponden con las emisiones verificadas de generación de las plantas de carbón y gas del sistema peninsular, obtenidos de la base de datos asociada al cumplimiento anual, para cada instalación, con las obligaciones de reporte de emisiones y entrega de derechos de emisión en el marco del EU ETS hechos públicos por la Comisión Europea.

[10] Los datos de intensidad de emisiones de las plantas se corresponden con las especificaciones tipo de una central térmica de carbón ultra supercrítica y de una central térmica de ciclo combinado. Para más información revisar el capítulo 2 de la Agencia Internacional de la Energía (2016). Estos datos tecnológicos son ligeramente superiores a los considerados por el IPCC en su *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007,* por la introducción de ciertas mejoras tecnológicas que han permitido considerar niveles de eficiencia ligeramente superiores.

[11] Para realizar este cálculo solo se han utilizado datos relativos a la generación peninsular y a sus emisiones. De este modo, se ha calculado la intensidad media de los ciclos combinados en España durante el año 2016 (con un resultado de 382 gCO_2 por kWh) y se ha supuesto una sustitución perfecta del total de la generación con carbón. Cabe señalar que el supuesto de la sustitución perfecta nos permite conocer el potencial máximo pero su implementación resulta inviable, al menos en el corto plazo, ya que la situación geográfica de las centrales dentro del sistema no es la misma, y muy probablemente fuese necesario realizar ajustes dentro de la red y del sistema en su conjunto para poder garantizar la seguridad del suministro.

esa generación disponible, ese precio sirve de reclamo para realizar nuevas inversiones en tecnologías bajas en carbono que permitan atender las necesidades energéticas de una forma sostenible y mantener la seguridad del sistema.

4. La interacción de las políticas climáticas y energéticas. Efectos del precio de los derechos de emisión sobre la elección de tecnologías de generación energética

La profunda interrelación de políticas climáticas y energéticas implica interacciones mayores de las aparentes que, en ocasiones, pueden alejarnos de los objetivos inicialmente pretendidos. El diseño de las medidas específicas para el cumplimiento de cada uno de los objetivos detallados en puntos anteriores no puede ser concebido de forma independiente del resto, ni subestimar los posibles efectos que esas medidas pueden generar sobre el resto de objetivos.

El Paquete de Invierno[12] contiene entre sus propuestas principales el incremento del objetivo de eficiencia energética desde el 27 por 100 actual hasta un 30 por 100 de reducción de la demanda energética prevista para el año 2030. Con esta medida de aumento del objetivo, además de tratar de dar una señal de incremento de la ambición climática, la Comisión Europea busca hacer frente a la gran dependencia exterior en materia energética, al ser esta una de las grandes vulnerabilidades que presenta la economía europea. Pese al importante crecimiento de las energías de origen renovable, de acuerdo a los últimos datos de Eurostat, todavía el 73 por 100 del consumo de energía de la UE28 en 2015 procedía de recursos fósiles, teniendo que ser importados aproximadamente el 73 por 100 de los mismos. Esta dependencia exterior se ha venido agravando en los últimos años, fruto del incremento del peso del gas natural dentro de la energía primaria, pues en su gran mayoría (más de un 95 por 100) es importado y nos expone en mayor grado a las decisiones de Gobiernos ajenos a la UE.

Sin embargo, el detalle de los resultados de los análisis prospectivos de este paquete normativo deja entrever importantes claroscuros sobre los resultados y el sector energético que se esboza para la consecución del resto de objetivos pretendidos por las autoridades europeas. Así, si dejamos fuera del análisis las interacciones derivadas de la introducción de fuentes de generación renovable, ese incremento del nivel de ambición en materia de eficiencia energética se traduce en dos factores intrínsecamente relacionados: *i)* por un lado, un menor precio a futuro de los derechos de emisión CO_2 negociados en el EU ETS; y *ii)* por otro, un menor consumo de gas natural para la generación eléctrica en favor de un mayor consumo de carbón.

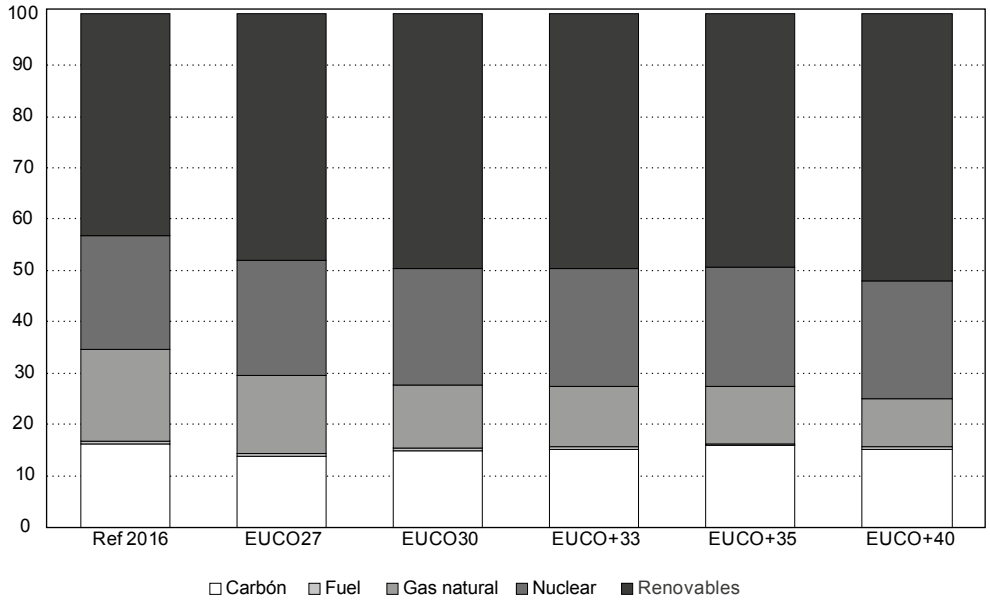
De este modo, en un escenario con un objetivo de eficiencia energética del 30 por 100, las estimaciones de la Comisión Europea sitúan el precio de CO_2 del EU ETS en los 27 euros por tCO_2 en 2030, muy lejos de los 42 euros por tCO_2 que recogía el escenario asociado al objetivo del 27 por 100. Como ya hemos visto en el apartado anterior, el EU ETS es una de las herramientas fundamentales con las que cuenta la Unión Europea para articular las políticas energéticas y climáticas, al permitir internalizar, de forma eficiente, gran parte de los daños medioambientales derivados de la actividad económica, en general, y de la generación eléctrica, en particular, posibilitando simultáneamente una reconfiguración del orden de mérito en el despacho de tecnologías e incentivando, así, la generación con aquellas tecnologías con una menor intensidad de emisiones. Pero, para que esta señal de precio tenga un impacto real sobre el funcionamiento del mercado, esta debe alcanzar un grado de robustez suficiente que haga posible esa sustitución de tecnologías.

De este modo, el precio del CO_2 previsto para el escenario compatible con el objetivo del 30 por 100 de reducción de demanda se muestra claramente

[12] Propuesta presentada el 30 de noviembre de 2016 por la Comisión Europea bajo el título *Clean Energy for All Europeans* también conocida como *Winter Package*.

GRÁFICO 2

ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EUROPA A 2030 PARA DISTINTOS OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
(En %)



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos del *Impact Assessment* (2016) publicados por la Comisión Europea.

insuficiente para inducir esa sustitución de tecnologías, como demuestran las estimaciones de consumo de gas natural y carbón para la generación de electricidad derivadas de ese mismo escenario. Así, este nuevo escenario propuesto por la Comisión Europea estima, para el conjunto de la Unión Europea en 2030, un incremento del peso relativo de la generación con carbón, pasando de representar el 13,8 por 100 del total de la generación en 2030 al 14,8 por 100, lo que destaca frente a la fuerte reducción del porcentaje de la generación con gas natural, pasando a su vez de representar un 15,1 por 100 de la generación eléctrica hasta el 12,3 por 100. Este ajuste en el *mix* de generación eléctrica tiene un reflejo lógico en el consumo de energía primaria, donde los datos de consumo de carbón muestran un incremento de un 4 por 100 mientras que el consumo de gas natural se reduce en un 10 por 100, tomando el escenario del objetivo 27 por 100 como referencia para ambos consumos.

Tal y como se puede ver en el Gráfico 2[13], el solape de las políticas energéticas y sus consecuencias se hace todavía más patente al analizar el resto de escenarios estudiados por la Comisión, en los que se plantean propuestas todavía más ambiciosas en materia de eficiencia energética. Estos escenarios alternativos consideran incrementos del objetivo de eficiencia por encima del 30 por 100 (33, 35 y 40 por

[13] Cualquiera de los escenarios EUCO cumplen con los objetivos establecidos a 2030 —RES (≥27 por 100); GEI (≥40 por 100); EE (≥27 por 100)— cosa que no hace el Ref 2016. Dentro de la categoría renovables están incluidas la generación hidráulica, eólica, solar, mareomotriz, con biomasa y residuos…

100) y todos ellos muestran resultados similares a la propuesta final del *Winter Package* aunque mucho más acusados.

Un ejemplo claro de esto lo encontramos en la evolución prevista para el precio del CO_2 que alcanza su opción mínima en el escenario del 40 por 100 de reducción de la demanda con un precio de 14 euros por tCO_2. Si bien los incrementos en el consumo primario de carbón no son tan relevantes como en el escenario del 30 por 100 (llegando incluso a decrecer en el objetivo del 40 por 100 debido a la fuerte contracción de la demanda fruto de la introducción de las medidas de eficiencia energética), el peso de la generación eléctrica con este combustible crece en todos los escenarios hasta situarse por encima de los niveles del escenario del 30 por 100, representando un mínimo de 15,1 hasta un máximo de 15,7 por 100 del total de la generación.

Sin embargo, la situación para el gas natural es bien distinta, pues estos escenarios implican muy importantes reducciones del gas en términos primarios que van desde el 19 por 100 para el escenario del 33 por 100 de eficiencia energética hasta un 34 por 100 en el escenario más agresivo, y que se traducen, a su vez, en importantes descensos en su porcentaje de participación en el total de la generación. Esos decrementos le otorgarían un menor peso en el *mix* eléctrico, reduciendo su participación hasta escasamente un 9,2 por 100 del total en el escenario más agresivo, lo cual parece no tener mucho sentido si el objetivo es avanzar hacia la descarbonización.

La insuficiencia de los niveles de precio del CO_2 obtenidos en las estimaciones de la Comisión se ha visto refrendada también por otros estudios. La Agencia Internacional de la Energía en su *World Energy Outlook 2016* determina que en 2025, considerando un precio de 30 dólares por tCO_2, los costes medios de generación eléctrica de las plantas existentes de carbón estarán de forma sistemática por debajo de los mostrados por la generación con gas, en una horquilla que va aproximadamente desde los 57 a los 86 dólares por kWh, mientras que los del gas se situaron entre los 71 y los 88 dólares por kWh[14] para cualquiera que sea su factor de carga. Es decir, que incluso considerando un precio del CO_2 superior al obtenido en el *Impact Assessment* para 2030, los ciclos combinados existentes siguen sin ser competitivos en el mercado, como consecuencia del diferencial de precios existente entre combustibles y la no internalización completa del coste ambiental que supone la generación con carbón, no solo en términos de emisiones de CO_2, sino también en términos de calidad del aire debido a la emisión de otros contaminantes con un elevado impacto sobre la salud de las personas y de los ecosistemas[15]. Sin embargo, este mismo análisis sí adelanta que, para las plantas de nueva instalación, la señal de precios se muestra suficiente, posibilitando el *switching* entre tecnologías.

5. Consideraciones finales

La interacción entre políticas e instrumentos y sus implicaciones para el cumplimiento de los objetivos medioambientales resulta un tema de crucial importancia y de extraordinaria complejidad. Para la elaboración de este artículo nos hemos servido como ejemplo de una propuesta que, si bien su intención es doblemente positiva (incrementar la ambición climática y reducir el nivel de dependencia exterior), puede implicar efectos no pretendidos inicialmente por las autoridades, afectando a la forma de consecución de los objetivos intermedios estructurales, de modo que

[14] Los costes de generación de ambas tecnologías han sido calculados con diferentes factores de carga que van desde el 85 por 100 para el precio más bajo hasta el 15 por 100 para los precios más altos. Estos resultados han sido calculados teniendo en cuenta un precio de 30 dólares USA por tCO2.

[15] El incremento del nivel de concienciación en materia de calidad del aire y sus importantes implicaciones para la salud de las personas y los ecosistemas está llevando a las autoridades a introducir nuevas medidas que permitan reducir los niveles de emisión de estos contaminantes. Es por ello que no resulta descabellado pensar en la internalización de los daños externos asociados a las emisiones de estos contaminantes dentro de su coste de generación, de una forma análoga a lo que se realiza con el CO2 (ya sea mediante nuevas figuras tributarias o la creación de mercados específicos para estos contaminantes).

resulte más complicado alcanzar el verdadero objetivo de descarbonizar la economía en 2050.

Es por ello que, en primer lugar, es de vital importancia desarrollar un análisis integral y riguroso que permita:

● Cuantificar los impactos reales de las políticas para evitar efectos perniciosos no previstos.

● Crear un marco que posibilite alinear las políticas energéticas y climáticas de forma global, de manera que se puedan minimizar las posibles distorsiones de la interacción de las mismas.

Por eso es crucial la creación de un modelo de gobernanza que permita abordar la interacción de políticas de forma holística, sin tratar los bloques de objetivos e instrumentos de forma aislada. El diseño e implementación de políticas energéticas y climáticas debe permitir avanzar en el cumplimiento de todos los objetivos intermedios, evitando que ciertas políticas fagociten parte de los logros obtenidos por otras.

En segundo lugar, resulta imprescindible alcanzar una señal de precios suficientemente alta que contribuya de una manera clara a la consecución, de una forma eficiente, de todos los objetivos climáticos establecidos por la Unión Europea:

● Contribuyendo a la reducción de emisiones, pues favorece la instalación y el funcionamiento, tanto de tecnologías renovables como de las tecnologías convencionales más eficientes.

● Favoreciendo el desarrollo de tecnologías renovables sirviendo como señal de largo plazo para una transformación tecnológica, posibilitando el abaratamiento de la generación renovable respecto de la generación convencional y la reducción de la necesidad de marcos de apoyo específicos.

● Incentivando el desarrollo de medidas de eficiencia energética pues, al internalizar los costes ambientales, se traslada al consumidor una señal clara del coste real de sus decisiones de consumo primando así comportamientos responsables.

La reforma del EU ETS constituye una oportunidad magnífica para reforzar este mecanismo, de modo que la señal que reciban los mercados sea coherente con el objetivo de conseguir una economía baja en carbono. En este sentido, consideramos que sería necesario:

— Incrementar el factor de reducción lineal del *cap* de emisiones por encima de los niveles actuales para permitir reducir el exceso de oferta existente.

— Reforzar el mecanismo de reserva (MSR) incrementando su capacidad de absorción de derechos. Adicionalmente, deberían establecerse mecanismos de cancelación de derechos limitando el volumen total de derechos almacenados en este sistema de reserva.

— Incrementar el número de sectores sujetos a la normativa del ETS, de forma que un mayor volumen de emisiones quede grabada y permitan aumentar la demanda dentro del mercado.

— El establecimiento de un mecanismo de ajuste que permita adaptar la oferta de derechos tras la evaluación y cuantificación, de forma transparente, de los posibles impactos de otras políticas. De esta forma, podría elevarse el objetivo de reducción de emisiones si finalmente se aprobase el objetivo de eficiencia, lo que serviría como estímulo para la demanda de derechos, permitiendo tensionar el mercado de forma que ofrezca una señal de precio suficiente.

Por último, es necesario destacar que cumplir con los objetivos establecidos a 2030 y 2050 requiere necesariamente el desarrollo e implementación de medidas de eficiencia energética. De acuerdo con los análisis prospectivos de la Agencia Internacional de la Energía, la introducción de estas medidas permitirá conseguir, para el período 2015-2050, el 38 por 100 del total de la reducción de emisiones necesaria para converger hacia un escenario compatible con el objetivo de los 2 ºC. Sin embargo, estas medidas deberían concentrarse en aquellos sectores no sujetos al EU ETS, los llamados sectores difusos (transporte, agricultura, sector residencial), de forma que sea posible minimizar las distorsiones que se puedan generar sobre el precio de CO_2. La focalización de la acción en estos sectores permitiría dar un gran paso hacia delante en el cumplimiento de los objetivos nacionales

establecidos por el Reglamento de reparto de esfuerzos[16], pues, debido a su naturaleza, estos sectores presentan mayores dificultades tanto para la reducción de emisiones a través de otro tipo de medidas como para la introducción de energías renovables.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *Energy, Climate Change & Environment*, AIE, París.

[2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *World Energy Outlook 2016*, París.

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *Energy Technology Perspective 2016*, París.

[4] ARIAS CAÑETE, M. (2016). «Presentación: La política europea contra el cambio climático. El nuevo marco sobre clima y energía a 2030». *Información Comercial Española*, *Revista de Economía,* nº 892, septiembre-octubre, pp. 3-11.

[5] BAUMOL, W.J. y OATES, W.E. (1988). *The Theory of Environmental Policy*. Segunda edición. Cambridge: Cambridge University Press.

[6] COASE, R.H. (1960). «The Problem of Social Cost». *Journal of Law and Economics*, vol. 3, pp. 1-44.

[7] FAN, Y.; JIA, J. J.; WANG, X. y XU, J.H. (2017). «What Policy Adjustments in the EU ETS Truly Affected the Carbon Prices?» *Energy Policy*, vol. 103, pp. 145-164.

[8] MUÑOZ RODRÍGUEZ, M.A. y ERIAS RODRÍGUEZ, A. (2017). *Los resultados de la Cumbre Climática de Marrakech: antecedentes y perspectivas*. Instituto Español de Estudios Estratégicos, Documento de Opinión 13/2017, Madrid.

[9] SCHMALENSEE, R. y STAVINS, R.N. (2013). «The SO_2 Allowance Trading System: The Ironic History of a Grand Policy Experiment», *Journal of Economic Perspectives*, vol. 27, nº 1, pp. 103-122.

[10] VELA ORTIZ, S. (2005). «Marco teórico de la directiva de comercio de emisiones». *Información Comercial Española*, *Revista de Economía* nº 822, mayo, pp. 39-50.

[16] *Proposal for an Effort Sharing Regulation 2021-2030* presentada por la Comisión Europea el 16 de julio de 2016.

TRIBUNA DE ECONOMÍA

Ángel Manzanares Gutiérrez*
Prudencio José Riquelme Perea*

LA CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL DE LAS EMPRESAS EN LOS MERCADOS LOCALES DE TRABAJO DE LA REGIÓN DE MURCIA

Las investigaciones empíricas revelan que la ubicación de las empresas no es aleatoria sino que existen patrones de localización. Las empresas se concentran geográficamente porque obtienen beneficios, obtienen ventajas por situarse unas cerca de otras. Este artículo compara los resultados de la concentración industrial de las empresas en los municipios, comarcas y en los mercados locales de trabajo (MLT) de la Región de Murcia. Para el análisis se utilizan los índices de concentración industrial de Ellison-Glaeser y de Maurel-Sédillot. El objetivo es identificar la especialización industrial en el territorio utilizando diferentes unidades espaciales de análisis.

Palabras clave: *índices de concentración, especialización, localización, externalidades.*
Clasificación JEL: *J4, R1.*

1. Introducción

Obtener información sobre la concentración de la actividad industrial es importante para la toma de decisiones en los ámbitos político, económico y empresarial. Este artículo analiza la concentración de las empresas en los municipios, comarcas y mercados locales de trabajo de la Región de Murcia mediante los indicadores de Ellison y Glaeser (1997) y de Maurel y Sédillot (1999). Una vez identificadas las actividades con mayor concentración se aplica el coeficiente de localización estandarizado (O'Donoghue y Gleave, 2004) para ubicar geográficamente dónde se produce dicha concentración, es decir, para medir la especialización del territorio.

Tradicionalmente se ha empleado el índice de Gini para analizar la concentración geográfica de los diferentes sectores (Krugman, 1991; Callejón y Costa, 1995). Sin embargo, el índice de Gini no tiene en cuenta el tamaño de los establecimientos. La aparición de nuevos indicadores de aglomeración, como el de Ellison-Glaeser, permiten controlar la influencia del tamaño de los establecimientos en la localización (Strange, 2005).

* Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Murcia.
Esta investigación ha sido financiada por el Ministerio de Economía y Competitividad en el marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016 (proyecto CSO2014-55780-C3-2-P).
Versión de octubre de 2016.

Estos nuevos indicadores consiguen superar las limitaciones de los índices de concentración tradicional. En cambio, para medir la especialización de los territorios suele utilizarse el índice de concentración relativa (Strange, 2005; Capone y Boix, 2008).

El interés de las investigaciones se ha centrado en analizar la localización de los determinantes de la actividad productiva y sus economías externas o de aglomeración (Krugman, 1991; Ybarra, 1991; Ellison y Glaeser, 1997, 1999; Viladecans, 2000, 2004; Giner y Santa María, 2002; O'Donoghue y Gleave, 2004; Boix y Galletto, 2006). Los estudios empíricos revelan que la localización de las empresas no es aleatoria sino que hay patrones de localización.

El objetivo de este estudio es tratar de identificar las aglomeraciones industriales en la Región de Murcia: cómo está concentrada la industria y qué actividades están presentes. Es decir, se pretende determinar si existe una elevada concentración geográfica en las actividades del sector industrial. Los resultados tratarán de ofrecer una visión más cercana de la concentración geográfica y de la aglomeración del empleo industrial en la región murciana. Además, se señalará dónde se ubica territorialmente dicha concentración geográfica. Como unidad de análisis se utilizan los municipios, las comarcas y los MLT. Sin embargo, el municipio no suele ser una unidad adecuada de análisis porque es excesivamente pequeña y porque seguramente las externalidades sobrepasen el término municipal. Tampoco la provincia parece adecuada por su excesivo tamaño y su gran heterogeneidad. La unidad más idónea podría estar en un término intermedio entre la provincia y el municipio, como pudieran ser las comarcas o los mercados locales de trabajo. Sin embargo, las comarcas responden a criterios de índole político e histórico mientras que los mercados locales de trabajo son áreas funcionales que, en principio, deberían reflejar en mayor medida la realidad económica y territorial, siendo estas unidades las más óptimas para los análisis.

Se plantean dos hipótesis a contrastar. La primera de ellas supone que las externalidades sobrepasan el término municipal y por tanto los municipios no son capaces de detectar la aglomeración. La segunda presupone que los valores de concentración son mayores en los niveles superiores al término municipal. Para verificar las hipótesis se cuantifican y valoran los niveles de concentración según las diferentes actividades y según la unidad territorial de análisis; testando si existen aglomeraciones y si estas se manifiestan en una localización concreta.

Tras esta breve introducción, se presenta una revisión teórica con las principales investigaciones empíricas. A continuación, se explica la metodología empleada y se analizan los resultados obtenidos. Finalmente, se exponen las conclusiones y se enumeran las referencias bibliográficas citadas.

2. Revisión teórica

La evidencia empírica manifiesta que la localización no es aleatoria entre los territorios sino que existen patrones de localización: la aglomeración y las externalidades (Ottaviano y Thisse, 2005). Debe aclararse que las externalidades explican la formación de las aglomeraciones porque ciertos patrones comunes no pueden ser explicados ni por la existencia de economías de escala internas, ni por la dotación de recursos naturales. En principio, la existencia de empresas especializadas en una determinada zona puede generar externalidades positivas que influyan en la localización. De hecho, pueden generarse ventajas competitivas por factores como el *know-how*, la proximidad, las relaciones, la tecnología, etc. (Santa María, Fuster y Giner, 2007).

Los MLT son agrupaciones de municipios en términos de flujos de movilidad basados en los desplazamientos agregados diarios de los trabajadores, de casa al trabajo y viceversa, de manera que el número de trabajadores que cruzan los límites de los MLT es irrelevante (Coombes, Green y Openshaw, 1986; Eurostat y Coombes, 1992; Casado, 1996; OCDE, 2002; Casado, Martínez y Flórez, 2010; Coombes, Casado-Díaz, Martínez-Bernabeu y Carausu, 2012).

CUADRO 1

PRINCIPALES INVESTIGACIONES

Investigación	Fuentes	Variables	Unidad temporal	Unidad territorial	Unidad sectorial
CALLEJÓN (1997)	Encuesta industrial (INE)	Empleo	1981, 1992	Provincia	30 sectores
GARCÍA y ALAMÁ (2001)	Directorio ARDAN TGSS	Empleo Empleo	1997 1996	Provincia Comarcas (C. Valenciana)	CNAE (3) CNAE (3/2)
GARCÍA y ALAMÁ (2001)	Directorio ARDAN	Empleo	2000	4 CC AA	CNAE (3/2)
ALONSO *et al*. (2001)	Encuesta industrial (INE)	Empleo	1993-1999	Provincia/CC AA (Cataluña, C. Valenciana, P. Vasco, Andalucía)	CNAE (3/2)
VILADECANS (2000)	Datos IEF	Empleo	1994	Municipios>15.000	19 sectores
SANTA MARÍA *et al*. (2005)	Registro industrial del antiguo Ministerio de Ciencia y Tecnología	Empleo	2000	Municipio (nacional)	CNAE (3/2)
MIRET *et al*. (2009)	Censo P. y V. 1991, 2001 y TGSS	Empleo	2001	Comarca (Comunidad Valenciana)	Industria turística
MIRET y *SEGARRA* (2010)	Censo P. y V. 2001 y TGSS	Empleo	2001	Municipio, MLT, comarca (C. Valenciana)	CNAE (2)
PRAT y CÀNOVES (2014)	IDESCAT	Plazas hoteleras	2000, 2006 y 2012	Comarcas, municipios y marcas turísticas (Cataluña)	Alojamientos rurales

FUENTE: SANTA MARÍA *et al*. (2007) y elaboración propia.

Miret y Segarra (2010) (Cuadro 1) compararon los resultados a nivel municipal, comarcal y en los mercados laborales locales en la Comunidad Valenciana, llegando a la conclusión de que estos últimos recogían, con mayor eficacia, los niveles de aglomeración y, por tanto, el efecto de las externalidades en el territorio. Utilizaron para los cálculos los indicadores de Ellison-Glaeser y de Maurel-Sédillot. Los datos los obtuvieron del Censo de Población y Viviendas de 2001. La base de datos empleada para calcular el Herfindahl (Hirschman, 1964) fue «Empresas y trabajadores según volumen, por sector y rama de actividad», provista por el Registro de la Seguridad Social, que obtuvieron del Régimen General y del Régimen Especial de la Minería y el Carbón.

Miret, Segarra y Hervás (2009) señalaron que los sectores industriales presentaban unos niveles de concentración superiores a los sectores de servicios, lo que llevaba a buena parte de la academia a estudiar las externalidades como un fenómeno exclusivamente industrial. El objetivo de su trabajo fue identificar posibles clústeres turísticos en la Comunidad Valenciana a través de la aplicación de indicadores de especialización. Los investigadores emplearon los datos de los Censos de Población y Viviendas de 1991 y 2001, y para calcular el Herfindahl utilizaron la base de datos de «Empresas y trabajadores según volumen, por sector y rama de actividad», provista por el Registro de la Seguridad Social. Para el análisis aplicaron el

coeficiente de localización estándar y para cuantificar la importancia de las externalidades en la localización lo hicieron a través del índice de Maurel-Sédillot.

Prat y Cànoves (2014) analizaron la concentración espacial de alojamientos rurales en Cataluña en las comarcas, municipios y marcas turísticas. La hipótesis planteada suponía que las economías de aglomeración jugaban un papel activo en la localización geográfica de los establecimientos rurales. Estos investigadores evidenciaron que los efectos que conducían a la aglomeración no terminaban en el límite administrativo del municipio. Los indicadores que aplicaron fueron el índice de Gini, el índice de concentración relativa y el índice de Ellison y Glaeser. Los datos se obtuvieron del Instituto de Estadística de Cataluña (IDESCAT).

Viladecans (2001) analizó la idoneidad de los índices de concentración geográfica utilizados tradicionalmente e intentó determinar cuál era la unidad administrativa de análisis ideal en esos tipos de análisis. El ámbito de estudio fue el territorio nacional y la unidad los municipios y las provincias. Viladecans empleó el índice de Gini, el índice de concentración relativa y el índice de Moran con información tributaria suministrada por el Instituto de Estudios Fiscales (IEF). El investigador comprobó que los resultados de los índices de concentración industrial obtenidos para las provincias y para los municipios diferían sustancialmente. Esta evidencia sugería que la unidad de análisis debía situarse en un punto intermedio entre el municipio y la provincia, de manera que recogiera adecuadamente la noción de área económicamente representativa.

3. Metodología

Para la realización de este estudio se empleó la base de datos SABI (sistemas de análisis de balances ibéricos) que proporciona información sobre los balances de empresas. Con fecha 2 de febrero de 2016 se recabó información de 34.719 empresas en la Región de Murcia para el ejercicio 2015. La variable de análisis fue el número de empleados por empresa, clasificadas según el sector C (industria manufacturera) de la CNAE-2009. Como unidades territoriales se usaron los municipios, las comarcas y los MLT de la Región de Murcia.

La comarcalización utilizada fue la propuesta por el Consejo Regional de Murcia[1] en 1980. Esta división es la usada con frecuencia por la Administración regional. Utilizando distintas combinaciones de parámetros, Casado-Díaz, Martínez y Flórez (2010) presentaron cuatro propuestas de delimitación. En esta investigación utilizamos la propuesta B, delimitación realizada con los parámetros británicos (Casado *et al.,* 2010) con datos de movilidad del Censo de Población y Viviendas de 2001. Se aplica la propuesta británica por su larga tradición histórica, su reconocimiento científico y por las recomendaciones de Eurostat de utilizar un modelo que permita comparaciones entre diferentes regiones. Además esta delimitación presenta mayores diferencias en cuanto a la composición de los municipios integrantes de cada mercado local de trabajo con respecto a las comarcas, permitiendo de esta forma un análisis más enriquecedor. La división territorial está compuesta por 12 comarcas y por 19 mercados locales de trabajo (Figura 1 y 2).

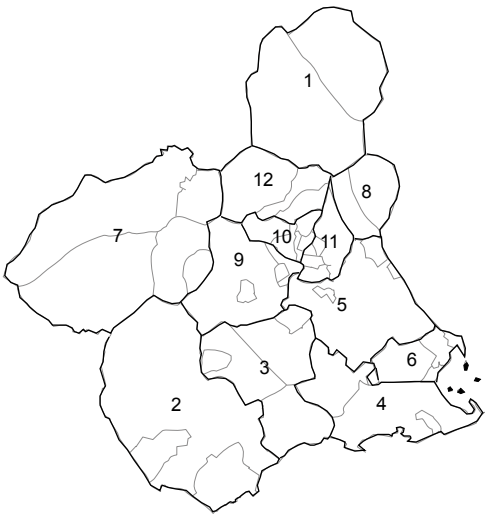
El índice de Ellison y Glaeser

El índice de Ellison y Glaser (1997), además de analizar la concentración industrial, muestra qué parte de esa concentración es producida por la tendencia de las empresas a localizarse en un mismo territorio o si por el contrario influyen otros elementos, como el azar. Es decir, el índice mide en qué grado contribuyen las economías de aglomeración en la decisión de la localización de las empresas (Callejón, 1997). Según Ellison y Glaeser (1997) se considera un sector poco concentrado si Y_{E-G} <0,02, un sector moderadamente concentrado si 0,02< Y_{E-G} <0,05 y un sector muy

[1] Ordenación territorial de la Región de Murcia. Directrices y plan de ordenación territorial del suelo industrial de la Región de Murcia. I. Planos de información. Decreto nº 102/2006.

FIGURA 1

DIVISIÓN COMARCAL EN LA REGIÓN DE MURCIA



1	Altiplano	Jumilla y Yecla
2	Alto Guadalentín	Águilas, Lorca y Puerto Lumbreras
3	Bajo Guadalentín	Aledo, Alhama de Murcia, Librilla, Mazarrón y Totana
4	Campo de Cartagena	Cartagena, Fuente Álamo de Murcia y La Unión
5	Huerta de Murcia	Alcantarilla, Beniel, Murcia y Santomera
6	Mar Menor	Los Alcázares, San Javier, San Pedro del Pinatar y Torre Pacheco
7	Noroeste	Bullas, Calasparra, Caravaca de la Cruz, Cehegín y Moratalla
8	Oriental	Abanilla y Fortuna
9	Río Mula	Albuidete, Campos del Río, Mula y Pliego
10	Valle de Ricote	Archena, Ojós, Ricote, Ulea y Villanueva del Segura
11	Vega Media del Segura	Alguazas, Ceutí, Lorquí, Molina del Segura y Las Torres de Cotillas
12	Vega Alta del Segura	Abarán, Blanca y Cieza

FUENTE: Instituto de Fomento de la Región de Murcia.

concentrado si $Y_{E\text{-}G}$>0,05. El índice es:

$$Y_{E-G} = \frac{\frac{\Sigma(S_i - X_i)^2}{1-\Sigma X^2} - H}{1-H}$$

siendo:

S_i=% de trabajadores del sector que contiene el territorio *i,*

X_i = % del número de trabajadores del mismo territorio y

H = índice de Herfindahl-Hirschman[2]:

$$H = \Sigma_K Z_k^2$$

siendo:

Z = relación entre el número de ocupados de la empresa y ocupados del sector k y

K = número de empresas del sector.

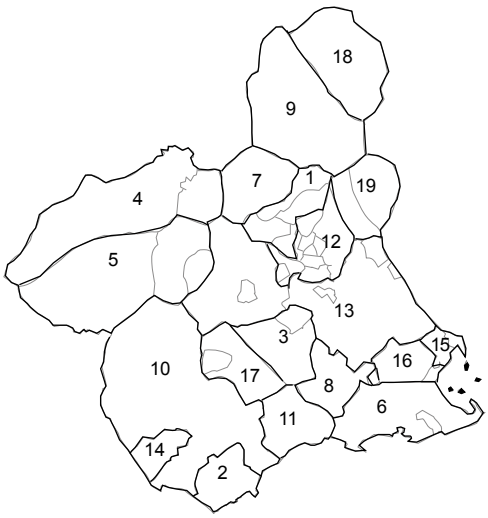
El índice de Maurel y Sédillot

El índice de Maurel y Sédillot (1999), similar al anterior, es un estimador de la correlación entre las decisiones de localización de dos empresas que pertenecen al mismo sector y que permite profundizar en el ámbito geográfico y sectorial de los *spillovers* generados (Miret y Segarra, 2010). Los valores pueden estar comprendidos entre -1 ≤ $Y_{M\text{-}S}$ ≤ 1 en donde los casos

[2] Este índice mide la concentración industrial cuyos valores elevados indican importantes concentraciones de empleo en muy pocas empresas y, por el contrario, valores muy pequeños indican una concentración de empleo en un número importante de unidades empresariales (HIRSCHMAN,1964).

FIGURA 2

MERCADOS LOCALES DE TRABAJO EN LA REGIÓN DE MURCIA



1 Abarán, Blanca, Ojós y Ricote
2 Águilas
3 Alhama de Murcia y Librilla
4 Calasparra y Moratalla
5 Bullas, Caravaca de la Cruz y Cehegín
6 Cartagena y La Unión
7 Cieza
8 Fuente Álamo de Murcia
9 Jumilla
10 Lorca
11 Mazarrón
12 Albuidete, Alguazas, Archena, Campos del Río, Ceutí, Lorquí, Molina del Segura, Las Torres de Cotillas, Ulea y Villanueva del Río Segura
13 Alcantarilla, Beniel, Mula, Murcia, Pliego y Santomera
14 Puerto Lumbreras
15 San Javier y San Pedro del Pinatar
16 Los Alcázares y Torre Pacheco
17 Aledo y Totana
18 Yecla
19 Abanilla y Fortuna

FUENTE: CASADO-DÍAZ *et al*. (2010).

polares cercanos a -1 y 1 indican respectivamente tendencia a la separación y aglomeración.

El índice es:

$$Y_{M-S} = \frac{\dfrac{\sum_i S_i^2 - \sum_i X_i^2}{1-\sum_i X_i^2} - H}{1-H}$$

siendo:

S_i = % de trabajadores del sector que contiene el territorio *i*

X_i = % del número de trabajadores del mismo territorio

H = índice de Herfindahl-Hirschman.

El coeficiente de localización estandarizado

El indicador más utilizado para detectar la formación de clústeres es el coeficiente de localización que mide el nivel de especialización de un territorio. Para un sector *i* de un determinado territorio se calcula como:

$$CL_i = \frac{\dfrac{e_i}{e_t}}{\dfrac{E_i}{E_t}}$$

siendo:

e_i = empleo de la industria *i* en el territorio considerado,

e_t = empleo total en el territorio considerado,

E_i = empleo de la industria *i* en la Región de Murcia y
E_t = empleo total en la Región de Murcia.

Para valores del CL_i iguales a 1, el porcentaje de trabajadores pertenecientes a una división industrial será igual a la media de dicha división. Para valores superiores a la unidad, la industria estará sobrerrepresentada, y para valores inferiores subrepresentada. Pero con este coeficiente no se puede determinar cuál es el nivel objetivo del grado de concentración. Para resolver este problema se utiliza el coeficiente de localización estandarizado (O'Donoghue y Gleave, 2004), que considera como clústeres las localizaciones con altas concentraciones de actividad económica a través de valores del coeficiente de localización estadísticamente significativos al 5 por 100. El estadístico detecta «localizaciones excepcionales» (Duranton y Overman, 2005).

Para hallar el coeficiente de localización estandarizado se calcula el coeficiente de localización del sector y de la localización deseada; a continuación se comprueba si los valores están distribuidos como en una normal[3] y en el caso que exista asimetría se transforma el coeficiente de localización logarítmicamente; por último, se estandarizan los valores. Se seleccionan como clústeres aquellos valores que superan en valor absoluto 1,96 veces la desviación estándar[4].

4. Resultados

En primer lugar, con los datos proporcionados por la base de datos SABI, se calcula el total de empleo y el porcentaje de empleo que representa cada una de las divisiones, según la CNAE-2009, de la industria manufacturera (Cuadro 2). Las cuatro principales divisiones con mayor concentración de empleo son: la industria de alimentación, la fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo, la fabricación de muebles y la industria química.

En segundo lugar, en el Cuadro 3 se presentan los resultados de los indicadores de concentración por municipios, comarcas y MLT. A nivel municipal no existen actividades con altas concentraciones. Las concentraciones más moderadas se identifican en las divisiones: 15 (industria del cuero y del calzado), 16 (industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería), 28 (fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.) y 33 (reparación e instalación de maquinaria y equipo). En el resto de divisiones se registran bajas concentraciones.

La división 23 (fabricación de otros productos minerales no metálicos) presenta alta concentración tanto a nivel comarcal como a nivel de los MLT. En los MLT y en las comarcas las concentraciones moderadas corresponden a las divisiones 16 (industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería), 28 (fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.) y 33 (reparación e instalación de maquinaria y equipo). Los valores promedio son similares en los MLT y en las comarcas, y superiores con respecto a los municipios. Esto sugiere que el nivel municipal no refleja completamente los efectos de la aglomeración industrial en el empleo.

Las divisiones 15, 16, 23, 28 y 33 presentan valores $Y_{E\text{-}G}$ y $Y_{M\text{-}S}$ superiores en las comarcas y en los MLT frente a los municipios.

La metodología de O'Donoghue y Gleave (2004) permite obtener cuáles son los MLT y comarcas en los que se produce una concentración significativa de empleo especializado en una determinada actividad. Calculamos el coeficiente de localización[5] y el coeficiente de localización estandarizado para la división 16 en las comarcas y en los MLT (Cuadros 4 y 5 respectivamente).

En las comarcas de la Vega Alta del Segura, Mar Menor, Oriental, Campo de Cartagena y Noroeste los

[3] Se aplica el test de Kolmogorov-Smirnoff.
[4] Significación estadística del 5 por 100.

[5] El test de Kolmogorov-Smirnoff determina que la distribución es asimétrica, no se ajusta a una normal, por lo que se transforma logarítmicamente.

CUADRO 2

CONCENTRACIÓN DEL EMPLEO PARA LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN LA REGIÓN DE MURCIA SEGÚN LAS DIVISIONES DE CNAE-2009

División	Concentración de la industria manufacturera	Total empleo	% empleo
10	Industria de la alimentación	15.283	31,33
25	Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	6.972	14,29
31	Fabricación de muebles	4.459	9,14
20	Industria química	3.537	7,25
22	Fabricación de productos de caucho y plásticos	2.532	5,19
14	Confección de prendas de vestir	1.968	4,03
28	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	1.857	3,81
23	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	1.842	3,78
15	Industria del cuero y del calzado	1.664	3,41
18	Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	1.464	3,00
16	Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1.206	2,47
11	Fabricación de bebidas	1.182	2,42
33	Reparación e instalación de maquinaria y equipo	1.110	2,28
24	Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	843	1,73
17	Industria del papel	775	1,59
32	Otras industrias manufactureras	530	1,09
13	Industria textil	473	0,97
29	Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	329	0,67
27	Fabricación de material y equipo eléctrico	255	0,52
30	Fabricación de otro material de transporte	160	0,33
21	Fabricación de productos farmacéuticos	147	0,30
26	Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	142	0,29
19	Coquerías y refino de petróleo	52	0,11
12	Industria del tabaco	0	0,00
Total		**48.782**	**100,00**

FUENTE: Elaboración propia.

coeficientes de localización son superiores a la unidad lo que significa que en estas áreas hay una sobrerrepresentación de la industria de la división 16. Sin embargo, como se ha comentado en la metodología, no se sabe cuál es el nivel objetivamente apropiado para determinar si existe o no una concentración industrial. Por lo tanto, se realiza una transformación logarítmica de los datos para conseguir una distribución ajustada a una normal y se calcula el coeficiente estandarizado que permita determinar los niveles de significatividad estadística. Con este nuevo coeficiente, para esta división, solo en la comarca del Noroeste y en el MLT 4 existe una concentración industrial representativa porque los valores de sus coeficientes son superiores a 1,96.

CUADRO 3

RESULTADOS DE LOS INDICADORES SEGÚN LAS DIVISIONES DE LA CNAE-2009

División	Concentración de la industria manufacturera	H	Municipio		Comarca		MLT	
			Y_{E-G}	Y_{M-S}	Y_{E-G}	Y_{M-S}	Y_{E-G}	Y_{M-S}
10	Industria de la alimentación	0,066	0,000	0,012	0,009	0,008	0,007	0,018
11	Fabricación de bebidas	0,058	0,012	0,004	0,011	0,011	0,012	0,012
12	Industria del tabaco	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
13	Industria textil	0,034	0,014	0,000	0,014	0,014	0,014	0,014
14	Confección de prendas de vestir	0,476	0,010	0,005	0,010	0,010	0,010	0,009
15	Industria del cuero y del calzado	0,016	0,027	0,003	0,026	0,024	0,027	0,024
16	Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	0,013	0,031	-0,003	0,043	0,042	0,040	0,054
17	Industria del papel	0,102	0,011	0,001	0,011	0,011	0,011	0,011
18	Artes gráficas y reproducción de soportes grabados	0,036	0,012	0,001	0,012	0,012	0,012	0,011
19	Coquerías y refino de petróleo	0,518	0,010	0,002	0,010	0,010	0,010	0,010
20	Industria química	0,066	0,009	0,123	0,011	0,012	0,012	0,011
21	Fabricación de productos farmacéuticos	0,373	0,010	0,002	0,010	0,010	0,010	0,010
22	Fabricación de productos de caucho y plásticos	0,033	0,013	-0,000	0,014	0,013	0,013	0,014
23	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	0,011	-0,212	0,019	0,153	0,151	0,145	0,173
24	Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	0,107	0,011	0,001	0,011	0,011	0,011	0,011
25	Fabricación de productos metálicos, excepto maquinaria y equipo	0,084	0,009	0,038	0,011	0,012	0,011	0,012
26	Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	0,102	0,011	0,000	0,010	0,011	0,010	0,010
27	Fabricación de material y equipo eléctrico	0,080	0,011	0,000	0,011	0,011	0,011	0,011
28	Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	0,016	0,024	0,000	0,024	0,024	0,024	0,023
29	Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	0,058	0,012	0,000	0,011	0,011	0,011	0,011
30	Fabricación de otro material de transporte	0,163	0,010	0,001	0,010	0,010	0,010	0,010
31	Fabricación de muebles	0,008	-0,014	0,028	-0,028	-0,019	-0,026	-0,038
32	Otras industrias manufactureras	0,076	0,011	0,001	0,011	0,011	0,011	0,011
33	Reparación e instalación de maquinaria y equipo	0,013	0,039	0,001	0,037	0,036	0,037	0,034
Media		–	0,003	0,010	0,018	0,019	0,018	0,019
Mínimo		–	-0,212	-0,003	-0,028	-0,019	-0,026	-0,038
Máximo		–	0,039	0,123	0,153	0,151	0,145	0,173

FUENTE: Elaboración propia.

CUADRO 4

COEFICIENTE DE LOCALIZACIÓN Y COEFICIENTES DE LOCALIZACIÓN ESTANDARIZADO EN LAS COMARCAS PARA LA DIVISIÓN 16*

Comarca	Empleo total	% Empleo	CL	Ln	CLE
Valle del Ricote	4	0,003	0,403	-0,908	-1,080
Vega Alta del Segura	32	0,027	1,351	0,301	0,479
Mar Menor	41	0,034	1,048	0,047	0,151
Vega Media del Segura	42	0,035	0,196	-1,632	-2,014
Oriental	44	0,036	1,328	0,284	0,457
Alto Guadalentín	78	0,065	0,873	-0,136	-0,084
Bajo Guadalentín	99	0,082	0,751	-0,286	-0,279
Campo de Cartagena	114	0,095	1,259	0,230	0,388
Altiplano	130	0,108	0,993	-0,007	0,082
Noroeste	305	0,253	4,447	1,492	2,015
Huerta de Murcia	317	0,263	0,853	-0,159	-0,114
Total	**1.206**	**1,000**	–	–	–

NOTA: * Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería.
FUENTE: Elaboración propia.

Para el resto de divisiones calculamos los coeficientes de localización y los coeficientes de localización estandarizado tanto en las comarcas como en los MLT. En las Figuras 3 y 4 se han seleccionado solo aquellos valores estadísticamente significativos, superiores a 1,96.

Una vez detectadas las divisiones estadísticamente significativas se ha comprobado que la especialización no se hubiera producido por la existencia de una empresa de gran tamaño que concentrara todo el mercado. En estas divisiones se confirma la existencia de una gran fragmentación de numerosas empresas con pocos empleados.

Las comarcas y los MLT presentan tres divisiones muy similares. Estas divisiones corresponden a actividades industriales muy tradicionales en la Región de Murcia, sobre todo a la industria de la madera y del corcho y a la fabricación de muebles.

El mercado local de trabajo 18 identifica la industria de la fabricación de muebles con el distrito industrial del municipio de Yecla. En esta localización hay 3.171 trabajadores repartidos en 308 empresas. El promedio de trabajadores por empresas es de 11,83 y las dos empresas con mayor número de trabajadores cuentan con 156 y 126 empleados.

La comarca del Altiplano (Yecla y Jumilla) también detecta la especialización en este sector a pesar de que la fabricación de muebles solo corresponde al distrito industrial de Yecla, en donde se concentra toda

CUADRO 5

COEFICIENTE DE LOCALIZACIÓN Y COEFICIENTES DE LOCALIZACIÓN ESTANDARIZADO EN LOS MLT PARA LA DIVISIÓN 16*

MLT	Empleo total	% Empleo	CL	Ln	CLE
9	10	0,008	0,380	-0,968	-1,107
11	14	0,012	4,719	1,552	1,135
16	19	0,016	0,698	-0,359	-0,566
15	22	0,018	1,846	0,613	0,300
17	23	0,019	1,159	0,147	-0,115
2	26	0,022	5,478	1,701	1,268
1	32	0,027	2,832	1,041	0,681
5	43	0,036	0,773	-0,257	-0,475
19	44	0,036	1,328	0,284	0,007
12	46	0,038	0,205	-1,587	-1,658
10	52	0,043	0,662	-0,412	-0,612
3	62	0,051	0,569	-0,564	-0,748
6	114	0,095	1,282	0,248	-0,025
18	120	0,100	1,148	0,138	-0,123
4	262	0,217	20,22	3,007	2,431
13	317	0,263	0,848	-0,165	-0,393
Total	**1.206**	**1,000**	**–**	–	–

NOTA: *Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería.
FUENTE: Elaboración propia.

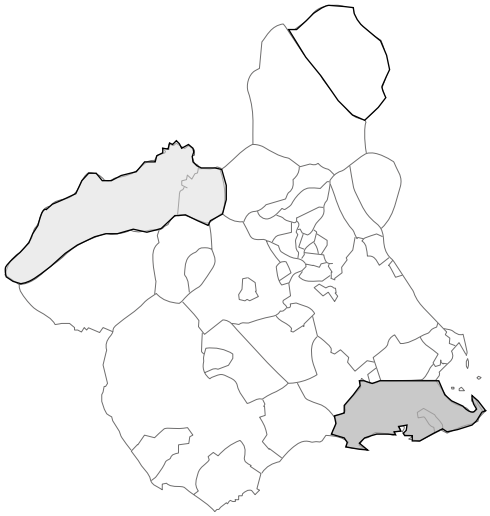
la actividad. De hecho, en el municipio de Jumilla solo hay tres empresas sin empleados pertenecientes a ese sector.

Por otro lado, la comarca del Noroeste formada por los municipios de Moratalla, Calasparra, Bullas, Caravaca de la Cruz y Cehegín identifica la especialización en la «industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería». En estos municipios hay 33 empresas que se reparten 305 trabajadores. El promedio es de 10,17 empleados por empresa, mientras que la empresa con mayor número de empleados cuenta con 35 trabajadores. El MLT 4 integrado solo por los municipios de Moratalla y Calasparra también identifica la especialización de la división 16. Este MLT cuenta con 21 empresas y 262 trabajadores.

Por último, la comarca del Campo de Cartagena, integrada por los municipios de Cartagena, Fuente Álamo de Murcia y La Unión, concentra 42 empresas especializadas en la reparación e instalación de maquinaria y equipo. El promedio es de 10,5 trabajadores por empresa, mientras que la empresa con mayor número de trabajadores tiene contratados a 37 empleados. El mercado local de trabajo 6, solo integrado por Cartagena y La Unión, también detecta la especialización de la división 33. Para esta especialización en este mercado hay 42 empresas con un promedio de 10,9 trabajadores por empresa y un máximo de 37 empleados.

FIGURA 3

ESPECIALIZACIÓN INDUSTRIAL DEL EMPLEO EN LOS MLT

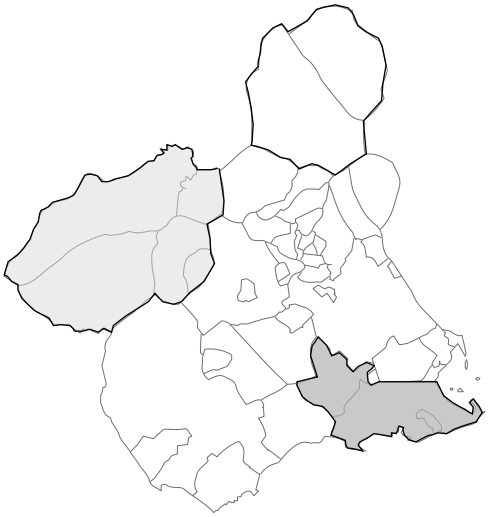


MLT	División	Denominación	CLE
18	31	Fabricación de muebles.	2,34
4	16	Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería.	2,43
6	33	Reparación e instalación de maquinaria y equipo.	2,19

FUENTE: Elaboración propia.

FIGURA 4

ESPECIALIZACIÓN INDUSTRIAL DEL EMPLEO EN LAS COMARCAS



Comarca	División	Denominación	CLE
Altiplano	31	Fabricación de muebles.	2,68
Noroeste	16	Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería.	2,02
Campo de Cartagena	33	Reparación e instalación de maquinaria y equipo.	2,06

FUENTE: Elaboración propia.

5. Conclusiones

La investigación ha pretendido determinar las divisiones con mayores niveles de concentración, las áreas geográficas en donde se producen mayores aglomeraciones industriales, y si las externalidades sobrepasan el ámbito municipal y se expanden a los municipios vecinos. Para determinadas divisiones industriales es posible que se produzcan externalidades en la localización de las empresas pero, en todo caso, en el análisis debe matizarse que los resultados difieren según el indicador, el sector y la unidad de análisis empleada. Además, el nivel de desagregación sectorial es relevante. De hecho, si hay poco detalle se agrupan actividades económicas muy diferentes pero si hay demasiado detalle los resultados son débiles.

Se han usado los indicadores de Ellison-Glaeser y de Maurel-Sédillot con resultados similares en las comarcas y MLT, y diferentes en los municipios. Se han estudiado todas las divisiones y se ha observado que la aglomeración empresarial entre las diferentes divisiones es heterogénea.

En definitiva, del análisis de la concentración en la Región de Murcia se revela que la industria, de manera general, se encuentra escasamente concentrada en el territorio. Por el contrario, las principales industrias están fragmentadas y distribuidas por todo el territorio regional de forma desigual. Solo ciertas actividades presentan concentraciones moderadas y, en esos supuestos, los municipios no son capaces de identificar los efectos de la aglomeración en el empleo industrial. No detectan la aglomeración quizá porque las externalidades sobrepasan el municipio, aunque esta cuestión debería analizarse en profundidad para determinar si dichas externalidades están causadas por la concentración o es debido a otros factores. Lo que sí sugiere el resultado de esta investigación es que el uso de unidades territoriales superiores al municipio puede permitir detectar concentraciones mayores de empleo industrial.

A nivel comarcal y de MLT, las divisiones estadísticamente significativas con mayor concentración fueron la «fabricación de muebles», la «industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería» y la «reparación e instalación de maquinaria y equipo».

De estas tres industrias identificadas, la que mayor peso tiene en la región corresponde a la industria de la fabricación de muebles. Las empresas dedicadas a la fabricación de muebles se han localizado en el distrito industrial del municipio de Yecla. Esta concentración industrial en la zona ha permitido la subsistencia de las empresas durante los últimos años. La mayoría de las empresas de este sector, de carácter predominantemente familiar, se han profesionalizado consiguiendo ampliar su oferta a los mercados europeos y mundiales con productos de una excelente relación calidad y precio. También las políticas locales han favorecido el desarrollo del sector mediante la creación de infraestructuras y servicios como son la transformación del Polígono Industrial o la reactivación de la Feria del Mueble. Además, hay que añadir que diferentes entidades como el Consorcio Exportador del Mueble, el Centro Tecnológico o la Asociación de Empresarios, entre otras, han propiciado un importante desarrollo del sector del mueble.

Otra de las concentraciones empresariales identificadas es la «industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería». Esta industria tiene un menor peso en el conjunto regional. Esta concentración seguramente ha sido propiciada por la disponibilidad de recursos de masa forestal en el municipio de Moratalla.

Las empresas de la industria «reparación e instalación de maquinaria y equipo», concentradas en los municipios de Cartagena y de La Unión, seguramente han aparecido para dar cobertura a diferentes empresas de la zona como la industria energética, la construcción naval o la fabricación de plásticos en el municipio de Cartagena o la industria metalúrgica en el municipio de La Unión.

En conclusión, la concentración de las empresas en una determinada ubicación geográfica proporciona ventajas. Una de estas ventajas es que las empresas pueden acceder a trabajadores cualificados y los empleados tienen mayor facilidad para conseguir empleo. También la concentración favorece el intercambio de información y la mejora tecnológica. En este sentido, las empresas pueden realizar de forma conjunta actividades de investigación mejorando la innovación tecnológica y la transmisión de esta. Otra de las ventajas es la aparición de proveedores e industrias auxiliares para dar cobertura a las empresas del sector. Y, por último, la concentración también permite reducir costes comerciales y facilitar la distribución.

Referencias bibliográficas

[1] BOIX, R y GALLETTO, V. (2006). «Sistemas locales de trabajo y distritos industriales en España». *Economía Industrial,* nº 357, pp.165-184.

[2] CALLEJÓN, M (1997). «Concentración geográfica de la industria y economías de aglomeración». *Economía industrial*, nº 317, pp. 61-68.

[3] CAPONE, F. y BOIX, R. (2008). «Sources of Growth and Competitiveness of Local Tourist Production Systems: An Application to Italy (1991–2001)». *The Annals of Regional Science,* vol. 42, nº 1, pp. 209-224.

[4] CASADO, J.M. (1996). «Mercados laborales locales. Análisis preliminar del caso valenciano». *Estudios Regionales,* nº 45*,* pp. 129-155.

[5] CASADO-DÍAZ J. M. (2000). «Local Labour Market Areas in Spain: A Case Study». *Regional Studies*, nº 34, pp. 843-856.

[6] CASADO-DÍAZ, J.M. y COOMBES, M.G. (2011). «The Delineation of 21st Century Local Labour Market Areas: A Critical Review and a Research Agenda». *Boletín de la Asociación de Geógrafos Españoles*, nº 57, pp. 7-32.

[7] CASADO, J.M.; MARTÍNEZ, L. y FLÓREZ, F. (2010). «Los mercados locales de trabajo españoles. Una aplicación del nuevo procedimiento británico», en *La ciudad metropolitana en España: procesos urbanos en los inicios del siglo XXI,* ALBERTOS, J.M. y FERIA, J.M., (ed.). Madrid: Thomson-Civitas, pp. 275-313.

[8] COOMBES, M.; CASADO-DÍAZ, J.M., MARTÍNEZ-BERNABEU, L. y CARAUSU, F. (2012). «Study on Comparable Labour Market Areas: Final Research Report». Eurostat-Framework contract nº 6001.2008.001 – 2009.065, Specific contract nº 50405.2010.004 – 2011.325. Disponible el 10 de febrero de 2016 en*: http://www.istat.it/it/files/2014/12/Final-Report_LMA-v1-0-17102012.pdf*

[9] COOMBES, M.G.; GREEN, A.E. y OPENSHAW, S. (1986). «An Efficient Algorithm to Generate Oficial Statistical Reporting Areas: The Case of the 1984. Travel-to-Work Areas Revision in Britain». *Journal of the Operational Research Society*, nº 37, pp. 943-953.

[10] DURANTON, G. y OVERMAN, H. G. (2005). «Testing for Location Using Micro Geographic Data». *Review of Economic Studies*, vol. 72, nº 225, pp. 1.077-1.106.

[11] ELLISON, G. y GLAESER, E.L. (1997). «Geographic Concentration in U.S. Manufacturing Industries: A Dartboard Approach». *Journal of Political Economy*, vol. 105, nº 5, pp. 889-927.

[12] ELLISON, G. y GLAESER, E.L. (1999). «The Geographic Concentration of Industry: Does Natural Advantages Explain Agglomeration?» *American Economic Review*. *Papers and Proceedings*, vol. 89, nº 2, pp. 311-316.

[13] EUROSTAT y COOMBES (1992). «Étude sur les zones d`emploi». *Document E/LOC/20*, Oficina Oficial de Publicaciones de la Comunidad Europea, Luxemburgo.

[14] GINER, J.M. y SANTAMARÍA, M.J. (2002). «Territorial Systems of Small Firms in Spain: An Analysis of Productive and Organizational Characteristics in Industrial Districts». *Entrepreneurship & Regional Development*, nº 14, pp. 211-228.

[15] HIRSCHMAN, A.O. (1964). «The Paternity of an Index». *American Economic Review,* vol. 54, nº 5, pp. 761.

[16] KRUGMAN, P. (1991). *Geography and Trade*. MIT Press. Cambridge.

[17] MARSHALL, A. (1890). *Principles of Economics*. Macmillan: Nueva York. *Principios de Economía*, edición traducida en 1963. Aguilar, Madrid.

[18] MAUREL, F. y SÉDILLOT, B (1999). «A Measure of the Geographic Concentration in French Manufacturing Industries». *Regional Science and Urban Economics*, nº 29, vol. 5, pp. 575-604.

[19] MIRET, L. (2003). «Searching for a Territorial Context More Coherent with Measures of Geographical Concentration». *Workshop Reus.*

[20] MIRET, L. y SEGARRA, M.V. (2010). «El papel de los mercados locales laborales en la aglomeración industrial y cómo las economías externas explican la importancia del territorio». *Tec. Empresarial*, vol. 4, nº 1, 23-31.

[21] MIRET, L.; SEGARRA, M.V. y HERVÁS, J. (2009). «Un análisis sobre la concentración espacial en el turismo valenciano». *XXXV Reunión de Estudios Regionales*.

[22] O'DONOGHUE, D. y GLEAVE, B. (2004). «A Note on Methods for Measuring Industrial Agglomeration». *Regional Studies*, vol. 38, nº 4, pp. 419-427.

[23] ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICO (2002). *OECD Employment Outlook*. París. OCDE.

[24] OTTAVIANO, G. y THISSE, J.F. (2005). «New Economic Geography: What about the N?» *Environment and Planning,* vol. 37, nº 10, pp. 1.707-1.725.

[25] PRAT, J.M. y CÀNOVES, G. (2014). «Análisis de la evolución de la concentración geográfica de los establecimientos de turismo rural en Cataluña». *Anales de geografía,* vol. 34, nº 1, pp. 155-177.

[26] SANTA MARÍA, M.J.; FUSTER, A. y GINER, J.M. (2007). «Análisis de la concentración espacial en la industria: aplicación de nuevos indicadores en el caso de España». *XXXIII Reunión de Estudios Regionales.* Asociación Española de Ciencia Regional.

[27] STRANGE, W.C. (2005). «Agglomeration» en *New Palgrave Dictionary of Economics,* EATWELL, J.; MILGATE, M. y NEWMAN, P. (eds.). Palgrave MacMillan. Nueva York.

[28] VILADECANS, E. (2000). «Economies externes i concentració de les activitats manufactureres: un anàlisi del municipis espanyos». *Revista Econòmica de Catalunya*, nº 39, pp. 53-62.

[29] VILADECANS, E. (2001). «La concentración territorial de las empresas industriales: un estudio sobre el tamaño de las empresas y su proximidad geográfica». *Papeles de Economía Española*, nº 89/90, pp. 308-309.

[30] VILADECANS-MARSAL, E. (2004). «Agglomeration Economies and Industrial Location: City-Level Evidence». *Journal of Economic Geography*, vol. 4, nº 5, pp. 565-582.

[31] YBARRA, J.A. (1991). «Determinación cuantitativa de distritos industriales: la experiencia del País Valenciano». *Estudios Territoriales,* nº 37, pp. 53-67.

En el próximo número de
Información Comercial Española. Revista de Economía

Desarrollo económico y globalización

Rafael Myro Sánchez y José Antonio Martínez Serrano	Introducción
Francisco Requena	Los efectos de la globalización sobre el comercio y el bienestar
Rosario Gandoy Juste y Carmen Díaz Mora	Crecimiento y efectos de las cadenas globales de valor
Carlos Chafer, Salvador Gil-Pareja y Rafael Llorca-Vivero	El impacto de los acuerdos comerciales: bilateralismo frente a plurilateralismo
Conchita Latorre Muñoz	Lo que el bienestar mundial pierde sin el TTIP
Asier Minondo Uribe-Etxeberria	Comercio internacional y desigualdad
Sara de la Rica	Los efectos económicos de la inmigración: evidencia empírica
Emilio Ontiveros Baeza	Inflexiones en la dinámica de la globalización financiera
José Luis Malo de Molina	El futuro del proyecto europeo

Últimos números publicados:

Economía del terrorismo

Estrategia e internacionalización de la empresa turística

Números en preparación

La economía digital

Migraciones y productividad

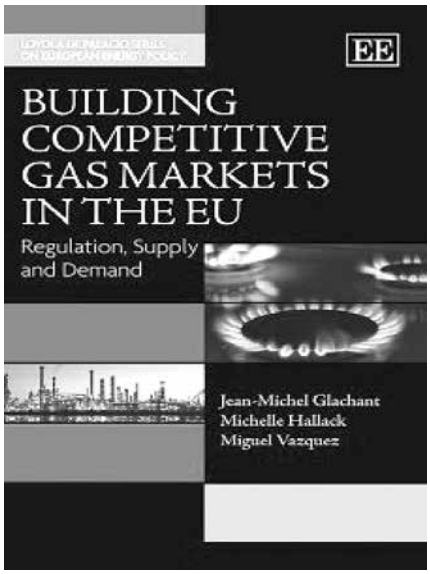
Coordinadores: **Rafael Myro y José Antonio Martínez Serrano**

RESEÑAS

BUILDING COMPETITIVE GAS MARKETS IN THE EU
REGULATION, SUPPLY AND DEMAND

Jean Michel Glachant, Michelle Hallack y Miguel Vázquez

Cheltenham: Loyola de Palacio Series on European Energy Policy, Edward Elgar, 2013.



La liberalización de los mercados de gas europeos y sus diferentes características sirven como punto de partida para una obra que se centra en cómo debe ser su diseño para avanzar hacia una verdadera integración en Europa de los mismos, de modo que se pueda hablar de un único mercado europeo de gas. Para cumplir con este fin, la obra está estructurada en tres grandes bloques que sirven de acercamiento escalonado a este proceso.

Para el desarrollo del primer gran bloque, titulado *The new European gas market: increased flexibility in both demand and supply*, a modo de introducción (como una primera toma de contacto), los autores optan por un análisis de flujos dentro del sistema gasista europeo. Así, estos concluyen que se ha producido una profunda transformación en estos flujos, motivada, desde el lado de la oferta, por el incremento del número de oferentes fruto del mayor peso del gas natural licuado en el abastecimiento. También por el lado de la demanda, donde se ha experimentado un crecimiento muy relevante para atender a las mayores necesidades de la generación de electricidad. Este último aspecto supone un reto adicional para el correcto funcionamiento de los mercados al suponer importantes desequilibrios entre los momentos de demanda en pico y en valle, haciendo necesario aumentar el nivel de flexibilidad. Los autores defienden que el mercado resulta el mecanismo más eficiente para hacer frente a estos retos, permitiendo avanzar hacia sistemas de contratación más eficientes, con mayor grado de diversificación en los ofertantes y aportando la flexibilidad necesaria para atender a una demanda sujeta a un mayor grado de variabilidad.

En el segundo bloque, desarrollado bajo el título *The role played by networks regulation*, los autores analizan las relaciones entre los diferentes gestores técnicos del sistema (TSO por sus siglas en inglés), y cómo esta interacción condiciona el funcionamiento de los mercados y dificulta alcanzar los requerimientos de flexibilidad identificados en el punto anterior, explicitando de esta manera el papel de relevancia que están llamados a jugar los TSO en la construcción de un mercado interior de gas, habida cuenta de que los mercados nacionales europeos se han desarrollado en torno a zonas de entrada-salida. Resulta de especial interés las reflexiones que se realizan al respecto de este punto y sobre cómo diseñar la normativa y las estructuras de mercado con el fin de que sirvan de puente hacia un mayor grado de eficiencia y flexibilidad.

En el tercer y último bloque, titulado *EU regulation in the context of the EU target model*, se desgranan dos posibles aproximaciones para la integración del mercado. Estas reflexiones resultan sumamente relevantes en un contexto como el actual, en el que Europa está redefiniendo su política energética y climática.

Se trata, en conclusión, de un libro con un marcado carácter didáctico, pues logra encontrar un equilibrio óptimo entre la

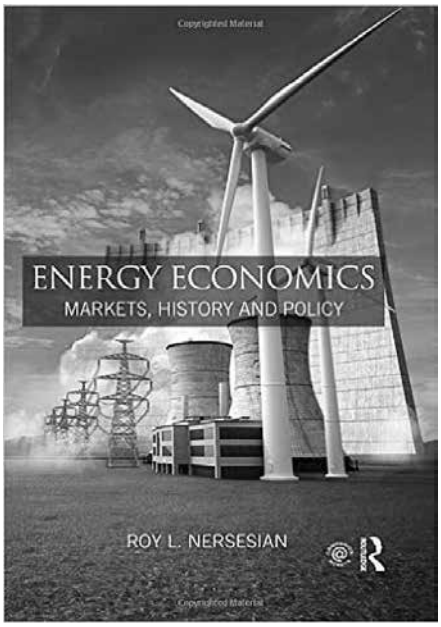
definición de conceptos generales y la descripción certera de gran parte de los mecanismos regulatorios existentes en Europa. De este modo, constituye una opción magnífica para comprender el funcionamiento de los mercados de gas europeos, su regulación, así como los grandes debates existentes en materia de diseño de mercado.

Antonio Erias Rodríguez

ENERGY ECONOMICS
MARKETS, HISTORY AND POLICY

Roy L. Nersesian

Nueva York: Routledge, 2016



Energy Economics. Markets, History and Policy, 3ª edición, puede considerarse un intento de desarrollar una visión unificada sobre las principales cuestiones y problemas a los que se enfrenta el planeta en la actualidad, relacionados con la energía.

El autor, Roy L. Nersesian, es profesor asociado en el Departamento de Ciencias de la Gestión y la Decisión de la Universidad de Monmouth (West Long Branch, Nueva Jersey, EE UU). El profesor Nersesian ha centrado sus trabajos y publicaciones académicas en el análisis mediante simulaciones de procesos de decisión en las empresas, procesos de planificación corporativa o procesos logísticos, el análisis de riesgos financieros corporativos y, en los últimos años, en cuestiones relacionadas con la energía. En la actualidad imparte cursos sobre gestión de operaciones y gestión logística, en Monmouth, y sobre métodos cuantitativos aplicados a negocios energéticos y transporte marítimo en la Universidad de Columbia.

En 2007 publicó *Energy for the 21st Century. A Comprehensive Guide to Conventional and Alternative Sources* (M. E. Sharpe, Nueva York), un compendio sobre las fuentes de energía convencionales y alternativas, escrito como libro de texto generalista que utiliza un lenguaje cercano, no técnico. *Energy Economics. Markets, History and Policy* es la tercera edición de este manual sobre la energía.

En esta nueva edición, el profesor Nersesian complementa el texto anterior con una revisión de los cambios acaecidos en el sector de la energía en los últimos años, incorporando un conjunto de problemas y «proyectos» al final de cada capítulo (la mayor parte de ellos relacionados con el análisis financiero), orientados a consolidar la obra como un libro de texto de referencia para licenciaturas que requieran un curso de introducción al sector de la energía.

El autor indica en el prefacio que el objetivo del libro es estudiar —aportando una visión lo más equilibrada posible, aunque no exenta de parcialidad, en sus propias palabras— el proceso de transición de las energías fósiles a las renovables (entre las que incluye la energía nuclear). Con una dosis de pesimismo e ironía, indica que no hay mucho tiempo para llevar a cabo esa transición y que probablemente la solución más efectiva al problema del cambio climático consista, en caso de continuar con las pautas de consumo y de política energética actuales, en agotar las energías fósiles. Señala además que el planeta está abocado a vivir sin una política energética global, debido a la diversidad de políticas energéticas nacionales, aunque es más optimista respecto de la posibilidad de desarrollar políticas energéticas regionales (p. ej., en la Unión Europea o en EE UU).

El libro está estructurado en 11 capítulos que pueden agruparse en tres bloques. El primer bloque trata sobre cuestiones generales relacionadas con la economía de la energía, energía y medio ambiente o la política energética, sobre los procesos de liberalización de los sectores energéticos y el desarrollo de esquemas y métodos de regulación en sectores caracterizados por la existencia de monopolios naturales, centrándose en el sector eléctrico.

Dedica a continuación un capítulo a cada una de las fuentes de energía convencionales (carbón, petróleo, gas natural, nuclear e hidroeléctrica), comenzando por la biomasa, que considera el principal combustible del pasado y que, en forma de biogás y biocombustibles, juega y jugará en el futuro un papel relevante en la matriz energética global. El tercer bloque de capítulos del libro se centra en una revisión de la situación actual de la energía solar y eólica, la economía del hidrógeno, la energía geotérmica y la energía mareomotriz.

En el capítulo dedicado al gas natural el autor revisa brevemente los procesos de liberalización del sector en EE UU (a partir de la aprobación de la Natural Gas Policy Act, en 1978, que liberalizó los precios de producción del gas natural) y en Europa (a partir de los tres paquetes de legislación energética y de los códigos de red desarrollados por ENTSOG).

Posteriormente analiza, con un orden de presentación tal vez poco ortodoxo, un conjunto de cuestiones variadas, comenzando con el suministro de gas «desde la fuente de extracción al consumidor», incluyendo los usos del gas natural o el riesgo geopolítico ligado a las importaciones de gas en Europa, y continuando con temas como la generación de electricidad a partir del gas natural, la técnica de fractura hidráulica (dedicando un apartado a señalar argumentos en contra de esta técnica de extracción), los gases licuados del petróleo o el gas natural licuado.

Al final del capítulo sobre gas natural, el profesor Nersesian revisa algunas de las tecnologías existentes para transformar fuentes no convencionales de gas natural en combustibles para vehículos tales como tecnologías de conversión de gas a líquido, de endulzamiento de gas, de tratamiento de metano en vetas de carbón o de tratamiento de hidratos de metano.

En el capítulo final del libro, titulado «Medio ambiente y sostenibilidad energética», el autor presenta la conclusión de su extensa así como prolija revisión de las cuestiones más relevantes en el sector energético global.

En una disertación final sobre sostenibilidad energética, el profesor Nersesian indica que el problema más acuciante para el planeta tal vez no sea el cambio climático, sino el agotamiento de las fuentes de energía fósiles, y que el principal objetivo de la política energética global debe ser encontrar fuentes alternativas y sustitutivas de aquellas, que eviten una crisis energética a escala global similar a la crisis de recursos naturales que sufrió la Isla de Pascua, descrita en el texto.

Tras analizar el papel que jugará cada fuente de energía en el camino hacia un futuro sostenible y destacar el papel del gas natural como combustible-puente, el autor delinea la profunda transformación que tendrá lugar en la industria de la energía y resalta el papel relevante de los avances tecnológicos y la utilidad de las herramientas de precios (tasas o impuestos sobre las emisiones contaminantes) en el proceso de transición.

El profesor Nersesian describe al final del libro una «solución» relativamente convencional al problema de la sostenibilidad energética a largo plazo: una matriz energética caracterizada por energía eléctrica proveniente de fuentes renovables (incluyendo, eso sí, centrales nucleares a prueba de fallos), y de biocombustibles derivados de materias primas no alimentarias).

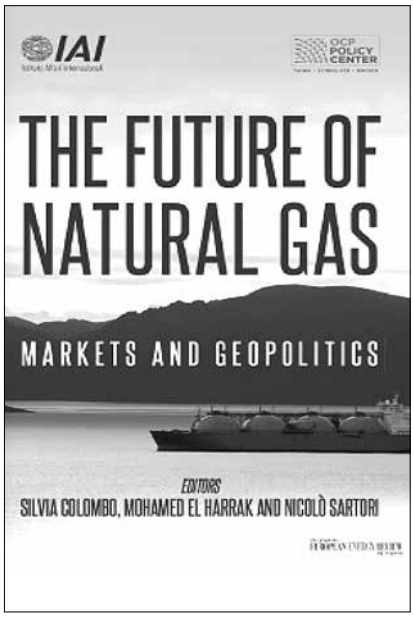
Jorge Fernández Gómez

THE FUTURE OF NATURAL GAS

MARKETS AND GEOPOLITICS

Silvia Colombo, Mohamed el Harrak y Nicolò Sartori (Eds.)

Diepenheim Lenthe/European Energy Review
OCP Policy Center e Istituto Affari Internazionali, 2016.



El papel de relevancia que está llamado a jugar el gas natural en la transición hacia la descarbonización de la economía convierte a esta fuente de energía primaria, no solo en objeto de seguimiento sino de estudio, habida cuenta de la importancia que tiene disponer del adecuado conocimiento para poder adoptar decisiones correctas tanto desde el punto de vista político como empresarial. No es de extrañar, por tanto, que para explicitar la alianza estratégica entre el Istituto Affari Internazionali y OCP Policy Center (dos *think-tanks* internacionales de sobrado prestigio), sus responsables hayan seleccionado el gas natural, a pesar de que hoy día existe toda una panoplia de información descriptiva y analítica al respecto que permite profundizar prácticamente en cualquier aspecto relacionado con el gas natural.

Precisamente, frente a toda esa información dispersa, esta obra nos ofrece, desde el rigor científico con el que sus autores tratan cada uno de los temas, una visión multiperspectiva muy completa sobre el presente y el futuro del gas natural. El resultado es un libro que, a lo largo de 11 capítulos, analiza de manera rigurosa el sector del gas natural abordando su aspecto geopolítico (llegando incluso a desmitificarlo en algunos casos, como el referente al gas ruso) con relación a la disponibilidad de los recursos, el desarrollo de políticas internas así como de los marcos regulatorios, la evolución de los patrones de producción y de consumo, y las estrategias de exportación e importación implementadas por los principales actores de este sector tanto a nivel regional como global. Adicionalmente, lo que resulta de especial utilidad para el lector, es que los autores no se limitan a describir aquellos aspectos de relevancia en cada uno de los capítulos, sino que ofrecen una visión crítica sólidamente fundamentada en una amplia documentación.

De acuerdo a su contenido, el libro comienza (capítulo 1) trasladando un mensaje inequívoco con respecto al papel del gas natural como energía de transición hacia una economía baja en carbono, si bien enfatiza la necesidad de que, para consolidar dicho papel, las instituciones políticas han de apoyar decididamente esta visión sobre todo si se tiene en cuenta la alta carga geoestratégica de esta fuente de energía primaria. En este sentido, los autores apuntan como novedad el hecho de que, en cierto modo, la percepción que se tiene acerca de que el gas es un combustible fósil muy politizado no se corresponde necesariamente con la realidad y, para ilustrar este aserto, citan el caso de Rusia que, más allá de las interrupciones puntuales de suministro, ha sido y continúa siendo un suministrador fiable para los países del centro de Europa.

El segundo aspecto relevante que aborda el libro (capítulo 2) es el papel del GNL como actor clave en la configuración de un mercado global de gas natural, una vez que este combustible fósil se ha consolidado como una *commodity* regional. El autor apoya, muy acertadamente, su tesis en:

la reducción de los costes a lo largo de toda la cadena de valor del GNL; el crecimiento de la demanda precisamente en países muy lejanos de las fuentes de suministro y en los que la producción doméstica es muy escasa o inexistente; y en la ventaja competitiva de esta forma de transporte, frente al gasoducto, que permite entrelazar los mercados regionales (EE UU, Asia-Pacífico y Europa) que configuran los flujos comerciales de gas natural en el mundo. En esta línea, los autores del capítulo apuntan la tesis de que la posibilidad de arbitraje que ya ofrece el GNL no solo fomenta la convergencia de precios entre regiones sino que contribuye, dada su flexibilidad y la viabilidad de una oferta cada vez más amplia (procedente de Norteamérica, Australia, África y Rusia), a reforzar la seguridad de suministro limitando, en consecuencia, las posibles injerencias políticas que pudieran darse en determinados países productores.

Junto al mencionado mensaje del crecimiento del comercio de GNL (especialmente el *spot*), el capítulo 3 del libro apunta a un factor que puede ser determinante en el comercio internacional de gas natural: EE UU como agente exportador de GNL. Aunque esta idea ya es mencionada por la EIA (2016) y la IEA (2016) en sus informes de perspectivas (señalando además este último el positivo efecto en la seguridad de suministro europea y cómo su precio podría ser más competitivo que el ruso), el autor de este capítulo (David Koranyi) pone el foco sobre determinados aspectos, poco tratados en la literatura correspondiente, relativos a los desafíos que han de afrontar, desde la perspectiva comercial, los proyectos de exportación de GNL norteamericano con el fin de explotar al máximo su potencial, entre otros: la eliminación de las restricciones comerciales aún existentes entre EE UU y Europa —en este sentido, el autor apunta a la oportunidad que se ha perdido con la paralización del TTIP—; y la necesidad de que Europa consolide la construcción del mercado interior de gas, para lo que resulta imprescindible disponer de la infraestructura de interconexión necesaria (proyectos de interés común), y de manera específica de un número apropiado de terminales de GNL, así como que se haga efectiva la implementación de todo el acervo regulatorio europeo.

La idea de flexibilidad y, por tanto, de refuerzo a la seguridad de suministro que proporciona el GNL particularmente en Europa es tratada de manera específica por Giacomo Luciani en el capítulo 5, volviendo a poner de manifiesto los desafíos anteriormente comentados al respecto. Con relación a este planteamiento, el autor llama la atención sobre determinados hechos: por ejemplo, poner el énfasis en la promoción (mediante subsidios, etc.) de determinadas fuentes de energía renovable, que paradójicamente han conducido a resultados contrarios a las expectativas, ya sea reduciendo las emisiones de GEI menos de lo esperado, y/o erosionando la seguridad de suministro. En este sentido, el autor destaca el mensaje, cada vez más reconocido y aceptado, de que, para crear una respuesta positiva desde el mercado energético a la descarbonización, las políticas correspondientes deberían basarse en imponer un precio suficientemente elevado a las emisiones de CO_2.

Complementariamente, en el capítulo 11, Jane Nakano analiza el papel de Japón dentro del mercado global de GNL, así como las estrategias del país nipón (con diferencia, el mayor importador de GNL en el mundo) desarrolladas para satisfacer su considerable demanda nacional de gas natural.

El resto del libro (capítulos 4, 6, 7, 8, 9 y 10) ofrece una visión y un análisis detallado de la dinámica de los mercados en determinadas regiones del mundo con un alto potencial como suministradores y/o como demandantes de gas —América del Sur, Mediterráneo

Este y Oeste, y África Subsahariana—, así como sobre el contexto geopolítico y con relación a las políticas específicas implementadas para desarrollar los correspondientes sistemas y mercados gasistas.

Por el contrario, donde quizás resulte menos novedoso el libro sea en el tratamiento que realiza Agata Toskot-Strachota del tema ruso (capítulo 8), no tanto por falta de profundidad en el análisis sino porque es difícil encontrar nuevas perspectivas para enfocar la estrategia del gigante Gazprom. No obstante, la autora apunta como tesis (coincidiendo en este análisis con el de otros autores, por ejemplo, Andersen, 2016) la disminución del precio del gas en los *hubs*, consecuencia del decrecimiento de la demanda en Europa, del sobreabastecimiento del continente (motivado por la creciente disponibilidad de GNL), así como de la liberalización e integración de los mercados gasistas de la Unión Europea, para justificar la presión sobre Gazprom, que no ha tenido más remedio que redefinir su estrategia de exportación aunque, a la vez, parece estar desarrollando instrumentos para incrementar su flexibilidad de operación en el mercado de la UE, haciendo uso de su poder de mercado para defender su *market share*.

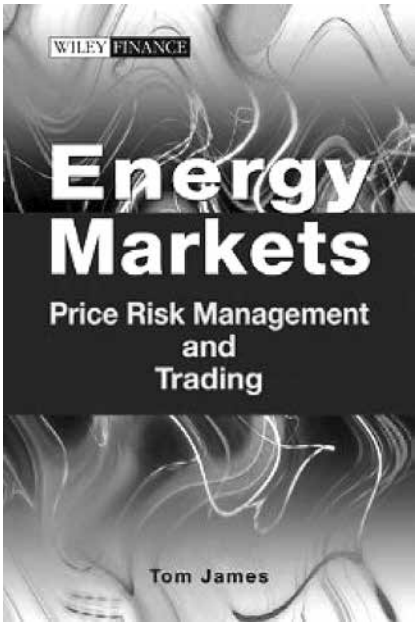
Se trata, en conclusión, de una obra, a mi juicio de lectura obligada, que ofrece al lector información detallada, tanto descriptiva como analítica, sobre las tendencias de un recurso natural que jugará un papel decisivo en forjar la economía global y modelar las dinámicas geopolíticas en las próximas décadas.

Emiliano Moreno López

ENERGY MARKETS
PRICE RISK MANAGEMENT AND TRADING

Tom James

Singapur: Wiley Finance. John Wiley & Sons, 2008.



Nos encontramos ante la obra de un autor, Tom James, con más de 25 años de experiencia en el mercado de la energía y las materias primas (o *commodities*). Comenzó su carrera en este campo en 1989 y la ha desarrollado en empresas de todo el mundo, tanto en las áreas de *trading*, como en asesoría y roles comerciales. Todo lo cual le ha aportado una experiencia amplia en esta industria, disponiendo de amplio conocimiento global en toda la cadena de suministro y operaciones de mercados físicos y derivados. Además de servir como asesor de energía senior para el Departamento de Defensa de EE UU, Tom es emprendedor y un prolífico escritor, que ha realizado múltiples publicaciones en las editoriales Wiley y Palgrave Macmillan sobre el tema de referencia.

La publicación es básicamente una guía destinada a profesionales para negociar en los mercados energéticos de materias primas y derivados, y optimizar el rendimiento utilizando las estrategias y herramientas adecuadas de gestión del riesgo. El material que incluye este libro aporta un bagaje de conocimiento imprescindible para poner en marcha los controles de gestión y las estructuras de información necesarias para asegurar los objetivos de cualquier programa de cobertura de riesgo, ayudando a definir, localizar y evitar los riesgos inesperados o no deseados.

Cualquier operador directo en estos mercados o inversor activo

en fondos de cobertura en el sector de la energía obtendrá una visión suficientemente precisa del funcionamiento de los mercados globales de la energía y los procesos, instrumentos y mecanismos de negociación de derivados. Un valor muy significativo es la gran cantidad de conocimientos y casos prácticos aplicados al mercado, donde son claves la aportación del autor y su experiencia en el comercio mundial de energía y materias primas y gestión del riesgo de precios.

La obra contiene 17 capítulos, que cubren básicamente todos los aspectos de la negociación de derivados en el mundo de la energía, al menos en cuanto a los conceptos básicos necesarios. Es muy encomiable la inclusión y la explicación concisa, pero precisa, de términos y conceptos necesarios para entender los mercados de derivados y el riesgo. Los tres primeros capítulos —imprescindibles para quien desee iniciarse en la materia— explican con notable claridad las fuentes del riesgo y describen los instrumentos ampliamente utilizados (futuros, opciones, *swaps*) en los mercados de derivados.

El mercado global de la energía no puede entenderse sin la pieza clave, que es el mercado del petróleo. Por ello, el autor incluye un capítulo entero dedicado a describir en detalle este mercado global, con sus conceptos básicos y los mecanismos de formación del precio del crudo, en colaboración con Taimur Hadi, director de estrategia y desarrollo de negocio del Dubai Mercantile Exchange. El capítulo describe este mercado energético global de referencia, donde se ejecuta diariamente un enorme volumen de transacciones físicas y en derivados, y donde se utilizan los instrumentos de riesgo más avanzados; y, como base de todo, permite conocer detalles esenciales en la fijación del precio del crudo, donde sorprendentemente existe un gran desconocimiento, como subraya el autor, a pesar de la decisiva importancia de esta *commodity* en la economía mundial y en los episodios de crisis conocidos por todos.

Otro mercado con vocación de convertirse en un mercado global, como es el mercado de emisiones de CO_2, es también objeto de un capítulo. No obstante, las diversas circunstancias que han influído, sobre todo negativamente, en el desarrollo de estos mercados desde la fecha de esta publicación hacen que esta aportación pueda considerarse ya ciertamente marginal. Otros mercados, como el de gas natural licuado —GNL o LNG—, sin embargo, han tenido un desarrollo muy importante y tienen actualmente un gran protagonismo en el panorama energético mundial. Una actualización de esta publicación sin duda alguna debe recoger esta realidad del panorama energético mundial.

Los siguientes cuatro capítulos se centran en dos conceptos técnicos fundamentales en el análisis de riesgo, como son la valoración de opciones y el *value at risk.* Este último es uno de los conceptos centrales en la medición del riesgo y para la construcción de los modelos para valorarlo, y su comprensión se hace imprescindible. Hay que decir que es muy encomiable la simplicidad y claridad con la que el autor aborda este concepto, sin entrar en complejos tecnicismos y en el tradicional desarrollo matemático, que sin embargo cualquier lector debe abordar para poder profundizar. Para ello existe amplia literatura, al aplicarse también este concepto profusamente en los mercados financieros.

No falta contenido dedicado a la organización de una unidad de control de riesgo y su aplicación. Como comentábamos previamente, un gran valor de esta publicación es el uso ilustrativo continuado de ejemplos y escenarios prácticos, y los encontramos profusamente en estos capítulos. También es altamente práctico el capítulo dedicado al análisis técnico y herramientas de los mercados de derivados.

Esta publicación puede considerarse como un buen manual básico para todo aquel que desee introducirse en el mundo de la gestión del riesgo y los instrumentos a su disposición. No pretende llegar a los fundamentos teóricos y formulaciones exhaustivas, que sí serían precisos para un conocimiento más sólido del modelo del riesgo, sino más bien abarcar la mayor parte de los conceptos necesarios para disponer de una visión global y muy práctica de estos mercados. Sin duda, el esfuerzo de síntesis que lleva a cabo el autor se hace notar al ver el resultado de la obra, consiguiendo abarcar en ella todos los conceptos clave necesarios, con ejemplos altamente ilustrativos sin perder en ningún momento amplitud ni rigor.

Raúl Santamaría Álvarez

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA *Secretaría de Estado de Comercio*

TOWARD A NEW GAS MARKET MODEL IN SPAIN

CONTENTS

Foreword 3
Natural gas as a stakeholder in European energy policy: production and consumption trends. Its role in the transition towards a low-carbon economy
Álvaro Nadal Belda

Introduction 11
Antonio Erias Rey

The organised gas market in Spain: fundamentals and development 17
Antonio Erias Rey

Natural gas markets in Europe. Relevant factors for their development 33
Eloy Álvarez Pelegry

The role of system technical managers in the development of European markets: the Spanish case 47
Diego Vela Llanes

The Iberian Peninsula, a liquefied natural gas hub 61
Sergio López Pérez

The retail gas market in Spain: model and relationship with the organised wholesale market 73
Rocío Prieto González

Natural gas futures markets 93
Jorge Fernández Gómez

Interaction of climate and energy policies: implications on technology and the emission rights market 111
Jesús Ángel Dopico Castro and Antonio Erias Rodriguez

ECONOMIC FORUM

Industrial concentration of companies in local work markets in the region of Murcia 127
Ángel Manzanares Gutiérrez and Prudencio José Riquelme Perea

BOOKS 143
Reviews

CONTENTS 151
Contents and abstracts

Coordinator: Antonio Erias Rey

ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy

Natural gas markets in Europe. Relevant factors for their development

Abstract: This article identifies and defines gas markets in Europe, focusing the examination on wholesale gas markets. To do this, the various concepts are outlined and the parameters characterising them are examined. The article then moves on to review various analyses assessing the functioning of the markets, identifying those experiencing a greater development, and concluding with the most relevant points on future trends.

Key words: market development, OTC, TTF, organised markets, hubs.

JEL Classification: G18, L11.

DOPICO CASTRO, Jesús Ángel and ERIAS RODRÍGUEZ, Antonio

Interaction of climate and energy policies: implications on technology and the emission rights market

Abstract: The European Union has defined its energy and climate policies in a framework of coordination of both policies. This article analyses the implications of the interaction of these two policies on the choice of electricity generation technologies and the European emission rights market. The price of CO_2 is a fundamental signal for switching from technologies with intensity in high emissions towards other cleaner ones. The price signal should be enough to induce this fuel substitution process, and it is indispensable to introduce reforms in the design and implementation of the European climate agenda.

Key words: coordination of policies, EU ETS, environmental policy, fuel switching.

JEL Classification: D62, E61, O13, O31, O33.

ERIAS REY, Antonio

The organised gas market in Spain: fundamentals and development

Abstract: According to the European gas market model, the Spanish gas system has the characteristics required to consolidate a hub (understood as a wholesale market). However, until the setup of an Organised Gas Market (MIBGAS), our country lacked the opportunity to develop a transparent and liquid wholesale market. This article reviews the conceptual and regulatory framework of MIBGAS, and it further analyses how the price signal can be considered representative of spot contracts of Spanish wholesale gas markets. Finally, there are some reflections on the future development of MIBGAS.

Key words: offer and demand factors, liquidity, price signal, regulation.

JEL Classification: G18, L11, Q32.

FERNÁNDEZ GÓMEZ, Jorge

Natural gas futures markets

Abstract: Wholesale natural gas markets in Europe and, in general, energy markets have witnessed significant transformations in recent years due to changes in the sector and financial regulations and the extensive introduction into the market of electronic trading platforms, leading to a spectacular increase of volumes traded. In the new context of energy markets, the borders between organised forward markets and broker platforms operating on the OTC forward market have blurred, as both are providing increasingly similar and interchangeable services. However, organised forward markets shall continue to play a key role in European gas systems as tools disseminating transparent prices, facilitating access to the wholesale market, guaranteeing the security of forward transactions, and fostering overall market integrity.

Key words: organised forward energy markets, natural gas, OTC market.

JEL Classification: G13, L71, Q4.

LÓPEZ PÉREZ, Sergio

The Iberian Peninsula, a liquefied natural gas hub

Abstract: Given the short-term expectation of excess supply of liquefied natural gas (LNG) on a world scale, we are witnessing a change in the dynamics of this market. In this setting, with a series of projects to build LNG hubs, the Iberian Peninsula's geostrategic position, the fact investments have already been made and that third-party access to facilities is regulated, can see it play an essential role as last resort LNG market. Making the Iberian Peninsula an LNG hub and developing an associated organised market is an opportunity that should not be wasted.

Key words: natural gas, hub commerce, LNG model, Spain, Iberian Peninsula.

JEL Classification: G18, L11.

MANZANARES GUTIÉRREZ, Ángel and RIQUELME PEREA, Prudencio José

Industrial concentration of companies in local work markets in the region of Murcia

Abstract: Empirical research reveals that the location of companies is not random. Instead, there are location patterns. Companies concentrate geographically because they obtain profits and gain advantages from being located close to one another. This article compares the result of industrial concentration of companies in the municipalities, counties, and Local Work Markets (LWM) of the region of Murcia. The analysis uses industrial concentration indices of Ellison-Glaeser and Maurel-Sédillot. The goal is to identify industrial specialisation in the territory employing various spatial units of analysis.

Key words: concentration indices, specialisation, localisation, externalities.

JEL Classification: J4, R1.

NADAL BELDA, Álvaro

Natural gas as a stakeholder in European energy policy: production and consumption trends. Its role in the transition towards a low-carbon economy

Abstract: Natural gas is set to have a star role in the transition of Europe towards a decarbonised energy sector. If Europe wants the procurement of this gas to take place in competitive conditions and guaranteeing supply security, it must take advantage of the opportunity offered by the development of the global Liquefied Natural Gas market to increase its sources of supply and develop a true natural gas interior market. The development of sufficient gas interconnections is key in this context.

Key words: liquefied natural gas (LNG), climate change, supply security, interconnections.

JEL Classification: G18, L11.

PRIETO GONZÁLEZ, Rocío

The retail gas market in Spain: model and relationship with the organised wholesale market

Abstract: The article describes the retail gas market in Spain, the structure of the market and it analyses the competition of the same, viewing its development in absolute and relative terms, compared with other European markets. For each of the market segments, it analyses the specific situation and it proposes a continuous improvement to attain a framework which is simpler, more flexible, and transparent with the goal of allowing Spanish consumers to enjoy better prices.

Key words: consumer, competition, marketers, price.

JEL Classification: D18, L44, L51, L95.

VELA LLANES, Diego

The role of system technical managers in the development of European markets: the Spanish case

Abstract: Achieving mature, liquid, transparent and competitive markets focuses the efforts of agents in general and, particularly, of the system technical manager (STM). The gateway to this market is an advanced and consolidated gas system, whose progress has become apparent as the years have gone by. This progress has been accompanied by own legislation, consistent with the national and European framework. Specifically, Circular Letter 2/2015 and Royal Decree 984/2015 have involved a turning point in gas operating methods. Therefore, new tools and processes arise requiring development and adaptation, where the system technical manager plays a key role.

Key words: energy, gas, markets, system technical manager.

JEL Classification: L95, O13, Q41.

NORMAS PARA EL ENVÍO DE ORIGINALES

Los artículos que se envíen para publicar en ***Información Comercial Española. Revista ICE*** deberán ser originales, no publicados, ni en proceso de evaluación por otra publicación. Los trabajos recibidos serán sometidos para su aceptación a evaluación externa anónima.

1. Las contribuciones se enviarán en formato Microsoft Word, a la siguiente dirección de correo electrónico: *revistasice.sscc@comercio.mineco.es*

2. En la primera página se hará constar el nombre y dos apellidos, la fecha de conclusión del trabajo, así como la filiación institucional del autor y la forma en que desea que sus datos aparezcan.

3. La extensión del trabajo no será inferior a 20 páginas ni superior a 25 folios Dina-4, incluidos gráficos, cuadros, notas y bibliografía.

    a. Tipo de letra: Times New Roman 12, márgenes de 3 cm y párrafos con interlineado a doble espacio. Los encabezamientos de cada apartado, numerados, en minúscula y en negrita, distanciándose dos espacios del anterior párrafo. Las páginas irán numeradas correlativamente en la parte inferior. Los encabezamientos de cada subapartado se pondrán en redonda negrita, y el tercer nivel en cursiva.

    b. Las ecuaciones irán centradas y en caso de numeradas, a la derecha entre corchetes.

4. Todos los gráficos, cuadros o tablas han de ser originales y tendrán un número correlativo, el título en la parte superior y la correspondiente fuente y/o nota aclaratoria en la inferior izquierda. Se enviarán en archivo independiente y en formato Excel con suficiente calidad técnica. A lo largo del texto se indicará el lugar exacto en que ha de insertarse cada gráfico, cuadro o tabla.

5. Los artículos deberán incluir un resumen del contenido, que no excederá de 100 palabras en el que se reflejen los elementos más importantes. Se incluirán de 3 a 6 palabras clave que no coincidan con las del título, y de 2 a 6 códigos de materia según la clasificación del *Journal of Economic Literature* (JEL), para lo que se puede acceder en *https://www.aeaweb.org/jel/guide/jel.php*

6. Las citas de libros y artículos en el texto se indicarán entre paréntesis con el apellido del autor y el año. Ej.: (Martínez, 1991).

7. Las notas a pie de página irán integradas en el texto con las llamadas en el lugar correspondiente del mismo. Las referencias a siglas deben ir acompañadas, en la primera ocasión en que se citen, de su significado completo.

8. Los anexos se insertarán tras la bibliografía. Deberán llevar un título y una breve explicación del contenido.

9. Al final del texto se recogerá la bibliografía utilizada. Con el nombre de “Referencias bibliográficas”, en orden alfabético y siguiendo las normas de la Asociación Americana de Psicología Harvard-APA en *http://cibem.org/paginas/img/apa6.pdf*

Libros: (1) Apellidos, e iniciales de los autores, (2) año de publicación, (3) *título completo*, (4) lugar de publicación, (5) nombre de la editorial.

Ej.: FISHER, I. (2013*). Dinero, capital y crisis: escritos escogidos.* Madrid: Fundación ICO.

Ej.: EDVINSSON, L. y MALONE, M.S. (1997). *Intellectual Capital: Realizing Company's True Value by Finding its Hidden Brain Power*. Nueva York: Harper Collins Publishing.

Artículos: (1) Apellidos e iniciales de los autores, (2) año de publicación, (3) título completo del artículo entre comillas, (4) nombre de la revista (*en cursiva)*, (5) número y/o volumen, (6) páginas.

Ej.: VIÑALS, J. (1983)."El desequilibrio del sector exterior en España: una perspectiva macroeconómica". *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 634, diciembre, pp. 27-35, Madrid.

Ej.: BARNEY, J. B. (1986). "Organizational Culture: Can It Be a Source of Sustained Competitive Advantage?". *Academy of Management Review*, vol. 11, nº 3, pp. 656-665.

Otras fuentes: para citar documentos de trabajo o informes, indicar claramente la institución que publica o edita el trabajo, la fecha y lugar de la publicación.

Ej.: COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2013): *Informe sobre el efecto del día de la semana en la determinación de los precios de los carburantes*, Madrid.

Páginas Web: Si se incluyen en las citas alguna referencia a páginas web donde se hayan obtenido documentos, se pondrá la referencia completa de la dirección de internet y una indicación de la fecha de consulta.

Ej.: HILERA, J.R., GARCIA, E. y MARCOS L. (2010, febrero). "Análisis comparativo de estándares y modelos de calidad" Comunicación presentada en *el I Congreso Iberoamericano sobre Calidad de la Formación Virtual*: CAFVIR 2010, 24-26 de febrero. Alcalá de Henares: Universidad de Alcalá, pp. 168-17. Recuperado 20 de octubre de 2014 de *http://www.uah.es/biblioteca/ayuda_formacion/estilos_citas.html#harvard*

Ej.: UNIVERSIDAD DE GERONA (2012, enero). Portal Euroamericano de Historia y Antropología Jurídica. Recuperado 28 de noviembre de 2013, de *http://www.udg.edu/pihd/PIHD/Presentacio/tabid/14002/language/es-ES/Default.aspx*

Los artículos publicados estarán disponibles en *www.revistasice.com*

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA. REVISTA DE ECONOMÍA (ICE)

SUSCRIPCIÓN ANUAL

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA. REVISTA DE ECONOMÍA (6 NÚMEROS/AÑO)			
	ESPAÑA 1 año	**UNIÓN EUROPEA 1 año**	**RESTO DEL MUNDO 1 año**
SUSCRIPCIÓN	75,00 €	90,00 €	90,00 €
Gastos de envío España	7,08 €	30,12 €	48,30 €
Más 4% de IVA. Excepto Canarias, Ceuta y Melilla	3,28 €		
TOTAL	**85,36 €**	**120,12 €**	**138,30 €**

EJEMPLARES SUELTOS

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA			
	ESPAÑA 1 ejemplar	**UNIÓN EUROPEA 1 ejemplar**	**RESTO DEL MUNDO 1 ejemplar**
NÚMERO SUELTO	15,00 €	20,00 €	20,00 €
Gastos de envío España	1,18 €	5,02 €	8,05 €
Más 4% de IVA. Excepto Canarias, Ceuta y Melilla	0,65 €		
TOTAL	**16,83 €**	**25,02 €**	**28,05 €**

DATOS

Nombre y apellidos .....
Empresa .....
Domicilio .....
D.P. ..... Población .....
N.I.F. .....
Teléf. ..... Fax .....
E-mail .....

Transferencia a la cuenta de ingresos por venta de publicaciones del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad
IBERCAJA. Callé Alcalá, 29. 28014 Madrid (España)
CÓDIGO CUENTA CLIENTE: 2085-9252-07-0330598330
CÓDIGO BIC DE IBERCAJA: CAZRES2Z
IBAN: ES47 2085-9252-07-0330598330

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD
SUBSECRETARÍA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA
SUBDIRECCIÓN GENERAL DE ESTUDIOS, INFORMACIÓN Y PUBLICACIONES

Suscripciones y ventas por correspondencia:
Paseo de la Castellana, 162, 9.ª planta. 28046 Madrid. Teléfono 91 603 79 97/93

Suscripciones a través de la página web del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad
distribuciónpublicaciones@mineco.es

Últimos números publicados

Núm. 891
La Administración Pública en el Siglo XXI

Núm. 892
Economía y cambio climático. Reto y oportunidad

Núm. 893
Economía del terrorismo

Núm. 894
Estrategia e internacionalización de la empresa turística

Números en preparación

La economía digital

Migraciones y productividad

Revista de Economía

ICE

Información Comercial Española

Ministerio de Economía, Industria y Competitividad

00895

9 770019 977006

GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD