

El mercado organizado de gas natural en España: situación y elementos relevantes en su desarrollo

Antonio Erias Rey

Catedrático de Universidad. Presidente de MIBGAS S.A.

La puesta en marcha del Mercado Organizado de Gas español (MIBGAS) en diciembre de 2015 ha supuesto un hito en el proceso de desarrollo y maduración del mercado mayorista de gas en nuestro país: (1) al permitir que se generen señales de precios de corto plazo (*spot*) consistentes y fiables; (2) al facilitar el acceso a nuevos participantes, independientemente de su poder de mercado; y (3) al ofrecer, a los agentes que operan en dicho mercado nuevas herramientas para flexibilizar su cartera así como aprovisionarse dando lugar a un incremento de la competencia en el mercado que redundará en beneficio de los consumidores finales.

En España, hasta la creación de MIBGAS por ley (Ley 8/2015, de 21 de mayo)¹, no

existía un mercado mayorista organizado de gas. Así, las operaciones de compra-venta se realizaban exclusivamente en un mercado bilateral no regulado (OTC: *Over-the-Counter*)² en los que la única obligación de información se refería a la notificación de los volúmenes transaccionados, declarados a efectos de balance en la plataforma electrónica del Gestor Técnico del Sistema (plataforma MS-ATR, de ENAGAS).

Podría afirmarse, en consecuencia, que la opacidad del precio del gas en España era casi completa ya que para encontrar algún referente había que recurrir a los precios en frontera (declarados en aduanas), a las subastas reguladas (correspondientes a la adquisición del gas de Operación y del gas Ta-

lón por parte del transportista, así como por parte del Gestor Técnico del Sistema, del gas Colchón necesario para el funcionamiento de los almacenamientos subterráneos), o las relativas a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

No obstante, ha de tenerse en cuenta que más allá de la creación de un mercado organizado, para que el mercado mayorista de gas en España alcance su máximo desarrollo (llegando a conformar un *Hub*³ de gas maduro), y subsecuentemente un elevado nivel de liquidez, resulta imprescindible la concurrencia de todos los actores del sistema gasista: desde las Administraciones Públicas e instituciones relacionadas, llevar a cabo -sobre la base de las directrices de la Unión Europea- los desarrollos reglamentarios necesarios

¹ Ley 8/2015, de 21 de mayo, BOE núm. 122, 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.

² Las transacciones en el mercado mayorista secundario pueden realizarse en un mercado organizado, donde existe una contraparte central entre compradores y vendedores que fija los términos de la transacción y asegura su cumplimiento con reglas explícitas de funcionamiento, con productos estandarizados y transparentes; o, en un mercado no organizado (OTC: *Over-the-Counter*), donde el comprador y el vendedor negocian el acuerdo de forma directa (y por tanto, generalmente de manera opaca), con contratos a medida y con la intervención de un *broker* (intermediario) solo en el caso que las partes lo estimen necesario.

³ El *Hub* gasista puede entenderse, de forma general, como el conjunto de instituciones y regulaciones que definen el mercado mayorista de gas. Complementariamente, en sentido estricto, por *Hub* gasista se entiende un punto virtual de negociación asociado a una zona de "entrada-salida", o el conjunto de infraestructuras de transporte que definen una zona de balance en el sistema gasista (*Hub* físico). Por su parte, el tamaño de estas zonas (en las que los comercializadores podrán negociar gas libremente) será tan grande como lo permitan las infraestructuras existentes. Como regla general, una zona de "entrada-salida" no debería definirse sobre la base de las fronteras nacionales, sino de acuerdo con la realidad física del sistema gasista y de las necesidades del mercado.

para consolidar sus cimientos y estimular el mayor grado de participación posible; y desde el propio sector, apostar decididamente por la libre competencia participando activamente en el mercado organizado.

Confirmando lo anterior, los recientes acontecimientos vividos en el mercado eléctrico y gasista, sobre todo en el mes de enero, con marcados picos de precios tanto en el eléctrico como en el gasista, y una situación general de una cierta escasez de energía, ponen de manifiesto, una vez más, la necesidad de disponer de instituciones de mercado sólidas y bien diseñadas. En momentos de escasez energética es muy importante que las señales de precios que se generan en los mercados mayoristas reflejen la realidad del balance entre la oferta y la demanda de energía, así como que resulten creíbles tanto para los agentes participantes en los mercados, como para los legisladores, las autoridades regulatorias, y para el público y los consumidores en general.

De esta manera, un mercado mayorista de energía que funcione adecuadamente facilitará, por parte de los comercializadores, la gestión de los riesgos asociados a la volatilidad de los precios, lo que a su vez redundará en productos minoristas más ajustados a las necesidades y preferencias de los consumidores finales de energía y, por tanto, a decisiones de producción y consumo más eficientes. Además, ofrecerá oportunidades de entrada a nuevos comercializadores contribuyendo a incrementar la competencia tanto en el citado mercado mayorista (donde se define el precio de la *commodity*) como, subsecuentemente, en el mercado minorista.

Por su parte, los resultados que ha obtenido el Mercado Organizado de Gas en su primer

año completo de funcionamiento son muy esperanzadores pudiendo afirmarse, aunque todavía con prudencia, que ha tenido éxito en la creación de una señal de precios, sólida, reputada y creíble, aunque todavía queda camino por recorrer para alcanzar el objetivo de conseguir una liquidez razonable.

Por ello, habida cuenta del papel estratégico que en la creación de un mercado mayorista de gas líquido en España juega el mercado organizado, el presente artículo persigue dar a conocer la realidad de MIBGAS, así como apuntar sus líneas naturales de avance en aras a alcanzar el nivel de liquidez más alto posible. En las próximas secciones, una vez justificada su necesidad, se expone el marco jurídico (europeo y nacional) que lo sustenta, así como su mecánica de funcionamiento y los productos y servicios que ofrece; por último, se explicitan los resultados más relevantes alcanzados en 2016, destacándose los hitos que han influido en la consecución de los mismos, y se realiza una propuesta sobre las posibles líneas de avance en los próximos años.

JUSTIFICACIÓN Y MARCO JURÍDICO

La opacidad del mercado mayorista de gas en España y su desconexión con el objetivo estratégico de la Unión Europea de consolidar un Mercado Interior de gas natural, justifican sobradamente la creación de MIBGAS.

Para entender las claves del desarrollo del Mercado Organizado de Gas en España es necesario, previamente, analizar el marco normativo europeo toda vez que dicho marco es la causa-raíz que ha dado lugar a la transformación estructural de los mercados mayoristas de gas en Europa. Unas

transformaciones a las que el mercado español se ha sumado con cierto retraso y que, como se detallará más adelante, se han explicitado con la publicación de la ya mencionada Ley 8/2015 de 21 de mayo.

Estructura del mercado de gas natural en Europa: el Mercado Interior de la Energía

Desde el último tercio del siglo XX, el gas natural desempeña un papel fundamental en la escena energética europea. Con una cuota de consumo alrededor del 20%⁴ desde los años noventa, el gas natural supone un elemento básico para cubrir las necesidades energéticas en Europa, constatándose así su importancia en la *mix* de energía primaria; se trata, por tanto, de una fuente de energía relevante para el continente que requiere un enfoque estratégico a largo plazo.

Sin embargo, la alta dependencia de las importaciones -lo que provoca una situación de riesgo para la seguridad de aprovisionamiento acentuada como consecuencia de una escasa diversificación (Figura 1), con Rusia, Noruega y en menor medida Argelia dominando el suministro, y a pesar del incremento que sistemáticamente se está registrando en el suministro de GNL o gas natural licuado (que alcanzó en 2015, el 12% de la oferta, con Qatar como principal suministrador)-, así como la mencionada falta de diversificación del suministro conforman el actual escenario gasista europeo.

En síntesis, un escenario de elevada dependencia y de falta de diversificación en el suministro al que se une, todavía en algunos Estados miembros, la falta de transparencia del mercado mayorista evidencia, de esta manera, los riesgos intrínsecos (ya sea por

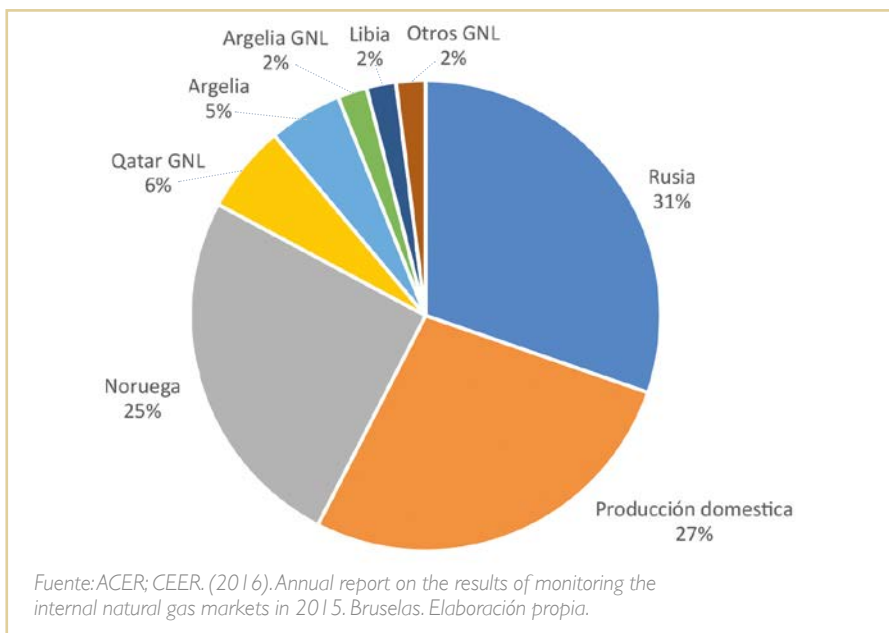
⁴ COMISIÓN EUROPEA. (2016). EU energy in Figures. Energy statistical pocketbook. Comisión Europea. Bruselas. Recuperado 27 de febrero de 2016 de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy-2016_web-final_final.pdf

razones sociales: necesidad de asegurar el suministro; o por razones de índole económica: al tratarse de un sector cuyas inversiones son muy intensivas en capital) del sector gasista europeo, existiendo la duda razonable sobre la viabilidad de que dichos riesgos puedan mitigarse sobre la base de un mercado de gas apalancado, tradicionalmente, sobre contratos de suministro a largo plazo -a pesar de que los mismos (cuyo origen data de 1959) contribuyeron a la aparición de un mercado gasista en Europa-, y que todavía sirven de referencia.

Sin embargo, la evolución del citado mercado ha demostrado que este modelo tradicional de relación comercial (típicamente bilateral y opaca) frenaba la implantación de una estructura más competitiva, construyendo barreras de acceso a nuevos participantes y, por tanto, dificultando la competencia con la carga de perjuicio correspondiente tanto para los consumidores finales como para la competitividad de la economía.

Para corregir esta situación, la Unión Europea se propuso desarrollar la visión de un Mercado Interior de la Energía (de la electricidad y el gas) que crease oportunidades comerciales y fomentase el comercio transfronterizo de forma transparente, a fin de conseguir: (1) mejoras de la eficiencia; (2) precios competitivos; (3) un aumento de la calidad del servicio; (4) seguridad de suministro; y (5) sostenibilidad energética.

Figura 1. Cuota de abastecimiento, por origen y tipo de suministro de gas natural en la Unión Europea (2015)



De manera específica, en lo que respecta al gas natural (GN), se trata de que éste circule dentro del territorio de la Unión Europea (UE) movido, exclusivamente, por las fuerzas de los mercados; un concepto ya establecido en los EE.UU⁵, como resultado de la liberalización del sector gasista llevada a cabo durante los años 70 y 80.

En este modelo de mercado, un elemento relevante para su desarrollo lo constituye la existencia de un mercado líquido, tanto

de corto plazo como de futuros, que promueva una señal de precio (transparente), sensible al estado de la oferta y de la demanda de gas natural, donde los participantes, independientemente de su poder de mercado, no encuentren barreras de acceso artificiales y dispongan de la posibilidad de encontrar instrumentos que les permitan flexibilizar⁶ sus carteras, así como aprovisionarse facilitando, además, la gestión de los riesgos asociados a la volatilidad de los precios.

⁵ International Energy Charter. (2007). Putting a Price on Energy: New Report on International Oil and Gas Pricing Mechanisms. Energy Charter Secretariat. Bruselas. Recuperado 1 de marzo de 2017 de <http://www.energycharter.org/media/news/article/putting-a-price-on-energy-new-report-on-international-oil-and-gas-pricing-mechanisms/>

⁶ La flexibilidad que demandan los traders puede diferenciarse en geográfica y temporal. La primera, hace referencia a la capacidad para optimizar el ejercicio de la opción a elegir puntos de entrada y salida del sistema (entry-exit). La segunda, por su parte, se refiere a realizar dicha optimización a lo largo del tiempo. Las principales fuentes de flexibilidad, tanto temporal como geográfica, presentes en los mercados mayoristas de gas europeos son: Mercados secundarios de asignación de capacidad en áreas entry-exit; Cláusulas de opcionalidad (swing) o interrumpibilidad incorporadas en los contratos; Nominaciones (o renominaciones) en el muy corto plazo (short-notice renominations); Uso de capacidad de inyección, almacenamiento y extracción en almacenamientos subterráneos, almacenamiento en plantas de regasificación y utilización de las interconexiones; Operaciones en los mercados spot (día siguiente e intradía); OBAs (Operational Balancing Agreements); y Almacenamiento en el gaseoducto (linepacking). Será la regulación y la normativa de cada sistema gasista la que defina el nivel de flexibilidad del que dispongan los usuarios de la red de transporte sin incurrir en penalizaciones por desbalances entre las entradas y salidas programadas (Keyaters, 2012).

Se trata, por tanto, de un mercado mayorista entendido éste como un *Hub*, físico o virtual, en el que un conjunto de agentes (transportistas, *traders*, consumidores...) pueden intercambiar productos y servicios, tanto físicos como financieros, relacionados con transacciones de gas (físicas en el Punto Virtual de Balance o PVB, así como de adquisición de capacidad de transporte y de almacenamiento), convirtiéndose de esta manera en puntos de referencia, tanto para el *trading* como para la formación de precios, a nivel nacional e internacional⁷. De esta manera, los *hubs* se consolidan como la estructura nacional de mercado mayorista que potencia el desarrollo de un Mercado Interior de gas altamente competitivo.

Y para conseguir esta transformación, cuyo objetivo se focaliza en consolidar unos mercados nacionales de gas más eficientes, flexibles, líquidos y competitivos, la estrategia de la UE se cimienta, fundamentalmente, sobre tres paquetes legislativos desarrollados entre 1998 y 2009⁸.

Por medio del citado acervo, se introdujeron dos cambios estructurales en los mercados gasistas que resultaron decisivos en el proceso de construcción de los mencionados *hubs*: (1) TPA (*Third Party Access*), centrado en permitir y facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución; y (2) *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.

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente que la visión de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) sobre un mercado de gas competitivo en Europa, basada en un conjunto de zonas *entry-exit* con puntos de intercambio virtuales (*hubs*) líquidos e interconectadas mediante un nivel apropiado de infraestructuras que permita al gas fluir libremente entre ellas, llevándose a cabo la transacción allí donde éste sea más valorado por los agentes, sigue plenamente vigente⁹. Consecuentemente, el principal vector de cambio está en la migración de sistemas de flexibilidad *ex post* a sistemas *ex ante* con penalizaciones por desbalance, bajo el impulso de los Códigos de Red¹⁰ desarrollados por ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) y al amparo de lo establecido en el Tercer Paquete Legislativo (ver Nota 6).

Una visión, por tanto, coherente con el objetivo que establece el Reglamento de la Comisión Europea nº 715/2009 (ver Nota 10) de desarrollar un **mercado mayorista de gas natural transparente** que funcione adecuadamente y que genere beneficios para los consumidores en forma de un suministro de gas seguro y de competencia efectiva en el mercado minorista. *Este ambicioso*

objetivo debería conformar, por tanto, el hito final de la hoja de ruta para la creación y el desarrollo del Hub gasista español.

Según el GTM (*Gas Target Model*), el requisito de mercado mayorista transparente es interpretado como la creación, a través de mercados organizados y plataformas de *brokers*, de un mercado *spot* líquido, así como de un mercado a plazo o de futuros que permita la gestión del riesgo y el aprovisionamiento. En este sentido, el modelo afirma en sus recomendaciones como la existencia de un mercado organizado actúa como contraparte central en las transacciones facilitando la compraventa, dándole transparencia al proceso, proveyendo de una señal de precio de confianza y permitiendo formas alternativas en la gestión del riesgo a un coste razonable.

Un mercado *spot* líquido generará señales de precios creíbles sobre el valor de la energía en el corto plazo que recogerán toda la influencia 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. Por su parte, un mercado a plazo líquido facilitará el acceso al mercado, al permitir a nuevos entrantes en el mercado minorista realizar coberturas mediante instrumentos derivados. En el peor de los casos, aunque no indujese la entrada efectiva de nuevos comercializadores, un mercado a plazo líquido facilitará

⁷ Energía y Sociedad (2014). Manual de la energía-Gas. Madrid. Recuperado el 1 de marzo de 2017 de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/gas/>

⁸ Particularmente, cabe destacar el contenido del "Tercer Paquete Legislativo" (año 2009) integrado por: Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior del gas natural; Reglamento 713/2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía; y Reglamento 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

⁹ ACER (2016): European Gas Target Model Review and Update. Lubliana.

¹⁰ 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.

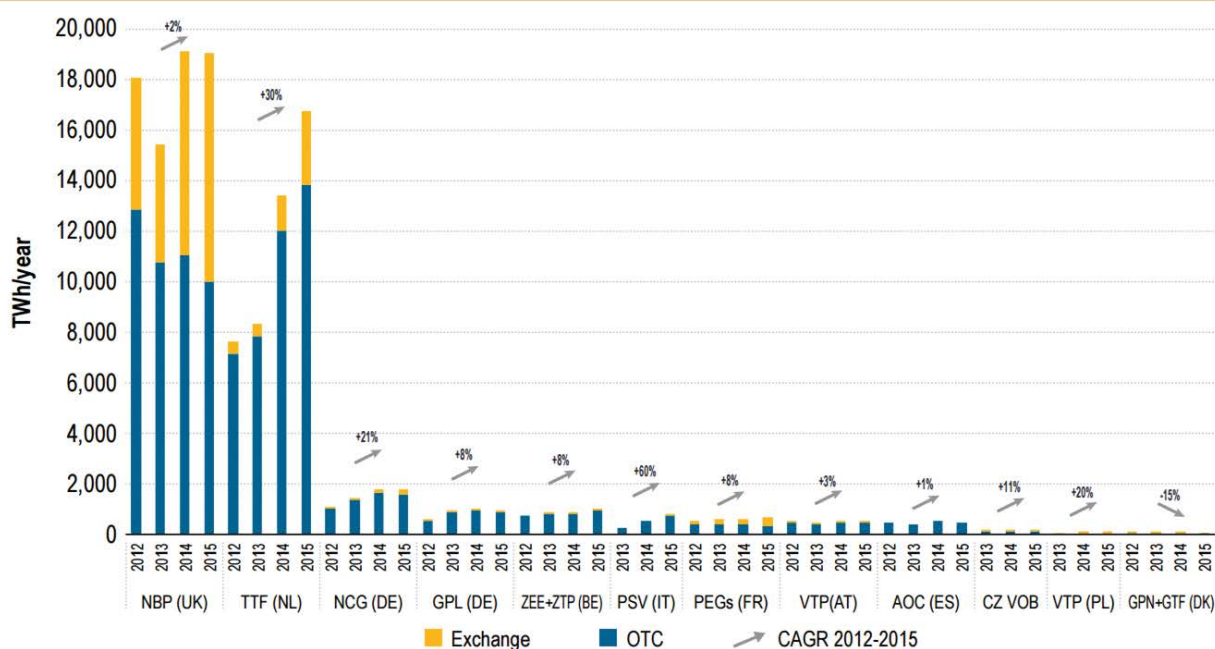
que el minorista sea “disputado” o “contestable”¹¹ y que los resultados del mismo, en términos de precios y cantidades, sean más competitivos. Por tanto, es evidente que el regulador europeo (ACER) hace especial hincapié en la liquidez como termómetro de un buen funcionamiento del mercado, tanto *spot* como a plazo¹².

Las transformaciones de los mercados destacadas anteriormente, así como la frontera cada vez más difusa entre los tradicionales mercados regionales gasistas (Europa, EE.UU y Asia), ha hecho que el proceso de implementación y consolidación de los *hubs* continentales desde sus comienzos sea continuo, gradual e irreversible, aunque

con diferentes amplitudes en sus periodos de transición¹³.

Generalmente los *hubs* virtuales exhiben en sus inicios una liquidez relativamente baja y muy condicionada por la demanda de productos *spot*, lo que los convierte en mercados marginales claramente enfocados al ajuste

Figura 2. Volúmenes negociados en los hubs de la Unión Europea, desagregado entre mercado organizado (Exchange) y broker (OTC), y tasa de crecimiento anual compuesta (CARG) – (2012-2015)



Fuente: ACER; CEER. (2016). Annual report on the results of monitoring the internal natural gas markets in 2015. Bruselas.

¹¹ El economista William J. Baumol definió en 1982 mercado “contestable” (mercados disputados) como un mercado con libertad de entrada y salida (en el sentido de no estar sujetas a costes significativos o respecto de las empresas incumbentes), lo cual da lugar a una tasa normal de beneficios. En definitiva, un mercado es “contestable” si se satisfacen tres condiciones: (1) que las empresas entrantes no padezcan ninguna desventaja respecto de las que conforman ya el mercado, por tanto no existirán barreras de entrada; (2) que no existan costes hundidos, de tal manera que los costes asociados a la entrada en el mercado son completamente recuperables y de este modo no existirán costes de salida; y (3) el tiempo de entrar es menor que el de las empresas incumbentes en ajustar precios. Véase BAUMOL, W. J. (1982), “Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure”. The American Economic Review, vol 72, nº1, marzo, págs. 1-15.

¹² Para analizar la evolución y el grado de desarrollo de los hubs gasistas en Europa, ACER publica anualmente un informe de análisis de seguimiento de los mercados mayoristas de gas, utilizando una serie de indicadores estadísticos de madurez y liquidez del mercado, como el número de transacciones y su volumen total, la tasa de rotación de la energía en el mercado o churn rate, los spreads de volumen y precio entre posiciones de compra y venta, la profundidad temporal del mercado (ofertas de compra y venta por encima de un determinado volumen), los niveles de convergencia, correlación y volatilidad de precios en los distintos hubs, índices de concentración en el conjunto del mercado y entre las transacciones realizadas y el número de fuentes de suministro del mercado.

¹³ HEATHER, P. (2015). The evolution of european traded gas hubs. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 104, diciembre 2015. Universidad de Oxford. Oxford.

de desbalances diarios o mensuales. En todo caso, como así puede observarse en la Figura 2, la mayor parte de la contratación de productos con entrega en el Punto Virtual de Balance continúa siendo bilateral OTC, aunque los volúmenes asociados a mercados mayoristas organizados (*Exchange*) están progresivamente incrementándose, siendo porcentualmente considerables en Dinamarca (61%), Reino Unido (50%) y Francia (45%).

Los datos de la Figura 2 explicitan el incremento notable de liquidez que han experimentado los *hubs* gasistas de la UE en 2015 con relación a los años anteriores. El volumen negociado en la UE, durante ese año, fue aproximadamente nueve veces el consumo físico total, incrementándose un

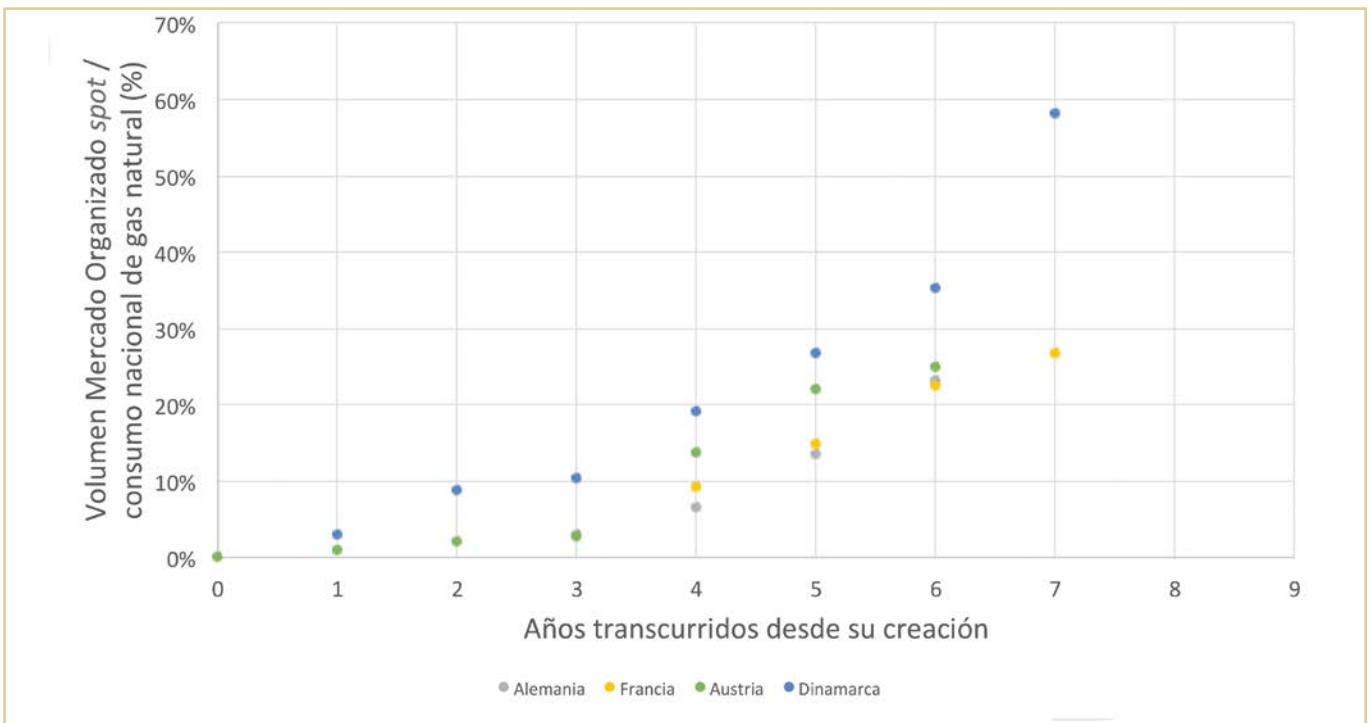
9% de media en cada *Hub*. Particularmente la trayectoria de crecimiento del TTF (*Title Transfer Facility*) holandés resulta espectacular, con una tasa de crecimiento anual compuesta (CARG) del 30% entre 2012 y 2015, siendo también significativo el crecimiento del NCG (*NetConnect Germany*) alemán y el PSV (*Punto di Scambio Virtuale*) italiano. Por otro lado, tomando con referencia los datos hasta 2015, el NBP (*National Balancing Point*) británico apenas creció, aunque se sigue manteniendo como el mercado con más volumen de gas negociado en la UE.

Este crecimiento sostenido, en opinión de ACER-CEER, es achacable al interés de la oferta por mirar a estos mercados como fuente de aprovisionamiento y de gestión del riesgo.

En este desarrollo, liderado por los mercados del noroeste de Europa, tiene mucho que ver también a que: (1) el papel de los *hubs* se está expandiendo a Europa central y a las áreas del Mediterráneo, pues en estas regiones, las operaciones de arbitraje con países adyacentes del noroeste están aumentando, facilitadas por la mejora de la capacidad de las interconexiones; (2) la obligatoriedad impuesta en ciertas zonas por los reguladores nacionales, a que los incumbentes pongan en práctica programas específicos de suministro de gas al mercado; y (3) la reciente implantación del régimen de balance.

De manera específica, focalizándonos en el mercado organizado *spot* se observa que, aunque no todos los países han evolucionado

Figura 3. Evolución del volumen negociado en el mercado organizado *spot* de los países considerados en relación al consumo nacional de gas natural, durante los 7 primeros años de actividad



Fuente: PEGAS; Gaspoint Nordic; CEGH. Elaboración propia.

Nota: Powernext comenzó la negociación *spot* en el área PEGNord francés en noviembre de 2008. Por su parte, el NCG y GLP (Gaspool) alemanes nacen en octubre de 2009. Gaspoint nordic inicia la operación en Dinamarca en marzo de 2008. CEGH (Central European Gas Hub) comienza a operar el mercado *spot* austríaco en 2009. Estos años han sido tomados como origen (año 0, con respecto a la creación de dichos *hubs*) para la construcción de la Figura 3.

nado de igual forma (Figura 3), la mayoría de estos mercados en el noroeste europeo (Alemania, Austria y Dinamarca, sobre todo) han seguido una tendencia semejante alcanzando todos ellos volúmenes de gas negociados equivalentes al 20% o 30% de su demanda nacional, en los primeros 6 y 7 años de funcionamiento.

Volviendo al impacto de las medidas regulatorias referidas anteriormente, las transformaciones derivadas de las mismas no solo indujeron a la creación de *hubs* en Europa, sino que, además, estimularon el desarrollo de competencia entre mercados y, subsecuentemente, la aparición del denominado mecanismo *Gas-to-Gas* en la formación de los precios en el mercado mayorista (el precio del gas resulta de la competencia entre mercados, en un entorno de negociación libre y abierto). Así, lo reflejan los cambios vividos en Europa durante la última década pasando, en 2005, de un escaso 15% referido a oferta/demanda y un 80% al petróleo, al actual 64% referido a los *hubs* con tan sólo el 30% al petróleo (Figura 4).

La información de la figura anterior evidencia el impacto que sobre el mercado gasista está teniendo el desarrollo de los *hubs* en Europa, el cual no ha pasado inadvertido a los suministradores, razón por la que han tenido que reaccionar en función de sus estrategias comerciales habida cuenta de que la demanda dispone ahora de nuevos canales de aprovisionamiento no sólo en el mercado secundario, sino que la apuesta por el GNL facilita una diversificación efectiva de las fuentes de suministro; y el contar con un poder creciente de la demanda sobre el mercado, derivada de una mayor transparencia ofrecida por los mercados organiza-

Figura 4. Distribución porcentual del volumen de gas natural consumido en Europa, en función del mecanismo utilizado para la formación del precio (2015)



dos. Sin embargo, como ya se ha comentado, actualmente en Europa la oferta está altamente concentrada, hecho que resulta determinante a la hora de comprender la participación de los suministradores en los *hubs* europeos y como dicha participación se relaciona con su visión y estrategia de contratos a largo plazo.

Los productores noruegos y holandeses ya han incorporado ampliamente la indexación al *Hub* en sus contratos de largo plazo, recogiendo de esta manera la preferencia expresada por sus clientes. Por su parte, la compañía rusa Gazprom, a pesar de su rechazo inicial a indexar totalmente el precio del gas al del *Hub* en los contratos a largo plazo, persiste en la estrategia de jugar un papel activo en determinados *hubs* euro-

peos (preferentemente el NBP británico) con el fin de capturar cuota de mercado en la sección inferior (*downstream*) de la cadena de suministro, así como mejorar las cláusulas de flexibilidad y la proporción de indexación a los *hubs* en los contratos a largo plazo. Qatar se mantiene firme en su posición de vincular los contratos de GNL a largo plazo al petróleo; del mismo modo también lo hace Argelia (tanto para el GN como para el GNL). Finalmente, los EE. UU (pioneros en el desarrollo de los *hubs*) explicitan claramente su preferencia por vincular el precio del GNL al *Henry Hub*¹⁴.

En síntesis, tal y como así se destaca en la Comunicación de la Comisión Europea COM(2015) 80 final¹⁵, la Unión Europea ha diseñado una estrategia marco de energía

¹⁴ FRANZA, L. (2014). Long-Term gas import contracts in Europe. Clingendael International Energy Programme, diciembre 2014. La Haya.

¹⁵ Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. (2015). Energy Union Package. Roadmap for the Energy Union. COM(2015) 80 final, Annex I, Bruselas.

resiliente que incluye una política climática prospectiva con el fin de garantizar a sus ciudadanos una energía segura capaz de generar, por medio de señales de precios sólidas, la confianza de los inversores. Para poder desplegar plenamente dicha estrategia, las medidas regulatorias introducidas han transformado los mercados mayoristas dando lugar, desde principios de la pasada década, a la creación de *hubs* de gas con el fin de facilitar el *trading* de productos de flexibilidad; en cualquier caso éstos no han seguido un determinado modelo institucional de mercado y de diseño de mercado único. En cualquier caso, como ya se ha señalado, con la publicación del Tercer Paquete Legislativo, la UE refrenda el GTM buscando, de esta manera, impulsar el Mercado Interior de la Energía mediante la promoción de *hubs* virtuales interconectados.

El mercado mayorista de gas en España: MIBGAS

La evolución que muestran los mercados mayoristas de gas europeos, tras su transformación como consecuencia de los cambios estructurales introducidos por la normativa de la EU, pone de manifiesto que el objetivo a plantear para el desarrollo de un mercado mayorista de gas maduro y, por tanto, de un *Hub* gasista en España, ha de focalizarse en alcanzar un nivel adecuado de liquidez en el Mercado Organizado de Gas (MIBGAS), así como en el resto de plataformas de negocia-

ción en el mercado mayorista tanto para los productos con entrega a corto plazo como para contratos de futuros.

En España, el mercado mayorista de gas ha ido creciendo y madurando de forma lenta, aunque progresiva, desde que la Ley 10/1987¹⁶, de 15 de mayo, en su Artículo 1, declarase “servicio público” el suministro de combustibles gaseosos por canalización. No obstante, el respaldo más relevante a dicho crecimiento vino con la aprobación de la Ley de Hidrocarburos en 1998¹⁷ una vez implementados, de manera efectiva, los hitos del proceso de liberalización del mercado: creación del Gestor Técnico del Sistema (GTS), apertura del mercado y libertad de elección del comercializador, y como por el fuerte crecimiento que registró, entre 2002 y 2008, el consumo de gas natural en España impulsado por: la entrada en funcionamiento de las centrales térmicas de ciclos combinados de gas para la generación eléctrica y por el desarrollo de las infraestructuras de transporte y distribución de gas.

Así mismo, a partir de 2009, la mayor actividad de *trading* que se registra en torno al GNL, dará lugar a que el número de comercializadores operando de forma activa en el mercado mayorista se incremente muy significativamente, lo cual influyó de manera decisiva en el crecimiento de la madurez del mercado a pesar de la reducción (entre 2009 y 2014, con motivo de la crisis eco-

nómica) en el consumo de gas natural. En estos años se produjo también la entrada de intermediarios¹⁸ (*brokers*) en el mercado OTC español, lo que inició un proceso de cambio en los usos y procedimientos de negociación, así como en las actividades correspondientes de *trading*.

Sin embargo, a pesar del crecimiento que en su conjunto había desarrollado el mercado mayorista de gas español, ninguno de los cuatro grandes segmentos de mercado de gas natural y GNL (que intercambian productos con liquidación física y con horizontes que pueden variar desde el mismo día hasta dos años, en un punto virtual de la red de transporte o AOC, actualmente reemplazado por el Punto Virtual de Balance-, básicamente de *swaps* logísticos, en un mercado de capacidad de interconexión con Francia y en un mercado de GNL en torno a las plantas de regasificación) es suficientemente líquido como para que un comercializador cualquiera pueda realizar aprovisionamientos de gas a gran escala¹⁹.

No obstante, como consecuencia de las transformaciones anteriormente destacadas y de las características específicas de su suministro (altamente diversificado), el sistema gasista español acumulaba, desde antes de 2014, las condiciones necesarias para hacer viable el desarrollo de un *Hub* de gas. Lo que podría constatarse, en base al grado de cumplimiento de los criterios

¹⁶ Ley 10/1987, de 15 de mayo, BOE núm. 144, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

¹⁷ Ley 34/1998, de 7 de octubre, BOE núm. 241, del sector de hidrocarburos, modificada por 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, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

¹⁸ El papel de intermediación que lleva a cabo la figura del broker: (1) contribuye a la transparencia (para las partes) así como a eliminar las barreras de acceso al mercado mayorista y, subsecuentemente, estimula su liquidez; (2) resuelve el problema de la desconfianza, al facilitar el encuentro entre la oferta y la demanda, permitiendo que nuevos agentes accedan a contrapartes que les son desconocidas; y (3) mitiga los riesgos de las operaciones, así como su propagación, al ofrecer la posibilidad de liquidar las transacciones mediante una cámara de compensación.

¹⁹ LASHERAS, M. A.; FERNÁNDEZ, J. (2014). “Los hubs europeos y el hub ibérico de gas en los mercados de energía”. Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético, vol. 2, págs. 763-829. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

especificados al respecto en el GTM²⁰, exceptuando el correspondiente al *churn rate*²¹.

En el marco de este escenario favorable, motivado por las posibilidades de que se desarrollase un mercado mayorista de gas competitivo, resiliente y con un elevado nivel de seguridad de suministro (según los “criterios de salud” del mercado definidos por el GTM, referidos en el párrafo anterior), así como por el impulso que en la misma dirección proporcionaba todo el acervo legislativo (desarrollado en la UE y, subsecuentemente, en España) en aras a conseguir la liberalización del sector gasista, se aprobaron a lo largo de 2015 varias normas de distinto rango que sientan las bases para el desarrollo de un mercado mayorista de gas líquido en nuestro país. Y, de forma muy particular, crean el Mercado Organizado de Gas que, como ya se ha comentado, es imprescindible para alcanzar ese otro objetivo de rango superior y con ello posibilitar que el mercado mayorista de gas español, sobre todo: llegue a ser transparente, elimine definitivamente las barreras de entrada y (mediante un mercado de futuros) proporcione una herramienta eficaz para la gestión de los riesgos intrínsecos al *trading* con productos de elevada volatilidad.

No obstante, a pesar de que 2015 es el año que marca, definitivamente, el comien-

zo del largo proceso de construcción de un *Hub* de gas español, el primer intento de materializar un Mercado Organizado de Gas hay que fecharlo en 2011, cuando el 1 de enero se presentaba en el Congreso de los Diputados un proyecto de Ley por el que se modifica la Ley de Hidrocarburos el cual, en su Disposición adicional trigésimo primera, establecía las bases para el “... *desarrollo de un Mercado Organizado de gas que dotará de una mayor liquidez y transparencia al mercado, una asignación más eficiente de los recursos y facilitará la entrada de nuevos agentes*”.

Este proyecto de Ley nunca llegó a aprobarse, caducando su tramitación el día el 28 de octubre de 2011; tres semanas más tarde, se celebrarían las Elecciones Generales del 20 de noviembre.

Tras este fallido intento, el nuevo Gobierno aprueba la **Ley 8/2015**, de 21 de mayo, que define de manera concreta la base legislativa que sustenta el Mercado Organizado (secundario) de gas en España y busca, en el corto-medio plazo, desarrollar en colaboración con Portugal dicho mercado a nivel de la Península Ibérica.

Con la Ley 8/2015 se profundiza en la eficiencia, competencia y liberalización del sector de hidrocarburos, avanzando de manera definitiva en la reforma iniciada con el

Real Decreto Ley 8/2014²², de 4 de julio. Como se indica en su preámbulo: “Mediante la presente Ley se constituye **un mercado mayorista organizado y se designa al operador del Mercado Organizado de Gas**. Este mercado, cuando esté completamente desarrollado **reflejará una señal de precios transparente**, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, **incrementará la competencia en el sector**. La regulación que se incluye en la presente Ley pretende la **integración en el Mercado Organizado de Gas de la actividad desarrollada en toda la Península Ibérica, tanto la parte española como la portuguesa**”.

De esta manera, en su artículo 65 bis, define, Mercado Organizado de Gas como “el integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el Punto Virtual de Balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con **entrega física de gas**. La contratación a corto plazo incluirá **al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente**”.

Debido a la importancia que tiene el hecho de que el mercado alcance el máximo nivel de liquidez, la Ley, en su Disposición adicional trigésimo cuarta. *Liquidez del mercado de gas*, señala que: “el Gobierno

²⁰ Índice Herfindahl-Hirschmann (HHI, valor mínimo 2.000), superior a 3.000 (en 2015); Fuentes de suministro (valor mínimo, 3), 9 (en 2015); Demanda total de gas en el interior de la zona de “entrada-salida” (valor mínimo, 20 bcm), 28 bcm (en 2015); Índice Residual de Suministro (RSI, superior al 110%, al menos durante el 95% de los días del año), 159% (en 2014). Fuente: ACER; CEER; CNMC.

²¹ **Churn rate**. Relaciona el total del volumen del gas negociado respecto al total del volumen del gas físicamente intercambiado (también suele definirse, en relación a la demanda nacional de gas). Cuanto mayor es el *churn rate* mayor es la liquidez del mercado, ya que es una expresión del número de veces que cambia de propiedad un MWh de gas hasta que es finalmente es transaccionado (pendiente, tan sólo de la entrega de la “molécula” según el tipo de producto). En opinión de los expertos (Patrik Heather y Andrey A. Konoplyanik, entre los más destacados), los mercados líquidos han de exhibir un valor de este ratio igual o superior a 10,0 (de hecho, en algunas ocasiones se habla incluso de 15,0).

²² RD Ley 8/2014, de 4 de julio, BOE núm. 163, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia: este RD Ley reforma el régimen retributivo del sector gasista, concretando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, según el cual los ingresos generados por el uso de las instalaciones deben satisfacer la totalidad de los costes del sistema. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una minoración equivalente de otras partidas de costes o un aumento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

y el Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendientes a garantizar la liquidez del mercado de gas".

En base a dicha Disposición, el Gobierno (a través de la Secretaría de Estado de Energía) despliega una serie de Resoluciones cuya influencia positiva en la liquidez de MIBGAS puede apreciarse con total nitidez a la luz de los resultados obtenidos:

- Con fecha de 23 de diciembre de 2015, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de Operación en MIBGAS, el cual se hace efectivo a partir del 14 de enero de 2016. Consecuencia de esto, el mercado registra, entre febrero y mayo un volumen medio mensual de energía negociada de 120 GWh, lo que supone un avance notable respecto de la situación anterior.
- Con fecha de 11 de junio de 2016, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas Colchón y gas Talón²³ en el Mercado Organizado y se incorpora, en Otras disposiciones, la figura de los agentes creadores de mercado (*market makers*)²⁴. Subsecuentemente, la adquisición de estos gases regulados (efectiva para el gas Colchón, entre el 21 de junio y el 31 de octubre; y para el gas Talón, desde el

1 de julio hasta el 30 de septiembre), da lugar a que el volumen medio mensual de energía negociado entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2016 alcance los 908 GWh (es decir, 7,6 veces más que el correspondiente al periodo entre febrero y mayo). Por su parte, el mes de junio (de transición entre los dos periodos de tiempo considerados), registró 577,5 GWh de volumen de gas negociado.

También es de destacar que la actividad del *market maker*, iniciada el 27 de enero de 2017, está influyendo muy positivamente sobre la liquidez del producto de más plazo en MIBGAS (el Mes Siguiente) contribuyendo, de esta manera, a desarrollar MIBGAS más allá del horizonte tradicional de un mercado estrictamente de ajustes.

- 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 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 Gas²⁵.

Otro hito regulatorio de máxima relevancia para la construcción y desarrollo de MIBGAS lo constituye el **Real Decreto 984/2015**²⁶, de 30 de octubre, en el que entre otros aspectos se enuncian los **productos que pueden negociarse en el Mercado Organizado de Gas**:

- Productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance *con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción*.
- *Producto normalizado a corto plazo* consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance. De esta manera, caso de que el Gestor Técnico del Sistema necesitara realizar una Acción de balance, para asegurar la integridad del sistema, tiene la opción de acudir al Mercado Organizado para llevarla a cabo.
- *Producto normalizado local a corto plazo* consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o de salida al/desde el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance. En consecuencia, el Gestor Técnico del

²³ Gases necesarios para mantener el nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista (Talón) y de los almacenamientos subterráneos (Colchón).

²⁴ De acuerdo con la Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, el 20 de enero de 2017 la Dirección General de Política Energética y Minas ha publicado la Resolución por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado en el Mercado Organizado de Gas a "Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch". El periodo de prestación de dicho servicio comienza al día siguiente de la firma del "Acuerdo de creador de mercado del Mercado Organizado de Gas" y finaliza el 30 de junio de 2017, ambos incluidos.

²⁵ El importe de los diferentes instrumentos de garantías (aval, efectivo, seguro de caución) formalizados vigentes (a fecha: 26 de febrero de 2017) en el Gestor de Garantías asciende a 764.843.045 Euros.

²⁶ RD 984/2015, de 30 de octubre, BOE núm. 261, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

Sistema puede resolver una incidencia que se haya producido, en un área exacta del sistema, interviniendo localmente en un punto de este.

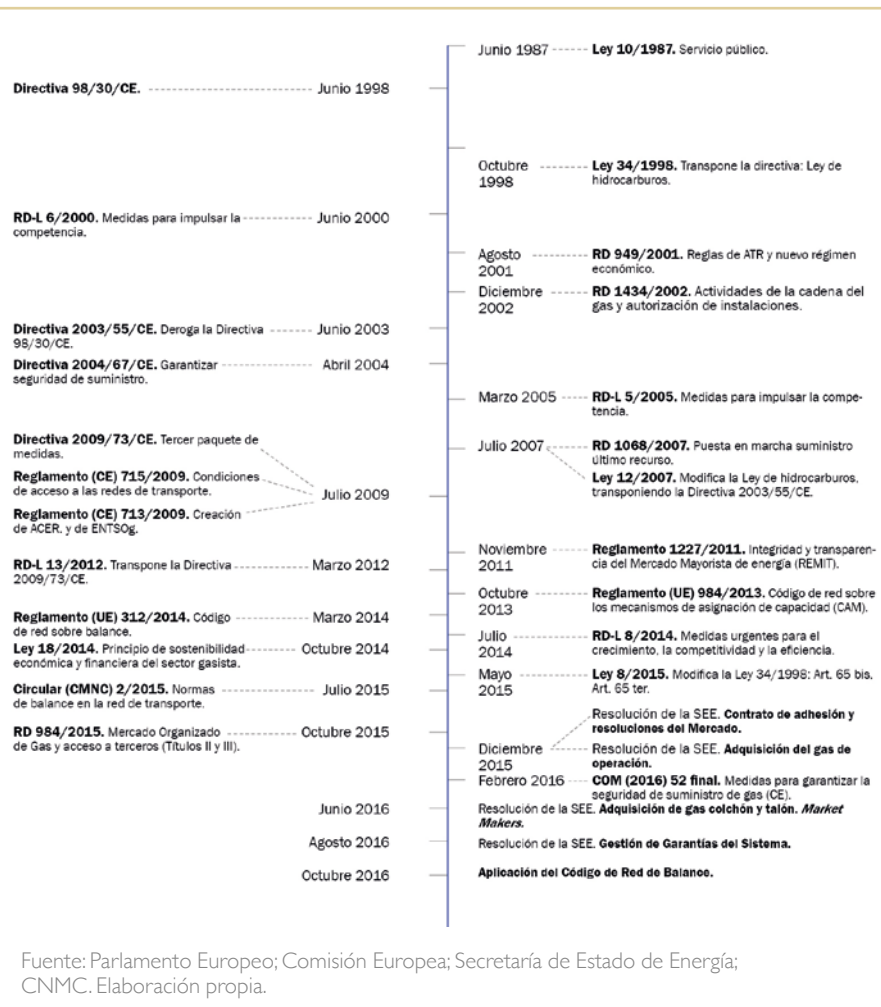
Y define la posibilidad (Artículo 14.2) de que, adicionalmente y previa habilitación por Orden ministerial, puedan negociarse **otros productos relativos a la cadena de suministro de gas**. Así mismo, de acuerdo con el Artículo 15, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 4 de diciembre de 2015, se publican las **Reglas del Mercado Organizado de Gas** que contienen los procedimientos, términos y condiciones aplicables a la organización y funcionamiento de dicho mercado, así como a su gestión técnica y económica.

También caben destacar en el ámbito normativo, por un lado, la **Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC** (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 aplicación del Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión) y, por otro lado, la **Resolución INF/DE/149/15**, de la CNMC, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de usuarios con cartera de balance en el Punto Virtual de Balance y el contrato marco.

Por último, la Orden de peajes para 2017²⁷ en su Artículo 11 habilita a MIBGAS, S.A. para poner a disposición de los usuarios su plataforma de mercado con el fin de realizar los **servicios de balance promovidos por el GTS** y negociar los siguientes productos:

- Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de

Figura 5. Cronología de los hitos más destacables del proceso legislativo, regulatorio y normativo con relación a la construcción del Mercado Interior de la Energía (en la UE) y de MIBGAS



Balance del sistema con un **horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.**

- Productos de transferencia de titularidad del **gas natural licuado** en los tanques de plantas de regasificación o agrupación

de ellas, y **de gas natural en los almacénamientos subterráneos básicos.**

Con el fin de ilustrar todo este desarrollo legislativo, en la Figura 5 se destacan a modo de síntesis los hitos que han marcado la ruta hacia la creación del Mercado Organizado de Gas en España.

²⁷ Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, 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.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

En el Mercado Organizado de Gas se realizan las transacciones de compra y venta (intercambios en la titularidad de la propiedad) de este recurso natural, con entrega física en el Punto Virtual de Balance. Dichas transacciones se llevan a cabo mediante la negociación de productos normalizados entre agentes que comprarán o venderán gas en función de sus necesidades, compromisos y estrategias comerciales, en un proceso transparente, libre y voluntario.

Participantes en el Mercado Organizado de Gas

Los sujetos que pueden actuar en el mercado son, los comercializadores y consumidores directos, el Gestor Técnico del Sistema, los transportistas y distribuidores, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), y cualquier sujeto que realice operaciones de compra o de venta de gas con el resto de participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros (*traders*) con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Por su parte, para adquirir la condición de agente en el mercado, los interesados deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Haber adquirido previamente la condición de Sujeto Habilitado, en el sistema español, en el portugués o en ambos.
- Haber adquirido previamente la condición de Usuario de Cuenta de Garantías en el Gestor de Garantías y disponer de garantías suficientes en la Cuenta de Asignación del Mercado.
- Haber comunicado al Operador del Mercado toda la información necesaria para

los procesos de facturación, así como de cobros y pagos.

- Haberse adherido expresamente a las Reglas del Mercado mediante la firma del correspondiente Contrato de Adhesión.
- Realizar las pruebas de calificación técnica requeridas, según se establece en la "Guía de Acceso al Mercado Organizado de Gas".
- Y presentar la documentación requerida por el Operador del Mercado.

Sesiones y tipos de negociación

El mercado presenta dos sesiones de negociación: **Diaria**, que comprende desde las 09:35 hasta las 17:00; e **Intradiaria**, desde las 09:35 hasta las 21:00.

Por otro lado, el mercado opera con dos tipos diferentes de negociación: **subasta** y **mercado continuo**, según se describe a continuación:

Subasta

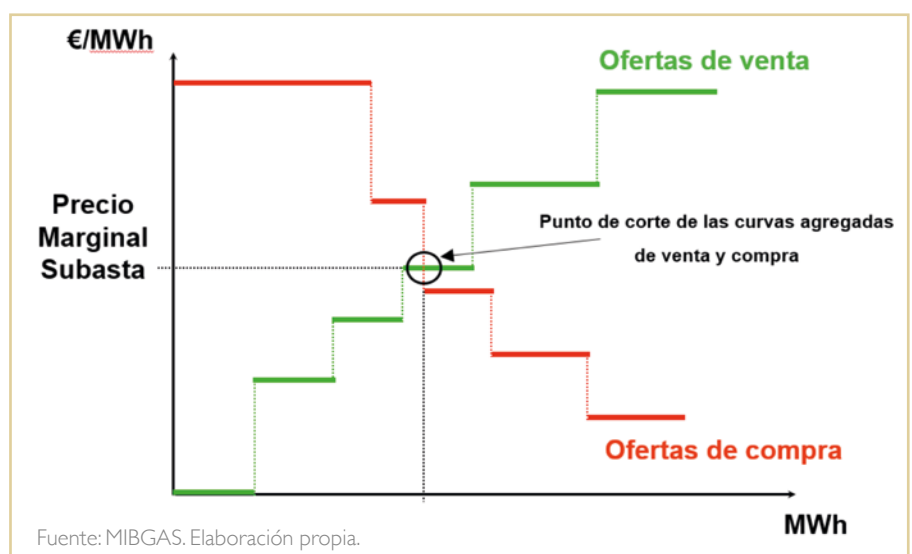
En la subasta, que tiene lugar entre las 8:30 y 9:30 horas de la mañana, los agentes pueden enviar ofertas de compra y de venta para los productos listados en ese momento. Llegado el momento de cierre de la Subasta, el Operador del Mercado integra todas las ofertas de compra y de venta recibidas conformando, de esta manera, las respectivas curvas agregadas (de compra y de venta) para cada producto (Esquema 1).

El corte de ambas curvas agregadas permite obtener el "precio marginal" de la Subasta, que será de aplicación para todas las ofertas casadas. Dicho precio se mostrará en la página web de MIBGAS (transparencia).

Mercado Continuo

En el mercado continuo, que se desarrollará en diferentes tramos hasta las 21:00 horas de un mismo día de negociación, las ofertas de compra y venta se registran y casan con las ofertas preexistentes de sentido contra-

Esquema 1. Ejemplo de curva agregada de compra y de venta



rio. Cada casación efectuada da lugar a una transacción firme que será: *almacenada, comunicada al Gestor Técnico del Sistema y liquidada.*

Operativa del Mercado

Los agentes podrán enviar ofertas a los distintos productos listados en la Plataforma de *trading*, seleccionando el producto deseado y el tipo de oferta que desean introducir (*bid order* en el caso de “compra”; y *ask order* en el caso de “venta”). Realizada la mencionada selección, se abrirá una plantilla que mostrará los detalles que el agente desee adjuntar a su oferta (Imagen 1).

Productos listados

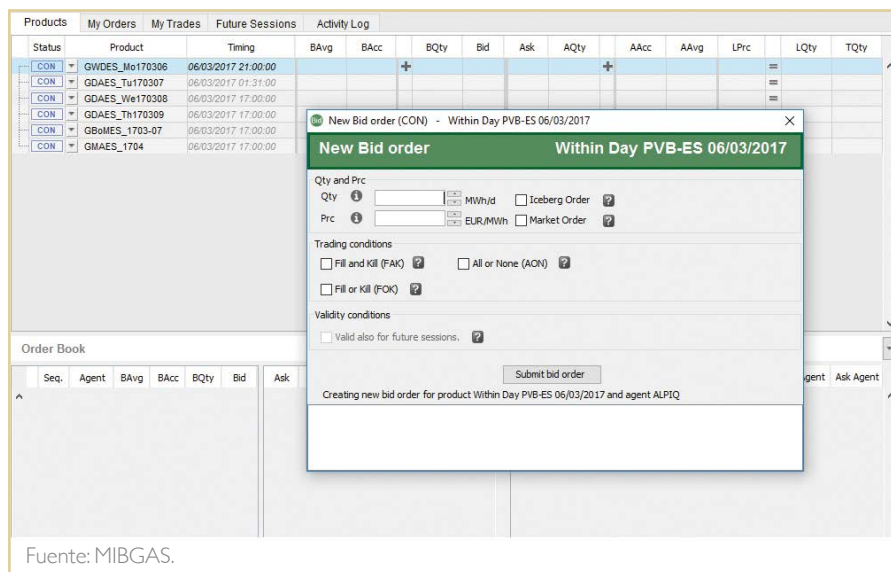
En el Mercado Organizado de Gas se negocian los siguientes productos, con entrega en el Punto Virtual de Balance:

Productos	Descripción
Intradiario (<i>Within Day</i>)	Gas con entrega en el mismo día.
Diario (<i>Day Ahead</i>)	Gas para la entrega en los días siguientes.
Resto de mes (<i>Balance of Month</i>)	Gas con entrega en el mes actual, para los días que restan del mes.
Mes siguiente (<i>Month Ahead</i>)	Gas con entrega en el mes siguiente.

Servicios adicionales: REMIT

MIBGAS ofrece también los servicios de reporte REMIT²⁸ acerca de las operaciones que se realicen en dicho mercado, al contar con la autorización de ACER para ser *Registered Reporting Mechanism* (RRM).

Imagen 1. Ejemplo de plantilla para incorporar los detalles de una oferta (producto MIBGAS Intradiario, con entrega el 06/03/2017)



Esta normativa de obligado cumplimiento, que entró en vigor el 7 de octubre de 2015, tiene como objetivo velar por la transparencia y buenas prácticas en los mercados energéticos, así como en lo que se refiere a las operaciones que en ellos se realizan.

El servicio integral de reporte REMIT que ofrece MIBGAS a sus agentes incluye:

- Comunicar a ACER diariamente la información en los formatos requeridos, dando constancia a los agentes de que su información ha sido remitida.
- Cumplir los procedimientos técnicos exigidos por ACER sobre seguridad de envío, confidencialidad y plazos de *reporting*.
- Adaptación a cambios de regulación y mejoras tecnológicas.

- Interlocución con ACER.

Publicación de información

MIBGAS publica diariamente información en su página web (www.mibgas.es) sobre la operativa diaria del Mercado.

Según puede apreciarse en la Imagen 2 (página siguiente), en primer lugar, se presenta el Índice y el Volumen MIBGAS-ES. Este índice recoge las transacciones de los productos diarios e intradiarios con entrega en un mismo día de gas, en el Punto Virtual de Balance. Por su parte, el Volumen MIBGAS-ES engloba la energía total negociada correspondiente a los productos diarios e intradiarios, entregados en un mismo día en el Punto Virtual de Balance.

Adicionalmente, se muestra para los distintos productos:

²⁸ REMIT. Relativo al Reglamento (UE) n° 1227/2011, de 8 de diciembre de 2011, y al Reglamento n° 1348/2014, de 17 de diciembre de 2014, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

- Precios de Referencia Diario (€/MWh).
- Precio de Subasta Diario (€/MWh).
- Precio Último Diario (€/MWh).
- Precio Máximo Diario (€/MWh).
- Precio Mínimo Diario (€/MWh).
- Diferencia de Precio Compra (C) – Venta (V), en tanto por ciento.
- Volumen Negociado Diario (MWh).

En cuanto al detalle de la operativa diaria, MIBGAS publica de manera gráfica los resultados de mercado, especificando (Imagen 3): el Índice de precios y volúmenes del día de gas (€/MWh, MWh); los precios y volúmenes de gases regulados²⁹ (€/MWh, MWh); los precios de referencia para tarifas de desbalances (€/MWh); el importe negociado diario (€); y el importe del día de gas (€).

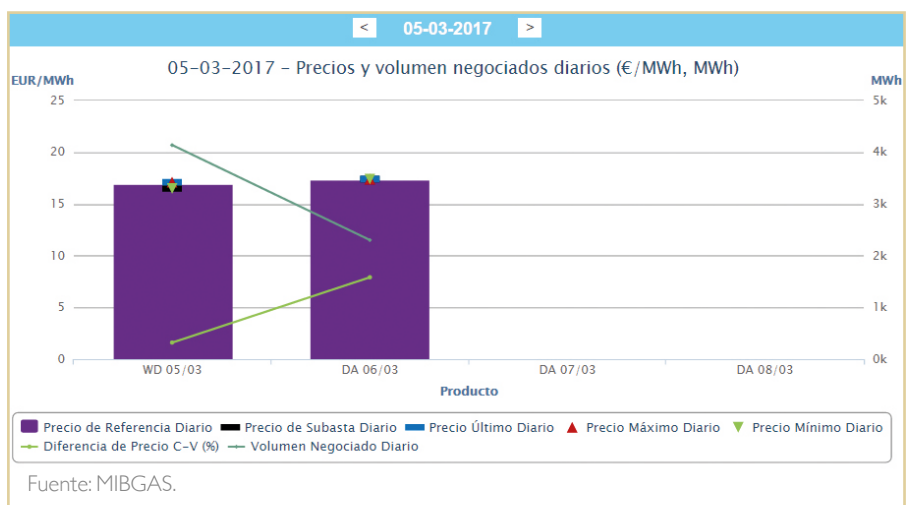
Los precios que registra MIBGAS también aparecen publicados en la Plataforma de información y contratación Thompson Reuters–EIKON (Imagen 4, página siguiente) y en el *European Gas Daily* de Platts (dos de las denominadas *Price Reporting Agencies*: PRAs). Según ha destacado el G-20, como consecuencia de la recomendación de IOSCO (Organización Internacional de Comisión de Valores), la utilización de las valoraciones realizadas por dichas agencias es imprescindible en mercados (sobre todo, OTC) donde las transacciones no son fácilmente observables.

El Operador del Mercado colabora con los organismos reguladores y con el Comité de Agentes del Mercado organizado de Gas

Imagen 2. Ejemplo de presentación de los resultados correspondientes a la operativa del mercado (día de negociación: 6/03/2017)



Imagen 3. Ejemplo de información detallada sobre la operativa diaria publicada en MIBGAS



²⁹ Por simplicidad, se ha referido al conjunto de gas de Operación, gas Talón y gas Colchón como gases regulados.

(CAM) en la transparencia del mercado y de sus resultados. Para ello, elabora informes periódicos en los que se presentan los diferentes parámetros para el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del Mercado Organizado de Gas.

EVOLUCIÓN DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS EN ESPAÑA

La evolución de la actividad de MIBGAS constata su buen comportamiento y permite ser prudentemente optimistas en relación a su viabilidad para llegar a convertirse en el mercado de referencia para el trading de gas en la Península Ibérica.

Volúmenes negociados

Tras la aprobación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, MIBGAS comenzó a operar el Mercado Organizado de Gas el 16 de diciembre de 2015; a partir de dicha fecha, el mercado mayorista de gas natural en España dejó de basarse, exclusivamente, en transacciones bilaterales entre comercializadores (transacciones *Over-the-Counter*: OTC).

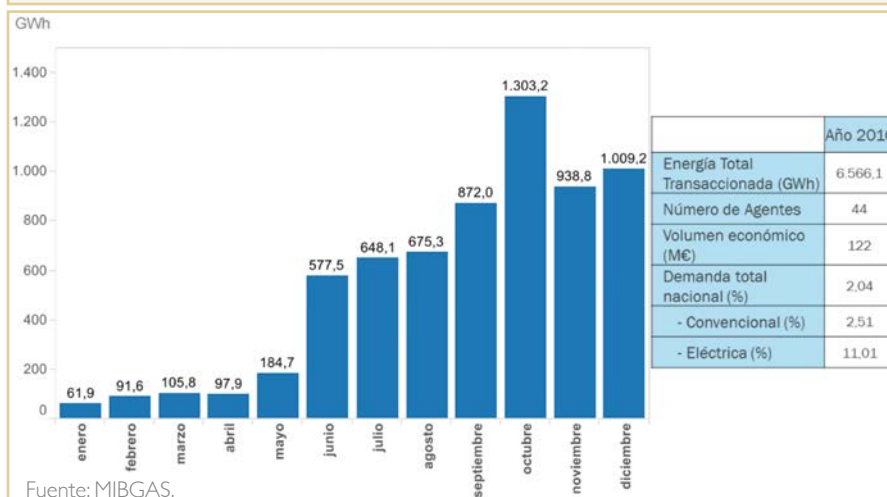
Desde el comienzo de sus operaciones, la evolución del volumen intercambiado en la Plataforma de MIBGAS ha ido creciendo sistemáticamente, mes a mes, llegando a alcanzar un máximo histórico en octubre, cuando se negociaron 1.303,2 GWh, equivalentes al 4,82%, coincidiendo con el inicio de las Acciones de balance participadas por el GTS.

En el conjunto del año, se negoció un total de 6.566,1 GWh, representando el 2,04% de la demanda nacional de gas natural (Figura 6), cifra comparable a la alcanzada en su día por otros mercados (por ejemplo, el austriaco; ver Figura 3) en su primer año de andadura. El año cerró con 44 agentes dados

Imagen 4. Ejemplo de una pantalla de la Plataforma de información y contratación Thompson Reuters-EIKON, en la que puede observarse los precios de MIBGAS



Figura 6. Evolución del volumen mensual de gas natural negociado en MIBGAS (2016)



de alta, entre los que se encuentran los más relevantes en el sistema gasista español.

El incremento del volumen negociado mensualmente que ofrece el mercado en 2016, refleja la confianza creciente en MIBGAS por parte de los participantes en el sistema gasista español; y en la que tiene mucho que ver el impulso a la liquidez de las medidas implementadas a lo largo del año bajo el paraguas de la Disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, anteriormente comentadas.

En el acumulado del año, la energía negociada se divide casi a partes iguales entre la subasta y el mercado continuo (Figura 7). Nuevamente, en esta distribución tienen mucha responsabilidad, aunque no de manera exclusiva, las medidas regulatorias ya aludidas habida cuenta de que: (1) el inicio de la adquisición de gas Colchón y de gas Talón, que se realizaba exclusivamente en subasta, dio lugar a que durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre, el volumen de gas transaccionado en ese tipo de negociación fuese muy superior al del mercado continuo; y (2) la entrada en vigor de la Circular de Balance³⁰, invirtió el peso de la negociación, a partir de octubre, en favor del mercado continuo.

Analizando el mercado por productos, se observa como el 75,3% del volumen negociado corresponde a los productos MIBGAS Intradiario (35,2%) y MIBGAS D+1 (40,1%), 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% del total.

Figura 7. Volumen total acumulado anual de gas natural negociado en MIBGAS, desgregado por tipo de negociación y producto (2016)

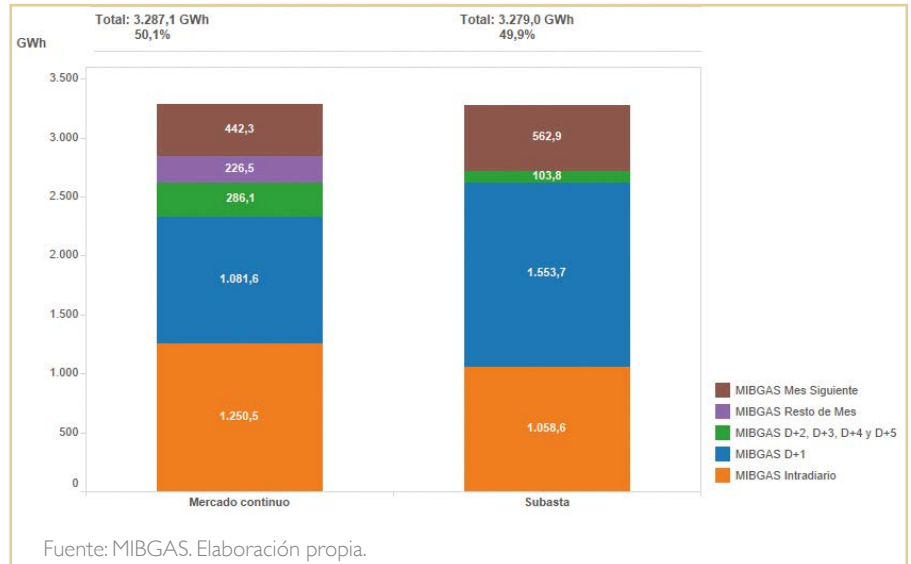
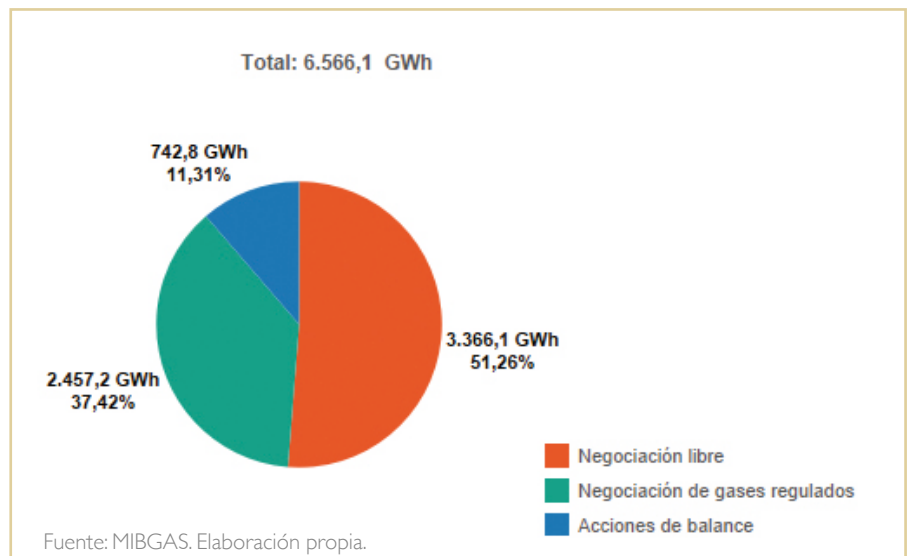


Figura 8. Volumen total acumulado anual de gas natural negociado en MIBGAS, desgregado en función de los intervinientes en las transacciones (2016)



³⁰ Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC.

En lo que se refiere a los intervinientes en las transacciones (Figura 8, página anterior), el 51,3% correspondió a negociación bilateral entre agentes; el 37,4% a la negociación de gas de Operación, gas Talón y gas Colchón; y, finalmente, el 11,3% a Acciones de balance en las que participó el GTS.

Como ya se ha comentado, las medidas normativas y regulatorias que se han desplegado en 2016 han tenido mucho que ver en el nivel de liquidez alcanzado por MIBGAS en su primer año de funcionamiento. No obstante, y a pesar de que las mismas no modifican necesariamente los incentivos de los agentes a comprar o vender gas natural, si están cumpliendo con su finalidad última: **llevar poco a poco al Mercado Organizado de Gas español a un ciclo virtuoso en el que “liquidez atrae liquidez”**. Cuanto mayor sea el número de ofertas de compra y venta activas y cuanto mayor sea el número de transacciones, mayor será la confianza de los agentes en las señales de precios que

genere el mercado para los distintos plazos y, por tanto, mayor será la seguridad por parte de los *traders* y comercializadores en que el mercado responderá con suficiente volumen ante los diferentes intentos de optimizar el valor de las carteras individuales.

Así mismo, el hecho de que MIBGAS ofrezca a los agentes participantes en el mercado mayorista una herramienta de flexibilidad que les permita realizar los ajustes necesarios en sus carteras para minimizar el riesgo asociado a los desbalances a un coste razonable, es otro de los incentivos de MIBGAS para capturar e incrementar la confianza de los agentes en este mercado y, subsecuentemente, contribuir decisivamente a incrementar su liquidez.

La representatividad de la señal de precios

Cabe ahora, por tanto, preguntar si el sistema gasista español dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural

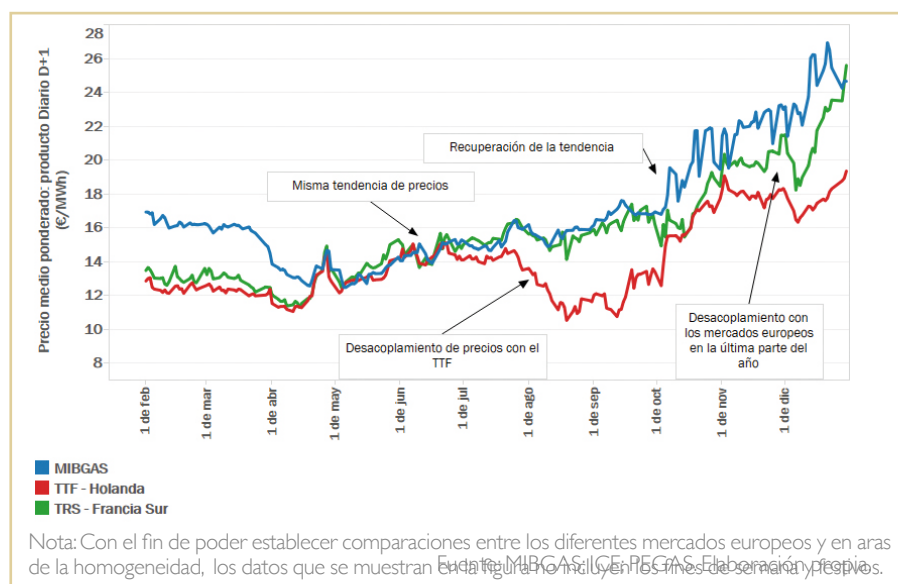
consistente, y cada vez más creíble. Aunque se trata de una pregunta siempre difícil de responder, en el caso de MIBGAS, dado su carácter incipiente, hay que ser prudentes aunque, sin llegar a realizar afirmaciones categóricas, la evolución del precio (Figuras 9 y 10) del contrato MIBGAS D+1 (el producto *spot* más representativo del mercado), en 2016 así como en los dos primeros meses de 2017 (con un enero especialmente complejo), permite avanzar una respuesta positiva con cierto margen de confianza.

De acuerdo con la Figura 9, el precio *spot* de MIBGAS mantiene una tendencia similar al TTF durante la primera mitad del año (si bien durante el primer trimestre registra un premium en torno a los 3 €/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 €/MWh. Sin embargo, en este periodo de desacoplamiento, el Mercado Organizado de Gas español ha seguido la senda del TRS, por sus posibilidades directas arbitraje, en un comportamiento lógico entre mercados adyacentes.

Consecuentemente, 2017 comienza en este contexto de desacoplamiento de MIBGAS con sus pares europeos y de convergencia con el TRS (Figura 10, página siguiente) continuando con la tendencia alcista en el precio que se iniciaba en mayo de 2016, hasta cerrar enero con un valor

Figura 9. Evolución del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TRS y TTF (1/02/2016 – 31/12/2016)

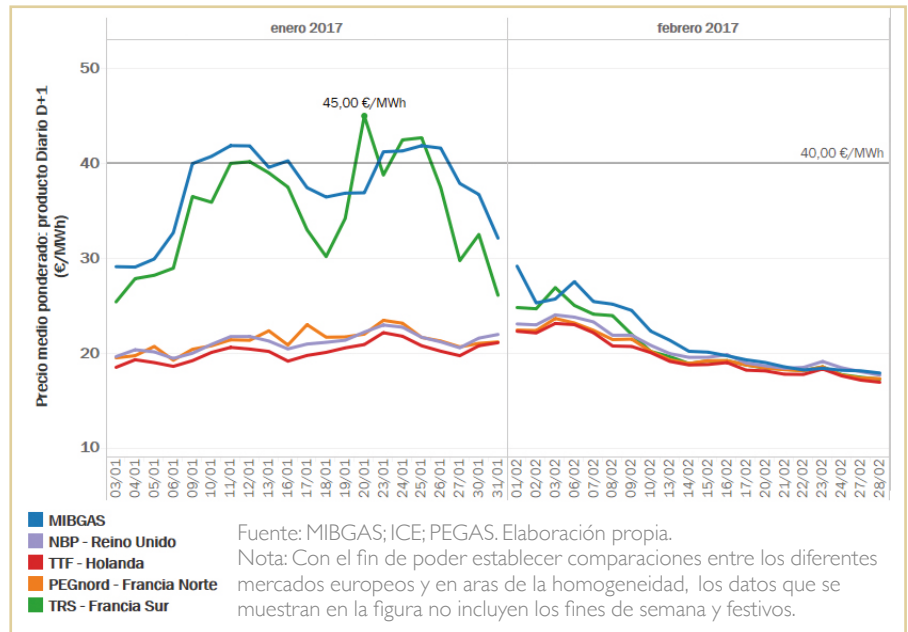


promedio mensual que supone un récord de precio: 37,20 €/MWh (54,3% superior al correspondiente registrado en diciembre de 2016 y 2,13 veces mayor que el de enero de 2016).

Enero, como puede apreciarse en la Figura 10, ha sido un mes caracterizado por una escalada de precios del contrato *spot* tanto en MIBGAS como en el mercado del Sur de Francia, que se han mantenido muy acoplados aunque registrando precios *spot* muy superiores a los de sus pares europeos. Tal es así, que el precio del producto MIBGAS D+1 llegó a situarse en máximos históricos (el día 22 de enero, el contrato MIBGAS D+1 cotizó a 43 €/MWh), y durante 9 días de enero rebasó el techo psicológico de 40 €/MWh. Por su parte, el TRS, afectado prácticamente por los mismos fundamentales, mantenía también un elevado nivel de precios llegando incluso a cortar la curva de MIBGAS en más de una ocasión.

Esta situación de precios inusualmente elevados, obedece al mecanismo de mercado que representa MIBGAS reaccionado con incrementos en los contratos *spot* en función de la evolución de los fundamentales de la oferta y de la demanda. Así, 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.

Figura 10. Evolución del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TTF, PEGnord, TRS y NBP (1/01/2017 – 28/02/2017).



A *contrario sensu*, en febrero, 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 acoplarse con los de sus pares europeos. Así, el contrato MIBGAS D+1 cerró febrero a 17,9 €/MWh y mantuvo un nivel promedio diario de 21,71 €/MWh (1,05 €/MWh por encima del TRS y 1,74 €/MWh más alto que el correspondiente al resto de los mercados europeos), frente a los 37,20 €/MWh de enero.

Valoración y consecuencias

En general, aunque muy influenciados por el efecto de las medidas regulatorias y nor-

mativas implementadas en 2016, los resultados obtenidos en el primer año de operación de la plataforma MIBGAS pueden considerarse satisfactorios.

En este sentido, con el fin de poder valorar el grado de madurez del mercado, además de recurrir a los análisis periódicos que realiza el regulador europeo ACER (el último de ellos, correspondiente a 2015), otro de los marcos de referencia que pueden utilizarse es el desarrollado por la Federación de *Traders* de Energía Europeos (EFET, por sus siglas en inglés)³¹.

En su último estudio, comparativo entre *hubs* europeos y publicado en septiembre

³¹ En una serie de análisis iniciada en 2014, EFET valora los distintos hubs gasistas en Europa sobre la base de una lista de características deseables en un Hub Líquido. Entre estas características se incluyen aspectos muy variados, desde el marco institucional (**existencia de un mercado organizado spot**; definición adecuada de las funciones de gestión del *Hub* o su configuración normativa -zona de "entrada-salida", posibilidad de transferir la titularidad del gas en un punto virtual, reglas para la liquidación financiera de los desbalances, firmeza de las transacciones en el punto virtual, facilidad de acceso al *Hub* por parte de los *traders*, reglas de uso de las interconexiones, etc.-, hasta aspectos más relacionados con la *praxis* del mercado (existencia de un precio de referencia, nivel de estandarización de los contratos intercambiados en el mercado mayorista, participación de *brokers* en el mercado, así como la existencia de mecanismos de consulta transparentes y en idioma inglés). Véase EFET. (2016). *European Gas Hub Development. European Federation of Energy Traders*. Bruselas.

de 2016, el *Hub* español (PVB) obtiene una puntuación de 13,5/20, en línea con la puntuación del austríaco VTP y cerca ya del italiano PSV (15/20), aunque todavía lejos de los *hubs* más desarrollados, como el francés (18/20), los alemanes Gaspool y NCG (19/20 cada uno), TTF (19,5/20) o NBP (20/20). No obstante, ha de destacarse el hecho de que un año antes (en 2015) la puntuación del *Hub* PVB era de solo 7/20.

A pesar del considerable avance conseguido en tan sólo un año, debe resaltarse, además, que algunos de los problemas que según EFET hacían que el *Hub* PVB se quedara atrás en comparación con sus homólogos europeos, estarán ya resueltos cuando se publique la próxima edición del informe de EFET, pues para entonces ya existirá un precio de referencia (MIBGAS) para la liquidación de desbalances, se habrán puesto en marcha y estado vigentes durante algunos meses los esquemas de creación de mercado (*Market Maker*) en MIBGAS previstos por la regulación (ver Nota 24).

En consecuencia, es evidente que en dicha mejora de la valoración tiene mucho que ver la entrada en funcionamiento de MIBGAS y con ello el sistema gasista español:

- Dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural consistente y cada vez más creíble.
- Con el inicio del esquema de balance diario, a partir del 1 de octubre de 2016, facilita que todas las empresas participantes en el mercado mayorista negocien en la actualidad gas en al menos una plataforma electrónica de *trading*³², lo que está motivando cambios organi-

zativos y culturales en todas las empresas que participan en el mercado de gas, que están adaptando sus estructuras hacia un modelo de “unidades de *trading*” similar al que se ha impuesto en todos los mercados europeos de nuestro entorno, aunque persisten determinadas diferencias organizativas y de estructura interna asociadas a las peculiaridades logísticas del sistema gasista español.

- Ofrece a los agentes participantes en el mercado mayorista una herramienta de flexibilidad, a costes razonables.
- Y finalmente, mediante la creación de la figura del Gestor de Garantías se pone a disposición de los intervinientes en el mercado mayorista una herramienta que facilita y abarata el coste de operación de las empresas en el mercado, y se reducen los riesgos asociados a problemas de crédito e insolvencia de los agentes participantes en el mismo.

EL DESARROLLO DEL HUB DE GAS EN ESPAÑA (PVB): ALGUNAS MEDIDAS TENTATIVAS PARA AFRONTAR EL FUTURO

Tan sólo un mercado mayorista altamente competitivo y líquido proporcionará la cobertura necesaria contra los abusos que pudieran ejercer aquellos suministradores que posean un elevado nivel de poder de mercado³³.

Más allá de la valoración que en los análisis (de ACER o de EFET) sobre el desarrollo de la madurez de los *hubs* de gas en Europa obtenga el *Hub* español PVB, todos estos resultados indican que el camino institucio-

nal y regulatorio que se está recorriendo en España está acercando el nivel de desarrollo de nuestro mercado mayorista de gas al de los mercados de nuestro entorno; y que, además, dicho desarrollo es valorado positivamente por los principales interesados: los comercializadores y *traders* de gas.

Llegados a este punto, cabe preguntarse cómo podría, partiendo de los avances ya conseguidos, fomentarse la liquidez de los productos intercambiados en el PVB y, subsecuentemente, provocar un proceso de convergencia con los demás *hubs* europeos. En este sentido, teniendo en cuenta los hitos que han marcado el avance de los *hubs* más desarrollados en nuestro entorno, a continuación se ofrecen algunas reflexiones al respecto.

La “Hoja de ruta”

Antes de nada, ha de tenerse en cuenta que alcanzar la madurez de un *Hub* es un **proceso complejo** (en el que, una vez realizadas las transformaciones en el mercado resultantes del proceso de liberalización, habría que acometer aquellas reformas regulatorias necesarias para la gestión del aspecto físico del mercado) que requiere, además, de la complicidad de todos los participantes en el sistema gasista.

Se trata de un proceso que requiere tiempo: entre 10 y 15 años, tal y como así lo ha certificado la transición ya realizada por los mercados quizás más relevantes del panorama gasista mundial (el británico NBP y el Norteamericano Henry *Hub*) así como, más recientemente, los mercados del Noroeste de Europa (por ejemplo, el holandés TTF). En todo caso, el mercado mayorista español

³² Hasta la puesta en marcha de MIBGAS, algunos comercializadores, no todos, utilizaban alguna de las plataformas electrónicas operadas por brokers en el mercado OTC ibérico.

³³ Communication from the European Commission to the European Parliament and the Council. (2014). European Energy Security Strategy. COM(2014) 330 final, p.8. Bruselas.

y MIBGAS en particular parten de una situación de cierto privilegio al poder aprender de la experiencia acumulada por esos otros mercados (ya maduros) y, consecuentemente, acortar la duración de esta transición.

Para ilustrar este complejo proceso de transición, en la Figura 11 se han detallado los hitos que conforman la “Hoja de ruta” hacia la madurez de un Hub (ver Nota 13).

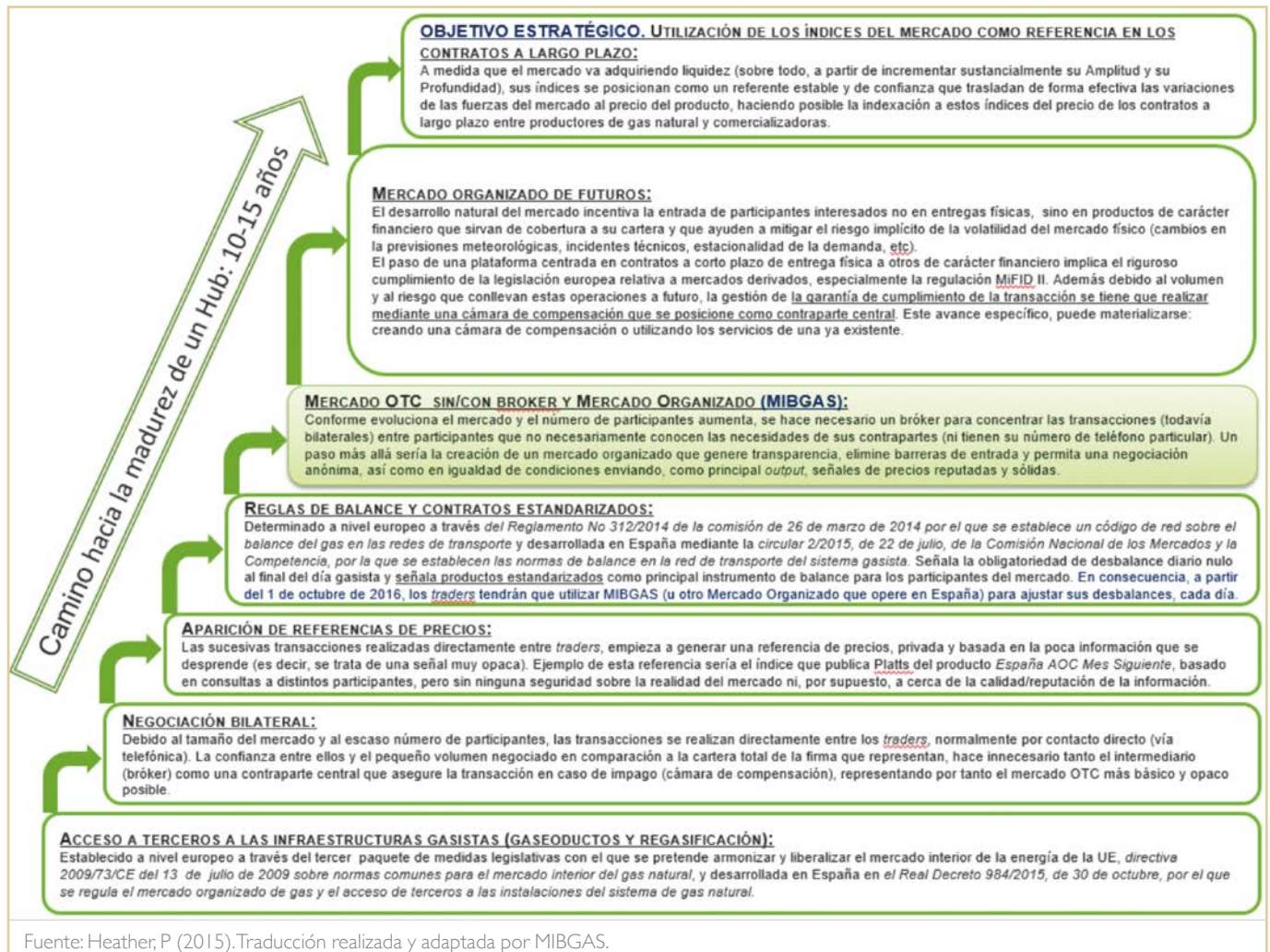
A pesar de la creciente estandarización que está registrando el mercado OTC (lo que fa-

cilita el *trading* y proporciona mayor transparencia e, inevitablemente, más liquidez), todavía este mercado guarda intacta su señal de identidad: transacciones bilaterales y, por lo tanto, opacidad en relación a los precios. De ahí que la creación de un Hub de gas en España demande, sobre todo, la consolidación de la parte correspondiente al mercado organizado.

En todo caso, OTC y mercado organizado no solo son complementarios sino que, desde el inicio de los mercados mayoristas, ambas

actividades están integradas. De esta forma, al configurarse una estructura de mercado que ofrece a todos los actores del sistema gasista la posibilidad de cubrir sus necesidades (por un lado, el OTC, habida cuenta de su carácter bilateral -con o sin intermediación-, aporta flexibilidad y contratos personalizados; y, por otro lado, el mercado organizado ofrece una mayor estandarización de los productos y transparencia, así como una gestión centralizada de las garantías), el mercado mayorista resultante construirá y consolidará las sinergias necesarias para estimular la par-

Figura 11. la “Hoja de ruta” hacia la madurez de un Hub



ticipación activa, en el mismo, de los distintos intervinientes en el sistema gasista.

Desarrollo del mercado a plazo (futuros) de gas natural

ACER ha identificado como un reto esencial para alcanzar un mercado mayorista que funcione adecuadamente el desarrollo de liquidez en los productos a plazo (de futuros).

Un mercado organizado a plazo, similar a los que funcionan en nuestro entorno, puede actuar como elemento de tracción para generar liquidez adicional en todos los productos a plazo. Un requisito inicial de un mercado organizado de futuros es que exista un mercado *spot* líquido que genere una señal de precios fiable. MIBGAS, como ya se ha comentado, está en vías de cumplir esta función en España, sobre todo a medida que vaya aumentando su liquidez.

No obstante, se trata de un proceso complejo ya que el desarrollo de un mercado organizado de futuros también requiere la participación en el mercado de Cámaras de compensación que ofrezcan servicios orientados a optimizar la gestión del riesgo de contrapartida.

Facilitar el acceso al mercado mayorista de la demanda

Este es otro aspecto que puede favorecer la creación de liquidez en el mercado mayorista (como así lo ha demostrado el caso francés), al aportar los grandes consumidores de gas perfiles de consumo y de riesgos que son, por regla general, complementarios de los comercializadores que aportan gas al

sistema español con sus contratos de aprovisionamiento facilitando, de esta manera, las transacciones en el mercado mayorista.

Para ello, resulta necesario difundir conocimiento así como facilitar y promover la formación de los grandes consumidores de gas con relación, por ejemplo: al funcionamiento del mercado mayorista; al acceso al mismo; a la gestión de riesgos en el mercado; y a la organización de una unidad de *trading*.

Además, podría estudiarse la conveniencia de desarrollar la gestión agrupada de los desbalances, lo que tendería a reducir los riesgos de participación de los agentes más pequeños en el mercado mayorista³⁴.

Fomento de la utilización de las infraestructuras de GNL y mayor integración con el gas natural en el sistema español

Favorecer la utilización de las plantas de regasificación por parte de operadores y *traders* globales de GNL tenderá a incrementar la liquidez en los tanques de las plantas de regasificación. Para ello, los costes logísticos por almacenar GNL en España deberían ser competitivos en relación con los de instalaciones europeas (en particular con las italianas y las del sur de Francia, con las que competimos más directamente), aunque cualquier cambio en la estructura de peajes y cánones debe realizarse de manera cuidadosa para no generar problemas adicionales a la financiación del sistema gasista. También resultaría de interés explorar vías de fomento el uso de GNL *small scale*, como potencial fuente de ingresos para los

operadores de las infraestructuras de GNL y de dinamismo en el mercado mayorista.

Una mayor integración de los mercados existentes en los distintos puntos de balance (uno en cada planta de regasificación y PVB) facilitaría la generación de liquidez en el sistema. Para ello, además de resolver la falta de transparencia sobre el valor del GNL almacenado en los tanques podrían, por tanto, explorarse vías para facilitar los intercambios de GNL entre plantas de regasificación y de GNL-GN, entre éstas y el PVB.

Además, sería interesante estudiar los incentivos de los agentes a estar balanceados en las plantas de regasificación. Como se ha observado en el PVB, la puesta en marcha de un esquema de balance diario ha generado incentivos al *trading* de productos de corto plazo, así como ha favorecido la creación de señales de precios más fiables. En el caso de las plantas de regasificación, probablemente un esquema de balance diario no sea óptimo, aunque podría estudiarse una modificación del esquema actual de balances que favorezca el *trading* de GNL en el corto plazo y la generación de señales de precios del GNL más transparentes en un mercado organizado.

Desarrollo de infraestructuras relevantes para el mercado

Este es un viejo "caballo de batalla" del sector gasista. En puridad, una mayor capacidad de interconexión con Francia permitiría importar gas desde el continente en momentos de escasez o bien exportar gas desde el sistema gasista ibérico hacia Europa³⁵, aprovechando la capacidad de almacenamiento de GNL

³⁴ En este sentido, por ejemplo, podría facilitarse la prestación de servicios de balance por comercializadoras (como es el caso de Francia), y racionalizar las garantías por desbalances de los agentes con perfil de consumidor.

³⁵ Cabe destacar que la tarifa de salida en Francia en la interconexión Francia-España, con sentido España, se mantiene como una de las más elevadas del continente, dificultando el arbitraje entre los dos mercados. Esta situación probablemente se corregirá con la entrada en vigor del nuevo código de red para la armonización de los peajes de interconexión.

existente en España, si bien es verdad que los peajes entre zonas de mercado pueden jugar un papel muy relevante. En consecuencia, su racionalización es necesaria para que los mismos no constituyan barreras en el funcionamiento de los mercados.

Esto último puede ser especialmente relevante en unos años si, como prevén muchos analistas, el mercado de GNL pasa a tener una situación de exceso de oferta o, al menos, una oferta más abundante. Por otro lado, una mayor capacidad de alma-

cenamiento subterráneo flexible también tenderá a facilitar la gestión y optimización de las carteras de los participantes en el mercado, con el beneficio adicional de que ayudaría a suavizar las puntas de precios en el mercado. ■

Bibliografía

ARANZADI, C.; LÓPEZ, C. (2014). *Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético*. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

BAUMOL, W. J. (1982), "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure". *The American Economic Review*, vol. 72, nº 1, marzo, págs. 1-15.

COLOMBO, S; EL HARRAK, M; SARTORI, N. (2016). *The Future of Natural Gas. Markets and geopolitics*. Instituto Affari Internazionali. Ed. Lente/European Energy Review.

FRANZA, L. (2014). Long-Term gas import contracts in Europe. *Clingendael International Energy Programme*, diciembre 2014. La Haya.

GLACHANT, J-H; HALLACK, M; VAZQUEZ, M. (2015). *Building competitive gas markets in the EU. Regulation, supply and demand*. Ed. Edward Elgar.

GRANDI, L. (2014). European gas markets: From oil indexation prices to spot prices? *Energy Brains*, junio 2014.

HEATHER, P. (2015). The evolution of european traded gas hubs. *The Oxford Institute for Energy Studies*. NG 104, diciembre 2015. Universidad de Oxford. Oxford.

HEATHER, P. (2015). The evolution of European traded gas hubs. *Eurogas Conference on Central and Eastern Europe*. Lubliana, 15 diciembre 2015.

JAMES, T. (2012). *Energy Markets. Price risk management and trading*. Ed. Wiley.

KELLY, E. (2015). *Global Gas Markets – Growth and Challenges*. International Gas Union. Council meeting. Cartagena de Indias (Colombia), 20-23 octubre 2015.

LASHERAS, M. A; FERNÁNDEZ, J. (2014). "Los hubs europeos y el hub ibérico de gas en los mercados de energía". *Tecnología, Economía y Regulación en el Sector Energético*, vol. 2, págs. 763-829. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

MAKHOLM, J. D. (2016). "There is but one true Hub, and his name is Henry". *Natural gas and electricity*, junio, págs. 27-30.

NERSSIAN, R. L. (2016). *Energy Economics. Markets, history and policy*. Ed. Routledge.

OECD/IEA (2013). *Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. Obstacles and Opportunities*. International Energy Agency. Paris.

PETROVICH, B. (2016). Do we have aligned and reliable gas Exchange prices in Europe? *The Oxford Institute for Energy Studies*. Oxford Energy Comment, abril 2016. Universidad de Oxford. Oxford.

STERN, J; ROGERS, H. (2013). The transition to Hub-based pricing in Continental Europe: a response to Sergei Komlov of Gazprom Export. The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment, febrero 2013. Universidad de Oxford. Oxford.

STERN, J; ROGERS, H. (2011). The transition to Hub-based pricing in Continental Europe. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 49, marzo 2011. Universidad de Oxford. Oxford.

TELSER, L; HIGINBOTHAM, H. (1977). "Organized Futures Markets: Costs and Benefits". Journal of Political Economy, vol. 85, nº 5, octubre, págs. 969-1.000.

The Economist. "LNG: A liquid market". The Economist. 14 de julio 2012.

WOOD D. (2016). Is the Internal Energy Market functioning? What remains to be done? A trader's perspective. European Federation of Energy Traders. GIE Annual Conference. Sofia, 9-10 junio 2016.

YAFIMAVA, K (2013). The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: Major Contentious Issues Inside and Outside the EU. The Oxford Institute for Energy Studies. NG 74, abril 2013. Universidad de Oxford. Oxford.