



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO
DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS Y
RECOMENDACIONES PARA EL
INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA
TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE
COMPETENCIA DEL MERCADO
ORGANIZADO (MIBGAS). 2016**

**12 de septiembre de 2017
INF/DE/183/17**

www.cnmc.es

Índice

1. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	4
2. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL EN 2016	6
3. EL MERCADO ORGANIZADO MIBGAS. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	12
3.1 Evolución del precio del mercado MIBGAS	16
3.1.1 Evolución de los precios del MIBGAS por productos.	17
3.1.2 Comparativa del precio del MIBGAS con los mercados europeos.	18
3.1.3 Volatilidad del precio del mercado	21
4. ANÁLISIS DE LA LIQUIDEZ DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS	22
4.1 Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	23
4.2 Evolución del volumen negociado en MIBGAS	25
4.3 Evolución de los volúmenes negociados por sesión y producto	26
4.4 Efecto de las medidas de fomento de la liquidez	33
4.4.1 Compras de gas de operación	34
4.4.2 Compras de gas talón y gas colchón	37
4.4.3 Acciones de balance realizadas a través del MIBGAS	43
4.4.4 Previsiones de volúmenes de gases regulados en 2017	48
5. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	49
5.1 Número de agentes en el mercado mayorista de gas natural y en el MIBGAS	49
5.2 Análisis de la participación en el mercado por empresas	51
5.2.1 Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas	51
5.2.2 Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas	52
6. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	52
6.1 Indicadores de liquidez del GTM	53
6.2 Indicadores de salud del mercado español	60
7. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	64
8. CONCLUSIONES	67
9. RECOMENDACIONES EN RELACIÓN CON EL NIVEL DE LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO ESPAÑOL DE GAS	70
9.1 Establecimiento de creadores de mercado (voluntarios y/u obligatorios)	70
9.2 Desarrollo de los mercados de futuros de gas natural	73
9.3 Desarrollo del polo portugués del MIBGAS y establecimiento de un modelo de acoplamiento de mercado ibérico a través de ofertas espejo y asignación implícita de capacidad	76
9.4 Desarrollo de un Hub de GNL: desarrollo de servicios logísticos y orientación a mercado	80
9.5 Adaptación de la regulación gasista al mercado actual	83
ANEXO I: RESULTADOS DE LA ENCUESTA A LOS AGENTES DE VALORACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL MIBGAS	85
ANEXO II: Puntuación asignada por EFET al mercado español	95

INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO (MIBGAS). 2016

INF/DE/183/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D^a. Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

D. Benigno Valdés Díaz

D. Fernando Torremocha y García-Sáenz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

Secretario de la Sala

D Miguel Sánchez Blanco. Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 12 de septiembre de 2017

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función decimoquinta del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), acuerda emitir el siguiente informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia en el mercado organizado de gas (MIBGAS).

Este informe se aprueba de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional trigesimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que establece que:

«La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente un informe en el que se analice y se incluyan recomendaciones en relación al nivel de liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado de gas. En caso de que no hubiera operadores dispuestos a generar dicha liquidez de forma voluntaria en el mercado, o se considerase que su aportación es insuficiente, el Gobierno podrá obligar a los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, a presentar ofertas de compra y venta de gas, por un volumen determinado, en el citado mercado con un diferencial.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para el producto considerado, una metodología para el cálculo de dicho diferencial así como para el volumen a ofertar. Dicha metodología será aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía».

La creación de un mercado mayorista de gas eficaz y transparente en su funcionamiento es uno de los objetivos explícitos del Tercer Paquete Energético, según se refleja en el artículo 1 del Reglamento (EC) 715/2009.

La falta de un mercado organizado de gas natural constituía una de las principales carencias del sistema gasista español, en comparación con otros mercados europeos, por lo que la necesidad de desarrollar de este mercado fue propuesto durante la última década tanto por la Comisión Nacional de la Energía como por parte de de la CNMC.

En este informe se analiza el funcionamiento del mercado mayorista de gas, haciendo especial incapié en desarrollo del mercado organizado de gas en España (MIBGAS), que comenzó a operar el el 16 de diciembre de 2015, y se realizan recomendaciones en relación con el nivel de liquidez, la transparencia y el nivel de competencia¹. Estas recomendaciones complementan la propuesta de metodología para el establecimiento de obligaciones de creador de mercado, que fue aprobada el 28 de marzo de 2017 por la Sala de Supervisión regulatoria².

1. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

Existen tres grandes mercados regionales de gas en el mundo: Norteamérica, Europa y Asia, cada uno de ellos con una estructura diferente en función de su grado de madurez, las fuentes de aprovisionamiento, la dependencia de las importaciones y otros factores geográficos y políticos. Uno de los elementos más destacables de la evolución del mercado desde 2010 es el gran diferencial de precios del gas entre los mercados regionales.

En el **mercado norteamericano** las nuevas tecnologías de extracción de gas disminuyeron abruptamente los costes de la producción de gas no convencional, abaratando los precios del gas hasta los niveles en torno a 3 \$/mmBTU (unos 10 €/MWh) y desacoplando los precios del gas frente a los del petróleo. Desde 2010, el precio del gas en Estados Unidos se mantiene de forma consistente en niveles de precios inferiores a los de otras regiones del mundo, al tiempo que se incrementa la producción de gas. El incremento de producción ha conseguido que Norteamérica sea una zona autosuficiente de gas natural, y que comiencen a construirse plantas de licuefacción para la exportación de GNL a otras regiones, lo que convertirá en los próximos años a Estados Unidos en uno de los principales exportadores de GNL a nivel mundial.

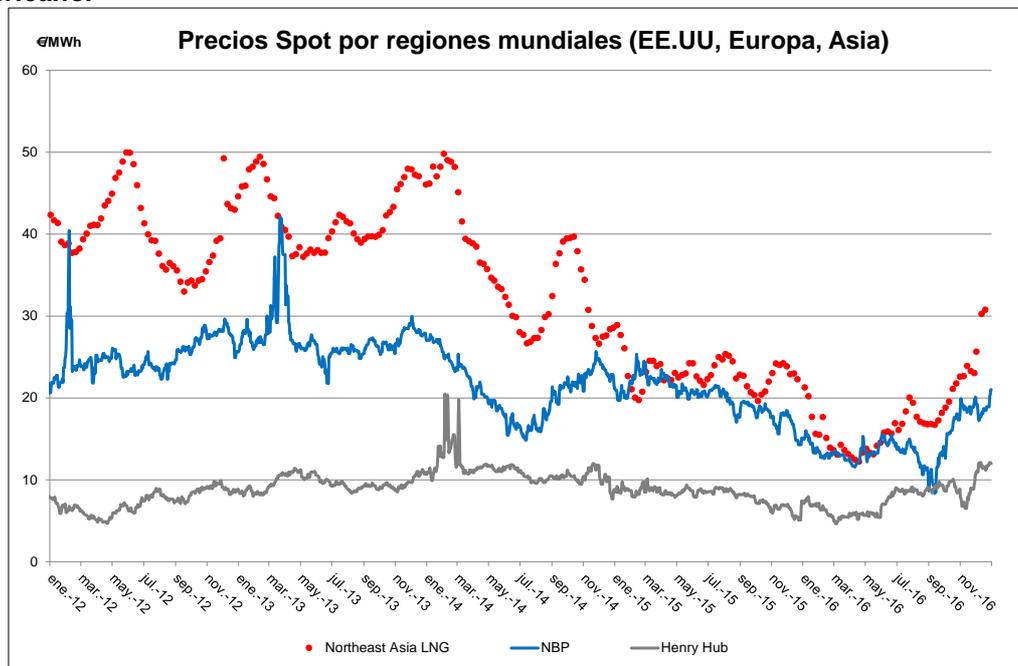
En el **mercado asiático**, los principales mercados gasistas dependen del suministro de GNL de forma total (caso de Corea o Japón) o parcial (China), y

¹ En el Anexo I se resumen las respuestas recibidas al cuestionario enviado a los operadores, el objeto de conocer su opinión sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y las medidas de liquidez.

² <https://www.cnmc.es/expedientes/infde00617>

por tanto su precio se encuentra asociado a la evolución del precio del GNL en el mercado internacional.

Gráfico 1. Comparativa de precios del gas entre el mercado japonés, europeo y americano.



Fuente: Mercados Internacionales

Los **mercados europeos**, que se abastecen principalmente de Rusia y de los yacimientos del mar del Norte, presentan un nivel de precios intermedio entre el mercado norteamericano y los mercados asiáticos. La existencia de una red de transporte de gas fuertemente interconectada permite que los hubs del norte y centro de Europa muestren una notable convergencia de precios, y un cierto desacoplamiento respecto al precio del petróleo.

Las limitaciones de las conexiones gasistas entre la Península Ibérica y los mercados del centro de Europa y la influencia de los aprovisionamientos de GNL, hacen que el mercado español se vea muy influenciado por el precio del GNL en el mercado internacional, por lo que es relevante analizar su evolución:

- Durante el **periodo de 2011 a 2014** el precio del GNL estuvo marcado por un exceso de demanda que provoca tensiones en el nivel de precios, en gran parte por el incremento de las importaciones de GNL de Japón para la producción de electricidad, tras el tsunami de 2011, que paralizó sus centrales nucleares. Adicionalmente, varios países emergentes, tanto en Asia (China e India) como en América del Sur (Brasil, Argentina, Chile), y en Oriente Medio (Egipto) comenzaron a realizar importaciones de GNL, contribuyendo al incremento de los precios del mercado internacional de GNL. El precio del GNL en Asia se mantuvo en todo este periodo entre 10 y 20 €/MWh, en un nivel superior al precio spot de los principales hubs gasistas europeos.

- La situación del mercado de GNL comienza a cambiar en **2015**, con los incrementos de producción de Australia y el comienzo de la producción de GNL de Estados Unidos (planta de Sabine Pass) en 2016, a los que se suma la debilidad de la demanda en algunos países asiáticos (Corea). Durante la mayor parte de 2015 y 2016, el diferencial entre el precio del GNL en Asia y los principales hubs europeos se reduce a 2-3 €/MWh, llegando a igualarse durante el periodo estival de 2016, pero ampliándose durante el periodo invernal, de mayor demanda.
- Durante el año **2016**, el impacto en el mercado de la entrada en funcionamiento de nuevas plantas de licuefacción se vió limitado por varios retrasos y paradas por mantenimiento, que han afectado a proyectos como los de Gorgon LNG en Australia, Sabine Pass en EEUU, o a la reapertura de la planta de Angola. Además, continúa parada la planta de Yemen por la situación interna en el país. Otros productores tradicionales, como Trinidad, Nigeria y Argelia, también han reducido la producción anual de GNL, lo cual puede atribuirse, al menos en parte, a la reducción de la producción en los campos de gas y al incremento de su demanda interna.

La concurrencia de varios sucesos en plantas de licuefacción con el periodo invernal volvió a tensionar los precios del GNL a finales de 2016, con un repunte significativo de los precios.

- Las **previsiones** del mercado internacional de GNL³ para los próximos años (2017-2020) siguen apuntando a un escenario de exceso de oferta, y por lo tanto de debilidad del precio spot de GNL, impulsado por la puesta en funcionamiento de nuevas plantas de licuefacción en Australia y EEUU. Esta situación debería favorecer la convergencia del precio del mercado español con el resto de hubs europeos, pero sin descartar que puedan volver a producirse periodos puntuales en los que se origine una mayor tensión en los precios del aprovisionamiento a la Península Ibérica.

2. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL EN 2016

El **suministro de gas natural** en España depende casi en su totalidad de las importaciones. La producción de gas propia (677 GWh en 2016), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,19% del aprovisionamiento de gas.

A lo largo del año 2016, el mercado español se abasteció de un conjunto de nueve países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 56,7%. A continuación se encuentran Nigeria (14,5%), Noruega (10,5%), Catar (7,9%), Perú (5,4%) y Trinidad y Tobago (2,1%). En 2016 se incluyeron en la cartera de orígenes de GNL dos nuevos países: Angola y Estados Unidos. Este último se ha convertido en exportador a nuestro sistema gasista utilizando

³ Cedigaz, LNG 2020 Perspectives

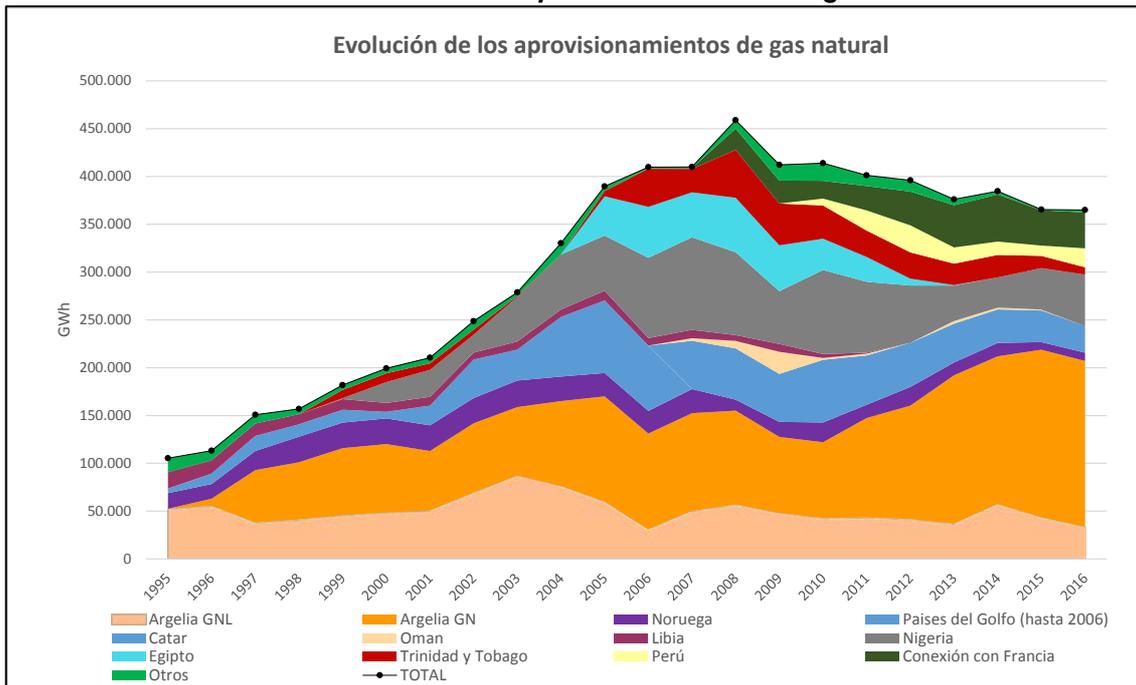
como punto de partida de GNL la Planta de Sabine Pass, en la costa del Golfo de México.

Las importaciones por gasoducto representaron un 58% de las importaciones totales, procediendo en un 82% de Argelia y en un 18% del mercado interior europeo, y las importaciones brutas de GNL representaron un 42% del aprovisionamiento.

La existencia de una amplia capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas ha contribuido a impulsar la diversificación y, por tanto, la competencia entre fuentes alternativas de gas. Por otra parte, el perfil de aprovisionamiento mediante GNL supone un reto desde el punto de vista logístico para los comercializadores de gas, puesto que está basado, fundamentalmente, en la descarga de buques de gran tamaño que llegan a intervalos regulares en el tiempo, mientras la demanda a cubrir tiene un perfil estacional. Además, la oferta y demanda de gas natural pueden cambiar de forma repentina y los comercializadores deben responder a estos cambios acudiendo para ello al mercado spot, por ejemplo en el caso de variaciones imprevistas de la demanda de ciclos combinados.

Otra característica relevante a tomar en consideración, por su impacto sobre la dinámica competitiva de este mercado, es que la mayoría de los contratos de aprovisionamiento de gas son contratos a largo plazo, indexados a la cotización del petróleo o de sus derivados y con cláusulas de compra obligatoria. No obstante, en los últimos años el volumen de contratos spot y de corto plazo (prompt) tiende a incrementarse, especialmente en relación con el desarrollo del mercado internacional del GNL, y lo mismo sucede con los aprovisionamientos a través de la interconexión con Francia.

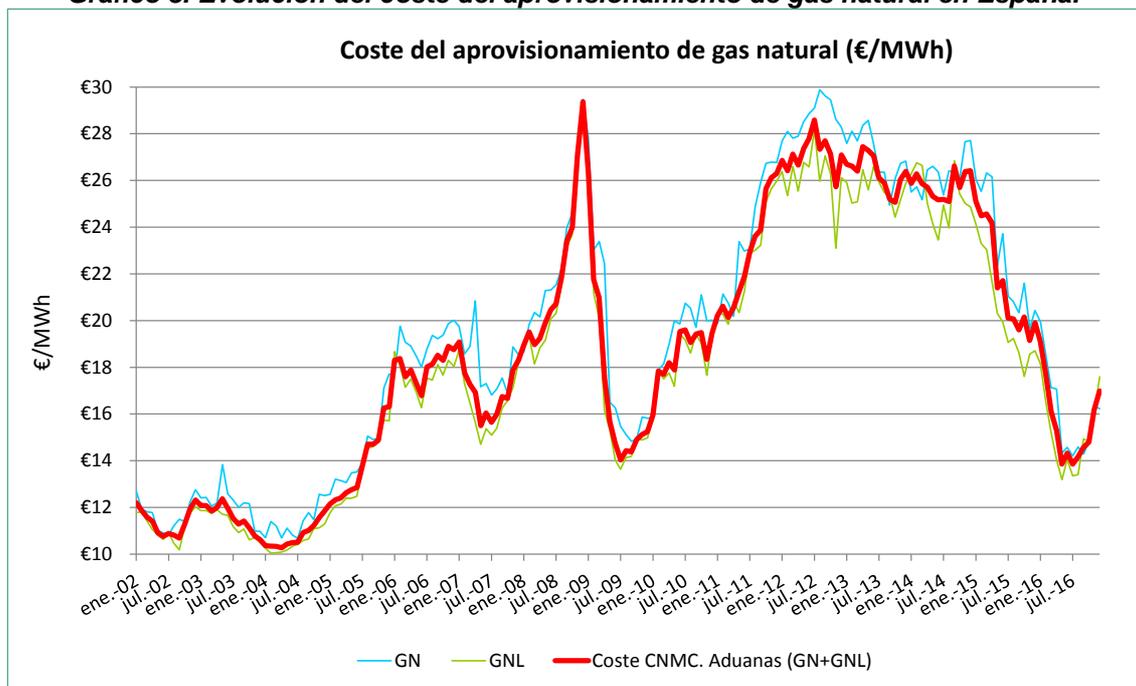
Gráfico 2. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural.



Fuente: CNMC

La evolución del coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española se refleja en el índice de coste de aprovisionamiento, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria.

Gráfico 3. Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España.



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNMC

Durante el año 2016, el coste de las importaciones de gas en España bajó un 15%, al pasar de 19,9 €/MWh en diciembre de 2015 hasta 17,0 €/MWh en diciembre de 2016, alcanzando un mínimo cercano a los 14 €/MWh en los meses de verano, a partir del cual el precio del petróleo vuelve a presionar el coste del gas al alza. El aprovisionamiento por GNL se muestra entre 0,3 y 3 €/MWh más barato durante la mayor parte del año, salvo en los últimos meses, que se resulta más caro que el gas importado por gasoducto (hasta 1,4 €/MWh).

La disminución de la demanda de gas desde su máximo histórico en 2008, hace que el sistema gasista español tenga un exceso de capacidad, principalmente en las plantas de regasificación, en las que el nivel de utilización de la capacidad se encuentra en torno al 25%.

Por el contrario, los gasoductos de conexión con Argelia y sobre todo, las conexiones internacionales con Francia muestran unos niveles de utilización elevados, en sentido de importación hacia España. Resulta destacable que desde noviembre de 2015, la capacidad de interconexión con Francia se ha incrementado hasta los 230 GWh/día, con carácter bidireccional, si bien en el lado francés parte de esta capacidad es interrumpible en sentido importación a España.

En la conexión con Portugal, el flujo dominante es en sentido hacia Portugal, debido principalmente a los contratos de aprovisionamiento por gasoducto con Argelia de los agentes que operan en el mercado portugués.

La demanda total en España durante 2016 aumentó un 2,3% respecto a 2015, hasta los 322 TWh. A pesar de este repunte de la demanda, todavía se encuentra muy lejos de los niveles máximos alcanzados en el año 2008 (449 TWh).

En el año 2016, la demanda convencional fue de 262 TWh, con una subida del 3,3% respecto a 2015, y la del sector eléctrico de 60 TWh (-2,0%).

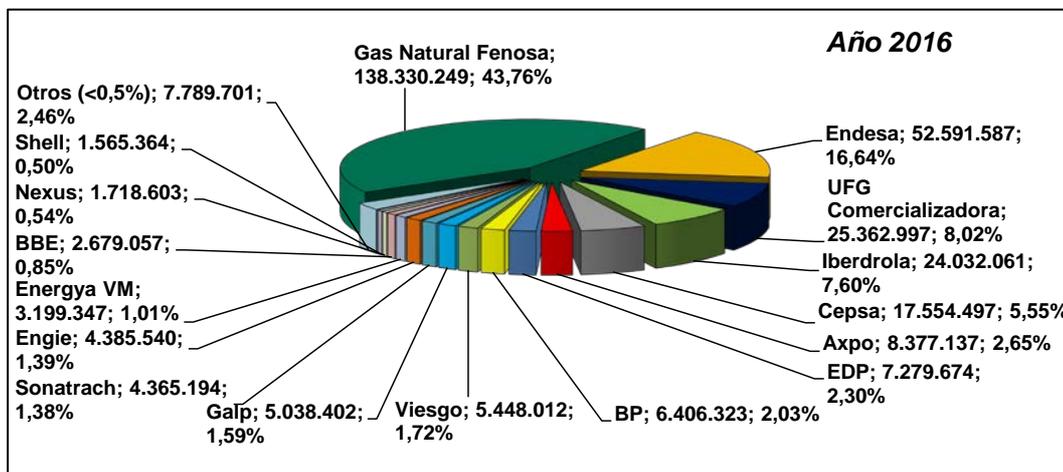
Las cuotas del mercado de aprovisionamiento, desde el punto de vista de las compañías importadoras de gas, se correlacionan, en gran medida, con las cuotas de ventas a consumidores finales, puesto que una gran parte de los comercializadores españoles se encuentran integrados a lo largo de la cadena de gas, y disponen de contratos de aprovisionamientos más o menos ajustados a sus previsiones de ventas.

En relación con el **mercado minorista** integrado por las ventas a consumidores finales, entre los años 2010 y 2016, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales de 25 a 55.

En 2016, los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado fueron Gas Natural Fenosa (43,76%), Endesa (16,64%), UFG Comercializadora (8,02%), Iberdrola (7,60%), Cepsa (5,55%), Axpo (2,65%), BP (2,30%) y EDP

(2,03%). Otros grupos empresariales suman en conjunto el 11,45% restante del mercado de gas en España.

Gráfico 4. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2016.



Fuente: CNMC

Respecto al **mercado mayorista español de gas**, integrado por las compra – ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español. Dado que la mayoría de los agentes tienen una cuota de aprovisionamientos y de ventas finales bastante similar, este mercado se utiliza principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de cada agente, para adaptarse a las variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos.

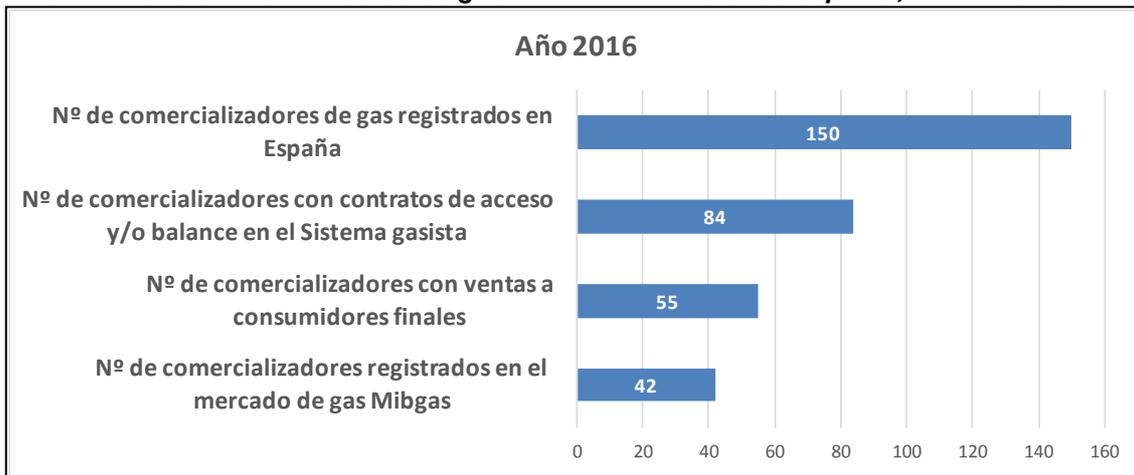
En menor medida, en este mercado también se van incorporando otras empresas con perfil de “traders” internacionales, sin vocación de realizar ventas a consumidores finales en España. La actividad de las empresas de trading en el mercado español se ve limitada por la poca conectividad y lejanía del mercado español de los hubs europeos con mayor actividad, así como por los elevados valores de los peajes de la interconexión con Francia lo que limita las posibilidades de arbitraje entre mercados⁴.

Adicionalmente, también operan en este mercado algunos comercializadores “secundarios”, generalmente de pequeño tamaño, que concentran su actividad en la venta de gas a distintos segmentos del mercado minorista, realizando sus compras de gas directamente en el mercado mayorista español, sin acudir al mercado internacional de aprovisionamiento, al no disponer de tamaño suficiente para operar en este mercado.

⁴ En el periodo de octubre 2016 a marzo de 2017, el peaje diario de la interconexión gasista con la zona sur de Francia es de 3,15 €/MWh en sentido entrada a España, y 2,48 €/MWh en sentido salida a Francia, una vez agregados los peajes aplicados por los transportistas a cada lado de la frontera.

Aunque el número de comercializadores registrados alcanza los 150, el número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, era de 84 a finales de 2016.

Gráfico 5. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en el año 2016.



Fuente: CNMC

En España la mayoría del comercio de gas se negocia mediante transacciones bilaterales (**mercado OTC**), con un grado de estandarización bastante bajo y sin transparencia en los precios negociados.

En el sistema gasista español existen ocho puntos de balance y comercio de gas, situados en cada una de las seis plantas de regasificación, en el punto de balance del sistema de gasoductos de transporte (llamado PVB) y en los almacenamientos subterráneos (en un punto virtual que agrupa todo el gas situado en los almacenamientos en operación: Serrablo, Gaviota, Marismas y Yela).

El volumen de gas intercambiado en el mercado OTC se comunica al operador del sistema, a efectos de registrar la transferencia de propiedad, a través de la plataforma MS-ATR.

En el año 2016, el volumen total negociado en transacciones OTC asciende a un total de 433,93 TWh, lo que supone un 135% de la demanda en dicho periodo. El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 28,8%, pasando de 96.513 operaciones en el año 2015, a 124.318 operaciones en el año 2016, lo que supone una media de unas 10.000 transacciones al mes, con 77 comercializadores activos en este mercado.

Las transacciones del mercado OTC pueden ser de tipos muy diversos, incluyendo tanto transacciones de corto, medio o largo plazo, como swaps o intercambios de gas entre instalaciones (por ejemplo, entre tanque de GNL y PVB), o intercambios temporales (entrega de una cantidad y devolución el mes siguiente). Una parte creciente de estas transacciones se realiza a través de

brokers gasistas de ámbito internacional, utilizando plataformas de negociación como “Trayport”.

En paralelo a este mercado OTC, desde diciembre de 2015, el mercado español dispone también de un **mercado organizado, MIBGAS**, que permite realizar transacciones de forma anónima, y proporciona, además, transparencia en el nivel de precios del mercado. A fecha de 31 de diciembre de 2016 en el mercado MIBGAS había 44 agentes registrados, de los cuales 42 son empresas comercializadoras, además de Enagas Transporte y Enagas GTS.

El volumen total negociado en MIBGAS en el año 2016 asciende a un total de 6.566 GWh, lo que supone un 2% de la demanda final de gas en dicho periodo.

La existencia del Mercado Organizado de Gas es plenamente compatible con las operaciones bilaterales de compraventa (mercado OTC), así como, en su caso, con la existencia de otras plataformas de mercado.

3. EL MERCADO ORGANIZADO MIBGAS. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Un mercado mayorista organizado es aquel en el que los agentes llevan a cabo transacciones de compra y venta de gas, libres y anónimas, en base a lo definido por unas reglas de mercado a las que se adhieren.

El 21 de mayo de 2015 se aprobó la Ley 8/2015, que modificaba la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, introduciendo en su articulado la obligación de constituir un mercado mayorista organizado de gas y designando a la sociedad MIBGAS S.A. como Operador del mercado.

A partir de este momento, la regulación de desarrollo del mercado organizado se sucede rápidamente durante 2015 y 2016, primero con la aprobación de las reglas del mercado y posteriormente con la introducción de varias medidas de fomento de liquidez, permitiendo que el mercado organizado MIBGAS comience a operar en las últimas semanas de 2015. Además, la liquidez del mercado se va incrementando progresivamente conforme se van activando las medidas para su fomento.

a. Reglas de mercado

Con fecha 30 de octubre de 2015, se aprobó el **Real Decreto 984/2015**, que regula el Mercado Organizado de Gas, integrado por transacciones de compra y venta de gas, libres y anónimas. En desarrollo de este Real Decreto, se aprobó la **Resolución de 4 de diciembre de 2015** de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas.

El día 16 de diciembre de 2015 comenzó a funcionar el mercado organizado de gas, MIBGAS, con los seis tipos de productos siguientes, con distintos horizontes de entrega en el punto virtual de balance del sistema gasista español (PVB):

- **Producto intradiario (WD):** El gas se negocia el mismo día de entrega. Este producto se negocia todos los días del año.
- **Producto diario (DA, D+2, D+3):** El gas se negocia en el conjunto de días comprendido entre el día D-3 y el día D-1, siendo D el día de entrega. Estos productos se negocian todos los días del año.
- **Productos resto de mes (BoM):** El gas se entrega en el conjunto de días comprendido entre el día siguiente a su negociación y el último día del mes en curso. Este producto se negocia de lunes a viernes, entre el primer día del mes en curso y el quinto día antes del inicio del mes siguiente, ambos incluidos.
- **Productos mes siguiente (M+1):** El gas se entrega en el conjunto de días comprendido en el mes siguiente a su negociación. Este producto se negocia de lunes a viernes, todos los días del mes anterior al de la entrega.

Su funcionamiento es similar a los mercados organizados operativos en otros países de nuestro entorno.

El mercado organizado funciona sobre la base de una sesión de negociación, que se inicia con una subasta y a la que sigue un mercado continuo. La sesión de negociación diaria en el mercado MIBGAS va desde las 8:30h hasta las 17:00h; la negociación del producto intradiario abarca desde las 8:30h hasta las 21:00h.

La negociación en modo subasta se abre a las 8:30h y hasta las 9:30h los agentes pueden enviar ofertas, que quedan almacenadas hasta el momento de la casación. A las 9:30h se cierra la recepción de ofertas, y hasta las 9:35h se procede a la casación de las ofertas.

A partir de las 9:35h la negociación estará abierta en modo de Mercado Continuo, en el que los agentes podrán enviar ofertas que serán casadas instantáneamente de acuerdo a sus condiciones. El fin de la sesión diaria se realiza a las 17:00h, y el de la sesión intradiaria a las 21:00h.

Los agentes realizan sus ofertas de compra y venta de los distintos productos en la plataforma de mercado de forma anónima. Una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme e implica la obligación del pago y el derecho de cobro al precio de la transacción. El resultado de las transacciones se notifica a ENAGAS GTS, a efectos de realizar la transferencia de gas en el punto de balance (PVB) de acuerdo con las características de entrega del producto contratado.

Para la introducción de cualquier oferta en la plataforma de negociación, los agentes deben de disponer de garantías suficientes. Para ello, disponen de una cuenta de garantías, donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones. Para optimizar la gestión del sistema de garantías, el operador de mercado gestiona tanto las garantías para operar en el mercado, como las garantías por desbalances y para la contratación de capacidad en el sistema gasista.

b. Medidas de fomento de liquidez

A efectos de contribuir al aumento de la liquidez en el mercado y para realizar las compras de gas de operación y gas talón en condiciones transparentes de mercado, 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**⁵, estableció que su adquisición se realizaría a través de compras diarias de gas en el mercado organizado.

En aplicación de esta resolución, desde el 14 de enero de 2016, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) empezó a comprar el gas de operación en el Mercado Organizado de gas, en la subasta de apertura de la sesión de negociación para el producto D+1. Desde esta fecha, el GTS publica en su página web el programa semanal de estimación de necesidades diarias de gas de operación.

Por otro lado, la **Resolución de 6 de junio de 2016** de la Secretaría de Estado de Energía aprobó diversas disposiciones relativas al mercado de gas, en concreto los procedimientos para la compra del **gas colchón** de los almacenamientos subterráneos (AASS) y del **gas talón** de las instalaciones de transporte en el mercado organizado (por el GTS), así como el Modelo de Acuerdo de Creadores de Mercado.

En aplicación de esta Resolución, desde el mes de junio de 2016, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) empezó a comprar a través del MIBGAS el gas colchón destinado al almacenamiento subterráneo de Yela y el gas talón necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las nuevas instalaciones de transporte (gasoductos o tanques de GNL).

La Resolución también aprobó el modelo de acuerdo de creadores de mercado, mediante el cual el operador del mercado realizará una convocatoria para la prestación del servicio de creador de mercado, al menos con periodicidad semestral, y en la cual incluirá las condiciones para la presentación de ofertas por parte de los agentes del mercado.

⁵ El gas de operación es el gas que se necesita para la operación del sistema de transporte de gas, y principalmente se emplea para el funcionamiento de las estaciones de compresión que impulsan el gas por la red de transporte y distribución.

Las medidas de fomento de la liquidez en el MIBGAS, implementadas en 2016, han sido las siguientes:

- La **compra del gas de operación**, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde el 14 de enero de 2016. El volumen de compras de gas de operación en el MIBGAS en 2016 fue de 702 GWh.
- La **compra del gas colchón** para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2016, por un volumen de 1.365 GWh, que se realizó entre los meses de junio y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos diario, resto de mes y mensual.
- La **compra del gas talón** correspondiente al año 2016 (360 GWh), que se realizó entre los meses de julio y septiembre, en la subasta de apertura de los productos diario e intradiario.

Las necesidades de gas colchón y el programa mensual de estimaciones de gas talón que se pretenden adquirir en cada sesión de negociación son publicadas por Enagas GTS y MIBGAS en sus páginas web, a partir de la información que proporcionan los transportistas.

Además, a partir del 1 de octubre de 2016, el GTS comenzó a realizar acciones de balance en el MIBGAS en virtud de lo establecido en la **Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC**, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte (Circular de Balance)⁶. En el último trimestre de 2016, el GTS ha realizado acciones de balance por un total de 743 GWh (636 GWh de compras de gas y 107 GWh de ventas de gas), a través de los productos intradiario y diario, tanto en la subasta como en el mercado continuo.

En resumen, las **medidas de fomento de la liquidez incrementaron la negociación en el MIBGAS en 3.198 GWh**, suponiendo el 48,7% del volumen total negociado durante 2016.

Adicionalmente a estas medidas, en el cuarto trimestre de 2016 MIBGAS realizó la primera convocatoria para el servicio de creador de mercado (voluntario), para el primer semestre de 2017.

Como resultado de esta convocatoria, a la que concurrieron dos empresas comercializadoras, el 20 de enero de 2017, la Dirección General de Política Energética y Minas emitió la **Resolución por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado** en el mercado organizado de gas natural a Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch, que

⁶ Derivada del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, aprobado el 26 de marzo de 2014.

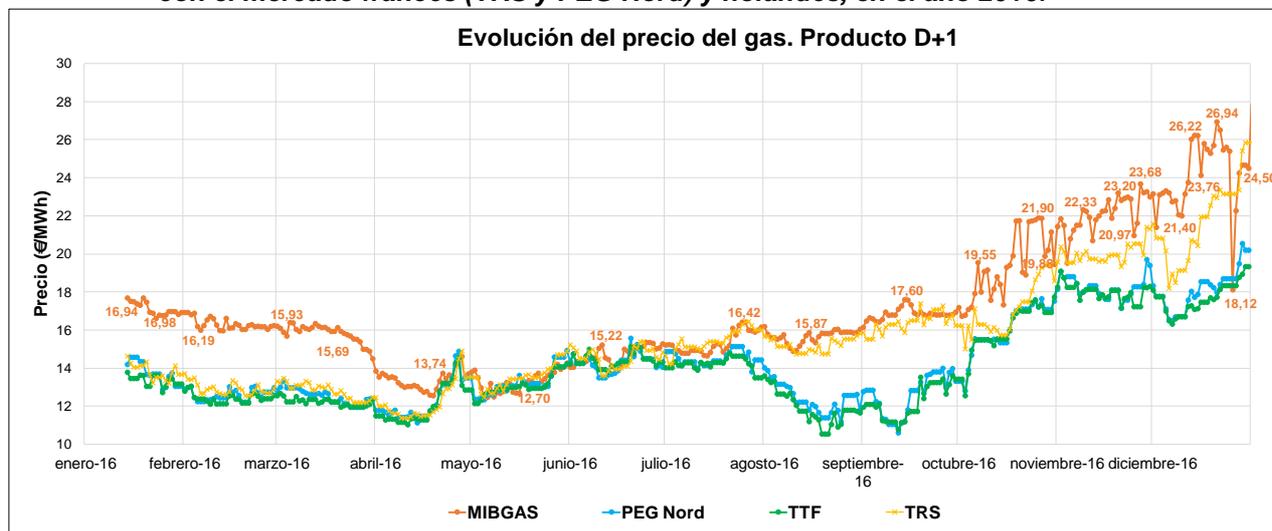
actúa desde entonces como creador de mercado en los productos diario y mensual.

3.1 Evolución del precio del mercado MIBGAS

La evolución del precio del gas en el mercado MIBGAS, en sus primeros 12 meses de funcionamiento, permite distinguir varios periodos con distinto comportamiento:

- Durante el **primer trimestre de 2016**, el precio del MIBGAS muestra una tendencia descendente, desde los 17 €/MWh hasta alcanzar un mínimo de 12,9 €/MWh. En este periodo, el precio presenta un diferencial entre 2 y 3 €/MWh superior al de los principales mercados europeos de referencia.
- Desde **mediados de abril, y hasta mediados de julio**, el MIBGAS muestra un acoplamiento diario con el resto de mercados europeos, con diferenciales de precio nulos o inferiores a 1 €/MWh, y una tendencia ligeramente al alza. Este periodo coincide con la bajada de los costes de aprovisionamiento de gas a largo plazo (referenciados al Brent con 3-6 meses de retardo), y sobre todo, con un momento de bajos precios de GNL en el mercado spot internacional.

Gráfico 6. Evolución del precio del producto D+1 en el mercado MIBGAS, en comparación con el mercado francés (TRS y PEG Nord) y holandés, en el año 2016.



Fuente: ICIS y MIBGAS

- En el **tercer trimestre**, el precio del mercado español se desacopla de los mercados del norte de Europa y continúa la tendencia ascendente, que se acentúa en el mes de octubre, en el que alcanza niveles entre 20 y 22 €/MWh. Por el contrario, los mercados europeos marcan mínimos anuales en septiembre (por debajo de 12 €/MWh), lo que amplía el diferencial de precios con el MIBGAS hasta niveles de 6 €/MWh. Los mercados del norte de Europa inician la escalada de precios más tarde, con el inicio del

periodo invernal, de mayor demanda de gas, aunque manteniéndose entre 2 y 4 €/MWh por debajo del MIBGAS.

- En el **cuarto trimestre de 2016**, tanto el MIBGAS como el resto de mercados europeos continúan subiendo, afectados por la mayor demanda de gas para generación eléctrica en toda Europa occidental, en particular por la subida del precio del carbón y la bajada de la producción de las centrales nucleares en Francia.

Simultáneamente, se producen varias paradas de producción en plantas de licuefacción (en Australia, en particular la planta de Gordon, en EEUU y en Argelia), con el consiguiente aumento en el precio de los cargamentos spot de GNL.

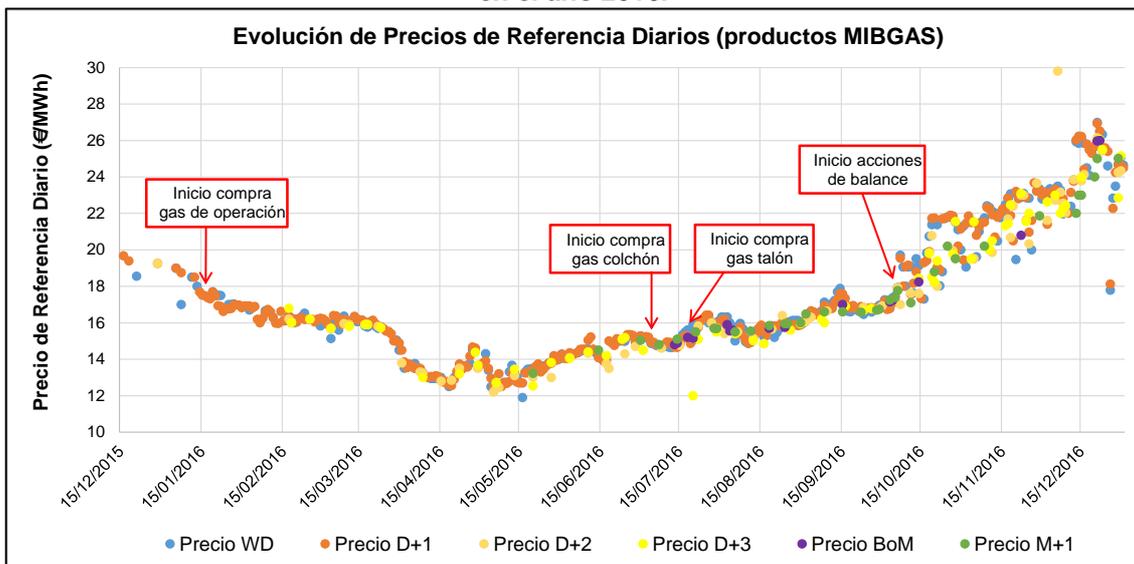
El aumento del precio del GNL spot en el mercado internacional provoca que el MIBGAS y el TRS continúen en niveles mucho más elevados que los otros mercados del norte de Europa, situación que se prolongó hasta mediados de febrero de 2017.

En cualquier caso, el comportamiento de los precios del mercado peninsular de gas y electricidad en el invierno 2016-2017 está siendo analizado en detalle por esta Comisión.

3.1.1 Evolución de los precios del MIBGAS por productos.

La evolución de los precios de los distintos productos cotizados en MIBGAS, desde el producto intradiario hasta el producto mensual se puede observar en la siguiente gráfica.

Gráfico 7. Evolución del precio de referencia de los productos negociados en MIBGAS, en el año 2016.



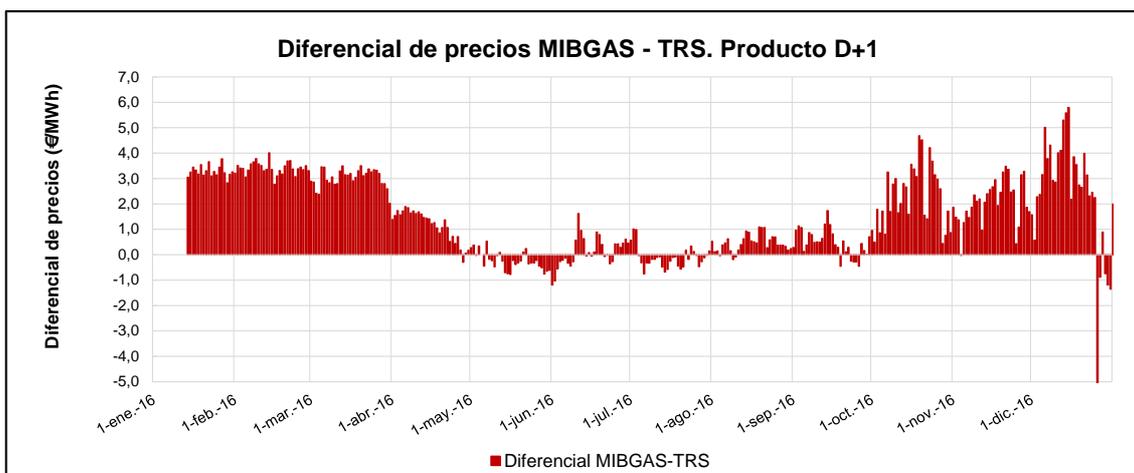
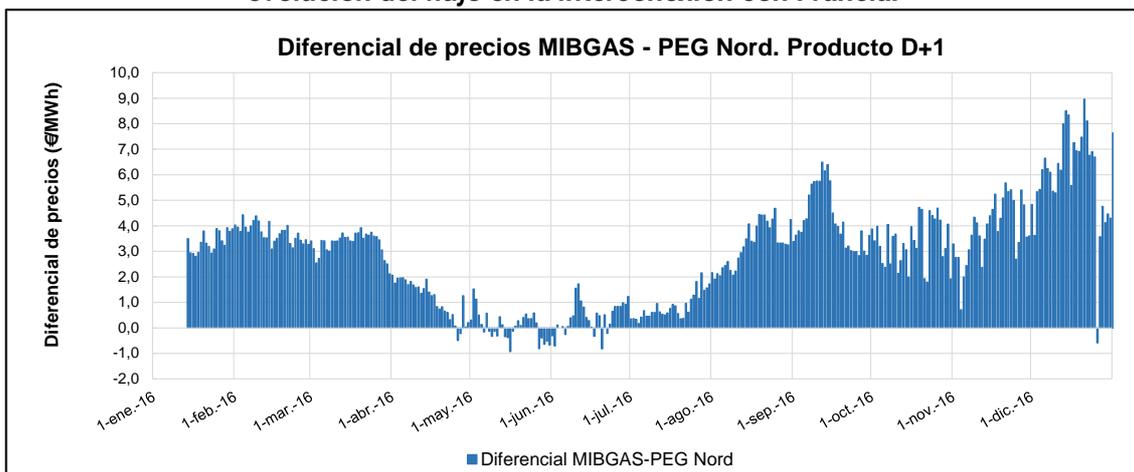
Fuente: ICIS y MIBGAS

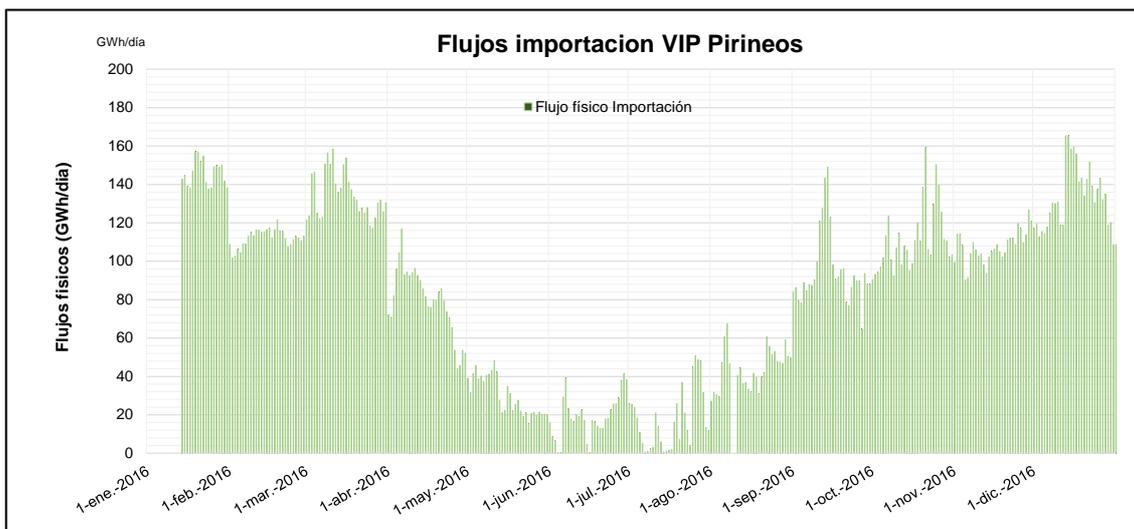
En general, no se observan grandes diferencias de precios entre los productos, si bien en el último trimestre de 2016, el incremento de la volatilidad de los precios del mercado hace que, puntualmente, puedan existir diferencias de precios más elevadas entre ellos, especialmente en algunos productos con volúmenes de negociación muy reducidos.

3.1.2 Comparativa del precio del MIBGAS con los mercados europeos.

Durante todo el año 2016, los mercados del norte de Europa (TTF, Zeebrugge, Peg Nord), muestran una gran convergencia de precios. Sin embargo, el mercado español, presenta diferenciales de precios significativos, derivados de la diferente estructura de aprovisionamiento, así como de la existencia de limitaciones en la infraestructura de transporte de gas entre el norte y el sur de Francia, que es insuficiente para provocar la convergencia de los precios.

Gráfico 8. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG Nord y TRS, y evolución del flujo en la interconexión con Francia.





Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

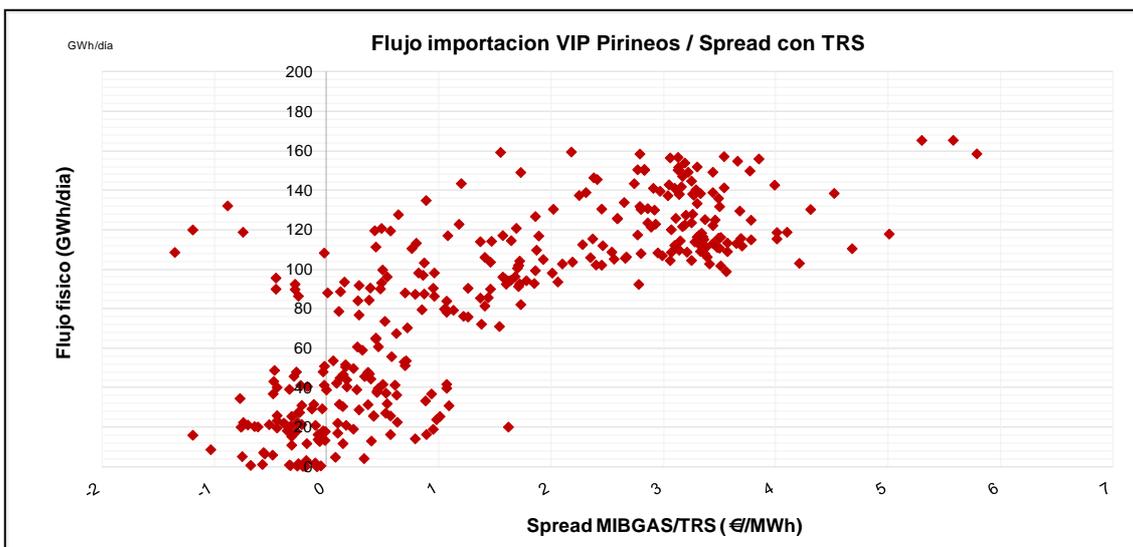
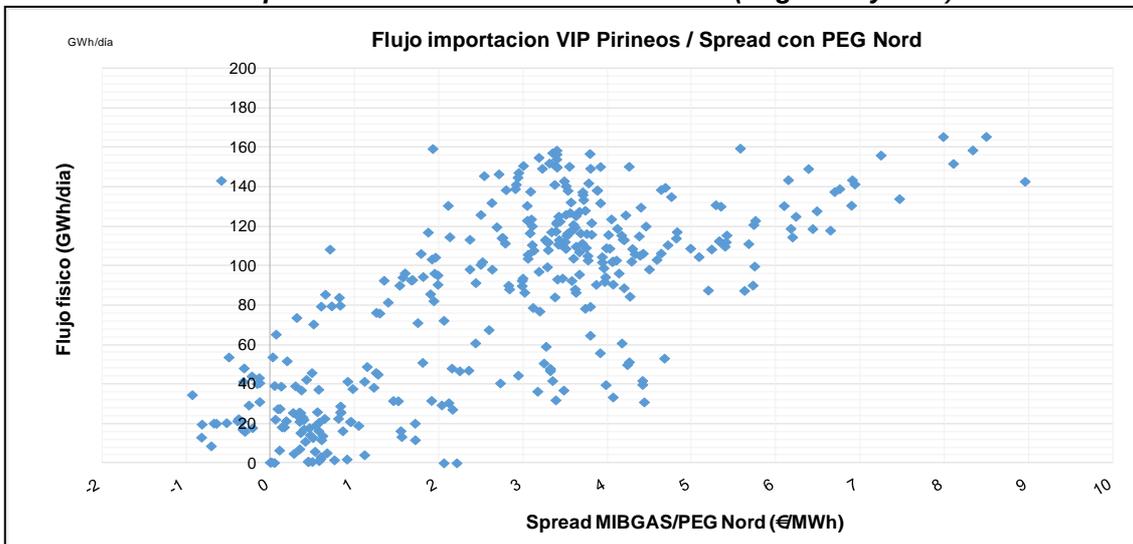
Resulta interesante observar que los menores diferenciales de precios entre MIBGAS y el Peg Nord se producen desde finales de abril hasta primeros de agosto, al situarse, la mayoría de los días, con diferenciales por debajo de 1 €/MWh, en ocasiones con el precio del MIBGAS por debajo del Peg Nord. En este mismo periodo temporal, el flujo de la interconexión entre España y Francia se encuentra en mínimos anuales, con flujos netos de importación diario por debajo de los 40 GWh/día, llegando a ser casi nulos en algún día puntual. En este mismo trimestre también se encuentra en niveles mínimos el precio de GNL spot y el coste de aprovisionamiento de gas a España, que repuntará en los siguientes trimestres, por la influencia de la subida del petróleo en los contratos de aprovisionamiento a largo plazo.

El acoplamiento entre el MIBGAS y el TRS se prolonga también en los meses de agosto y septiembre, en los que el flujo de la interconexión está entre 30 y 50 GWh/día, algo superior al periodo de mayo a septiembre.

En el resto de los meses, con diferenciales de precios más elevados entre MIBGAS y Peg Nord, los flujos de la interconexión son elevados, entre 80 y 160 GWh/día, lo que muestra que el flujo de gas en la interconexión se comporta correctamente según las señales de precios de los respectivos mercados spot, detectándose que la evolución del flujo de gas se correlaciona mejor con el diferencial de precios con el Peg Nord, probablemente por tratarse de un mercado con mayor liquidez que el TRS. Por otra parte, durante todo el año 2016, el Peg Nord y el TTF se mantienen completamente acoplados, por lo que lo mismo puede decirse en relación con la correlación del flujo en la interconexión con el diferencial entre MIBGAS y TTF.

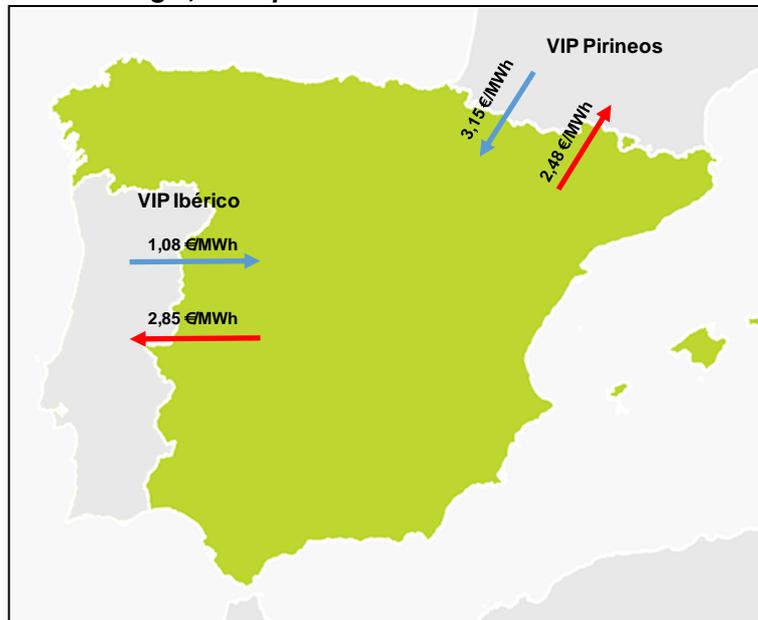
No obstante, la correlación de precios y flujos de gas también muestra anomalías, como indica el dato de que siga habiendo flujo físico hacia España (aunque en menor volumen) en los días en los que el diferencial de precios es negativo.

Gráfico 9. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con los mercados franceses (Peg Nord y TRS) en 2016



Por último, cabe señalar que el coste del peaje de la interconexión entre España y Francia es uno de los más elevados de Europa, lo que limita la realización de operaciones de trading a corto plazo por parte de operadores sin reserva de capacidad a largo plazo cuando el diferencial de precios entre el MIBGAS y el TRS se encuentra por debajo de 2 ó 3 €/MWh.

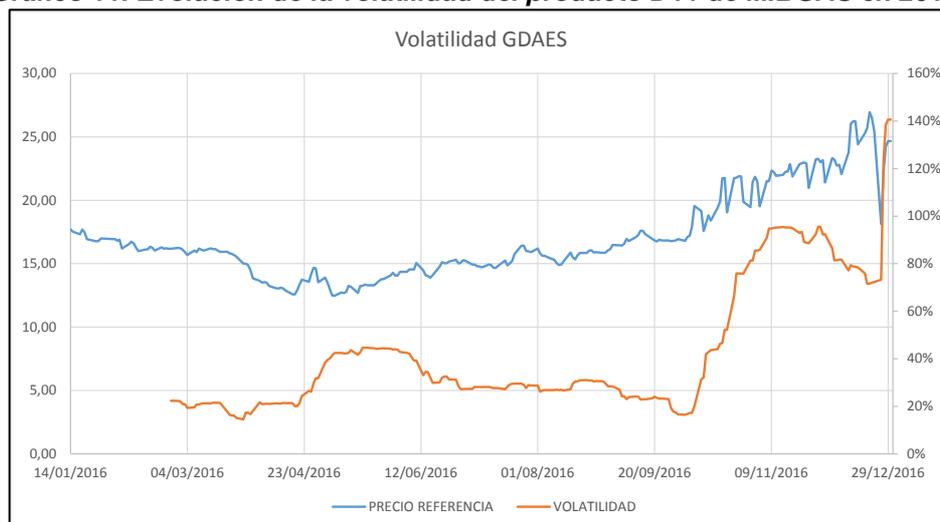
Gráfico 10. Coste del peaje diario de las interconexiones gasistas con España y Portugal, en el periodo de octubre-diciembre de 2016



3.1.3 Volatilidad del precio del mercado

La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS⁷ se mantuvo en niveles similares, o incluso inferiores a los de otros mercados de gas europeos durante la mayor parte del año, a excepción del último trimestre, en el que se incrementa notablemente la volatilidad.

Gráfico 11. Evolución de la volatilidad del producto D+1 de MIBGAS en 2016.

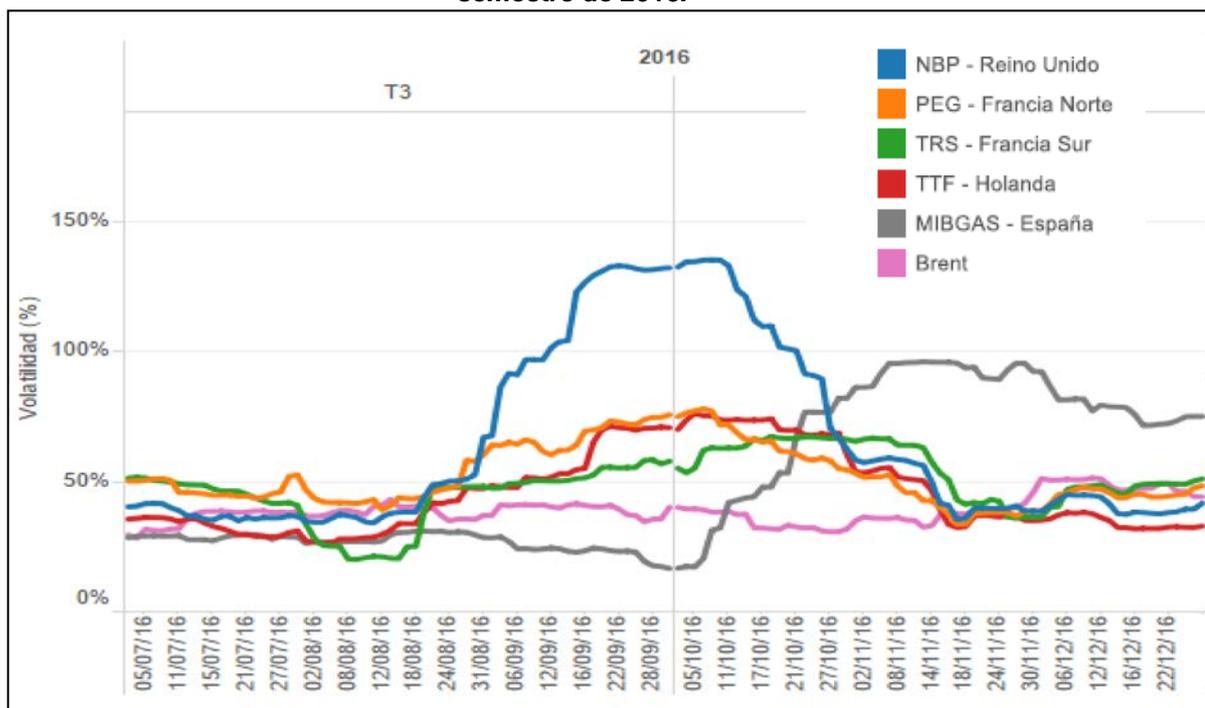


Fuente MIBGAS

⁷ La metodología empleada para el cálculo de la volatilidad es el cálculo de la desviación típica calculada con 30 muestras. Para calcular la volatilidad de un día se toma la ventana temporal de los 30 días anteriores excluyendo los fines de semana.

En comparación con otros mercados europeos, se observa que la volatilidad de todos los mercados es muy similar en los primeros dos trimestres de 2016. En septiembre y octubre de 2016 se incrementa la volatilidad de los mercados del norte de Europa, en particular del NBP, situándose el MIBGAS entre los mercados menos volátiles de Europa, pero en los dos últimos meses del año se invierte la situación, principalmente por el repunte de precios que afecta al MIBGAS.

Gráfico 12. Evolución de la volatilidad de los mercados europeos en el segundo semestre de 2016.



Fuente MIBGAS.

4. ANÁLISIS DE LA LIQUIDEZ DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

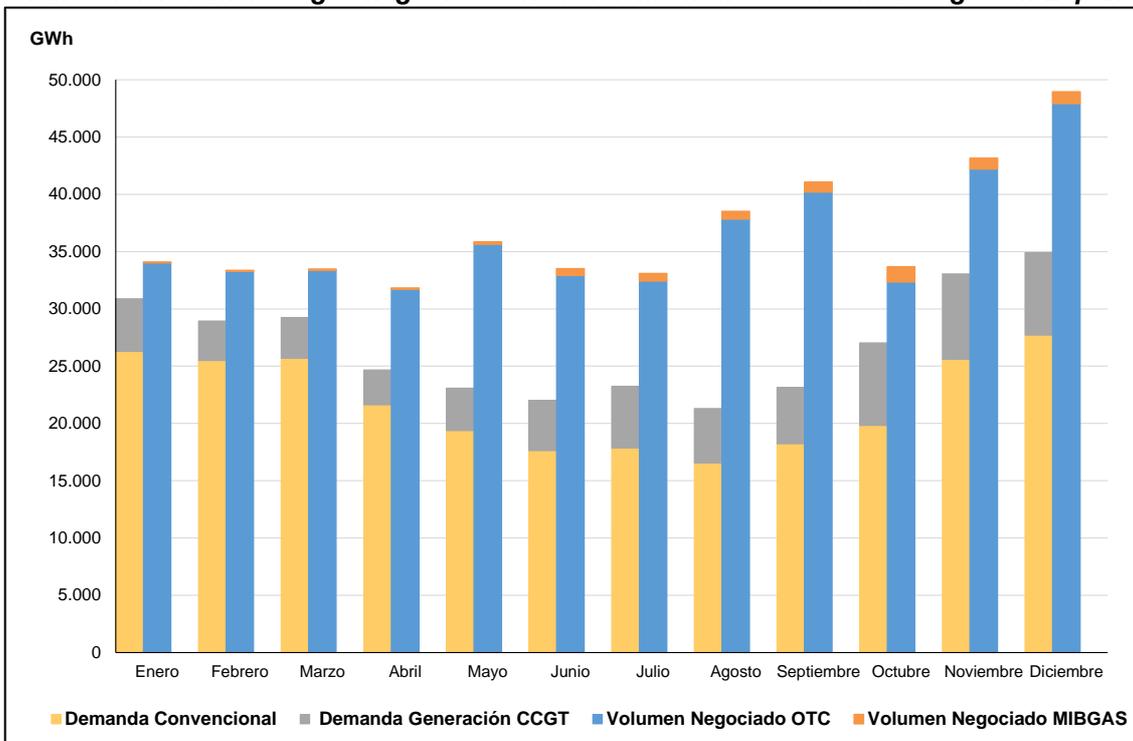
En el mercado mayorista español, como en el resto de mercados europeos, coexisten las transacciones en el mercado OTC con las transacciones en el mercado organizado.

El volumen total negociado en el mercado OTC en el año 2016 asciende a un total de 433,93 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 135% de la demanda en dicho periodo (322 TWh). El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 28,8%, pasando de 96.513 operaciones en el año 2015, a 124.318 operaciones en el año 2016, lo que supone una media de unas 10.000 transacciones al mes, con 77 comercializadores activos en este mercado.

Por el contrario, en el conjunto de 2016, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de 6.566 GWh, lo que supone un 2% del

total de la demanda de gas del año, y una proporción muy pequeña del total de transacciones celebradas en el sistema español.

Gráfico 13. Volumen de gas negociado en el sistema frente a demanda de gas en España



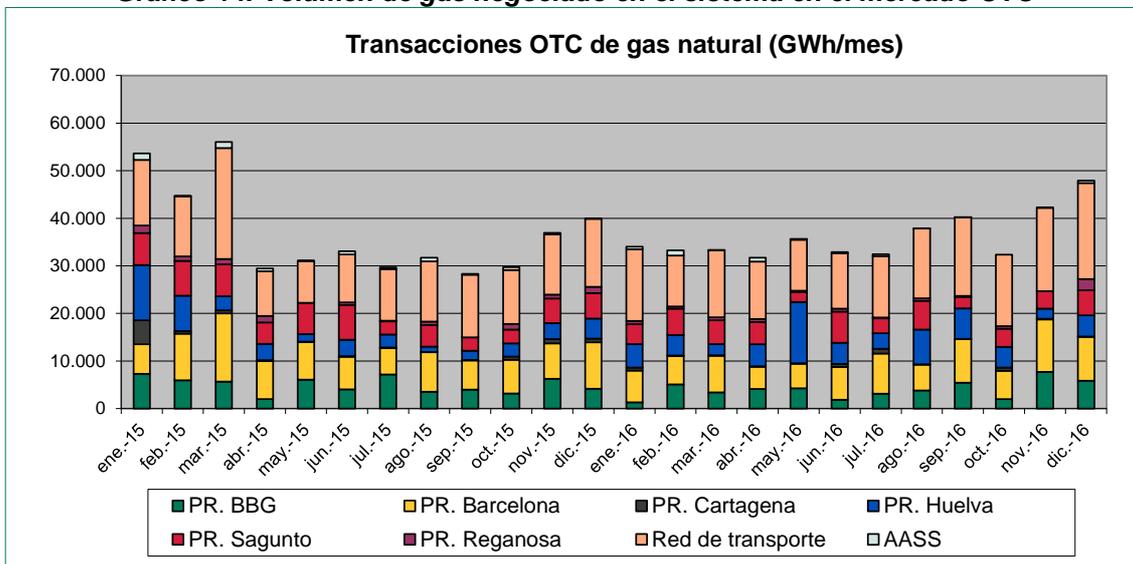
Fuente: CNMC

En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC.

4.1 Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

Como ya se ha comentado, el volumen total negociado en el mercado OTC en el año 2016 ascendió a un total de 433,93 TWh, un 2,3% inferior al volumen negociado durante 2015. De ellos 259,01 TWh fueron negociados en las plantas (el 59,7%), 171,08 TWh en la red de transporte (el 39,4%), y 3,83 TWh en los almacenamientos (el 0,9%). En la siguiente Gráfico se pueden observar los volúmenes negociados durante los años 2015 y 2016.

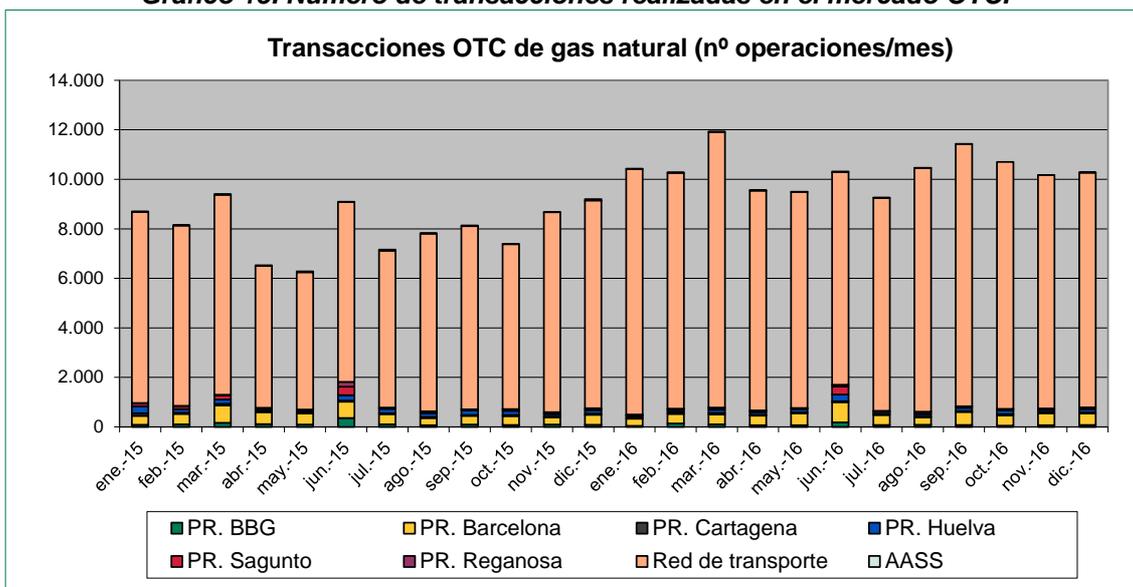
Gráfico 14. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas fue de 124.318 operaciones en el año 2016, lo que supuso un aumento del 28,8% respecto al año 2015. De estas transacciones se realizaron 9.497 en las plantas (el 7,6%), 114.686 en la red de transporte (el 92,3%), y 135 en los almacenamientos (el 0,1%). En el siguiente gráfico se pueden observar las transacciones realizadas durante los años 2015 y 2016.

Gráfico 15. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC.



Fuente: CNMC

4.2 Evolución del volumen negociado en MIBGAS

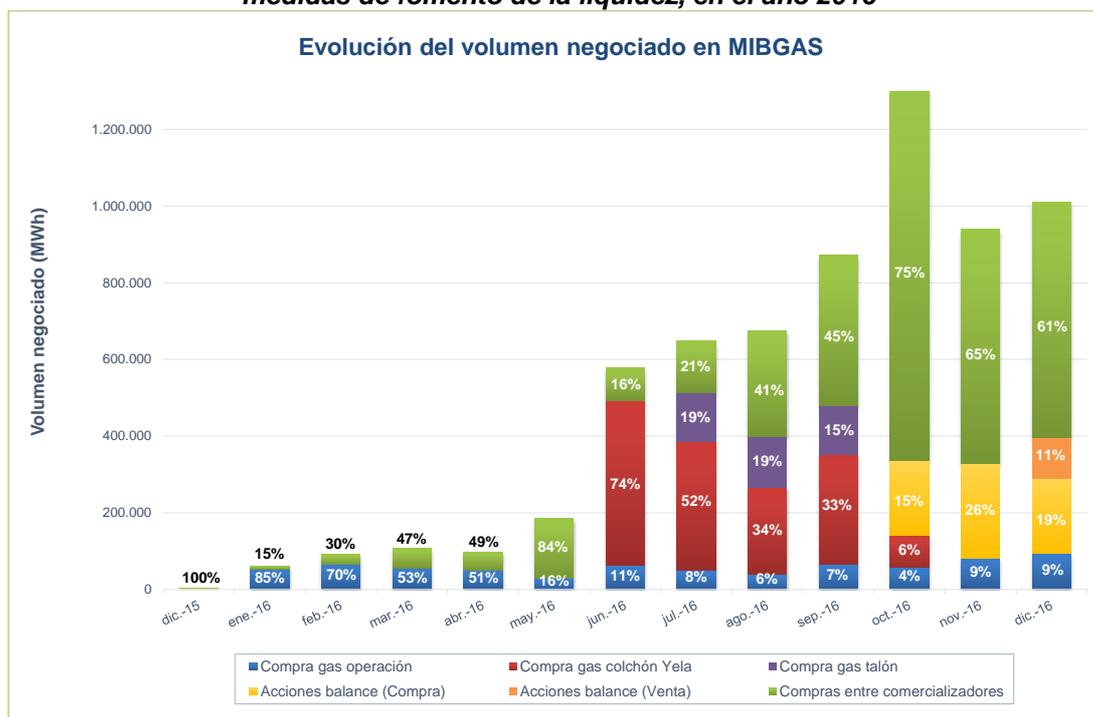
Durante todo el año 2016, el número de transacciones y el volumen negociado en el MIBGAS han ido creciendo progresivamente, como cabe esperar al tratarse del primer año de funcionamiento del mercado.

En el conjunto de 2016, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **6.566 GWh**, lo que supone un **2%** del total de la demanda de gas del año.

El incremento en las transacciones ha venido apoyado, desde el primer momento, de varias medidas de fomento de la liquidez, como la compra de gas de operación, las compras del gas colchón de Yela y el gas talón, y el inicio de las acciones de balance.

La evolución mensual del volumen negociado, diferenciando el efecto de las distintas medidas de fomento de la liquidez, se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 16. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez, en el año 2016



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La negociación durante las últimas semanas de diciembre y las primeras de enero de 2016 es meramente testimonial, dado el reducido periodo de tiempo entre la aprobación de las reglas de mercado (4 de diciembre de 2015) y el inicio de las operaciones en la plataforma (16 de diciembre de 2015), por lo que los agentes solo realizan operaciones por volúmenes mínimos, a modo de

prueba del funcionamiento de la plataforma, con varios días en los que no se produce ninguna transacción en la misma.

A partir del 14 de enero de 2016 comienzan las compras diarias de gas de operación por parte del GTS, a través de la subasta del producto D+1, con cantidades que oscilan entre 1 y 3 GWh por día. Estas operaciones son las que proporcionan la liquidez inicial del mercado, que comienza a proporcionar una referencia diaria de precios. En paralelo, empiezan a crecer, lentamente, las operaciones entre comercializadores, y en el mes de mayo estas operaciones superan por primera vez el volumen de compra del gas de operación.

Un primer salto en la liquidez del mercado se produce en el mes de junio de 2016, en el que comienza la adquisición del gas colchón de Yela. Como se verá más adelante, estas compras permiten también que se active la negociación del producto mensual, que apenas había tenido actividad en la plataforma de mercado hasta esa fecha. En este periodo continúa el incremento progresivo en el volumen de las transacciones entre comercializadores.

En el mes de octubre de 2016 entró en vigor la Circular de Balance de la CNMC, hecho que tiene incidencia en el volumen negociado tanto por la mayor actividad de los comercializadores para balancear su posición a final del día, como por las acciones de balance llevadas a cabo por el GTS (195 GWh sólo en este mes), lo que compensa la finalización de las compras de gas colchón y gas talón correspondientes al año 2016.

El mes de octubre se convierte así en el mes con mayor volumen negociado en el año 2016, siendo el mes con mayor volumen negociado entre comercializadores (967 GWh, excluyendo las compras de gases regulados). También influye en este incremento de la negociación el aumento de la demanda de gas por el periodo invernal, que supera las previsiones de los agentes.

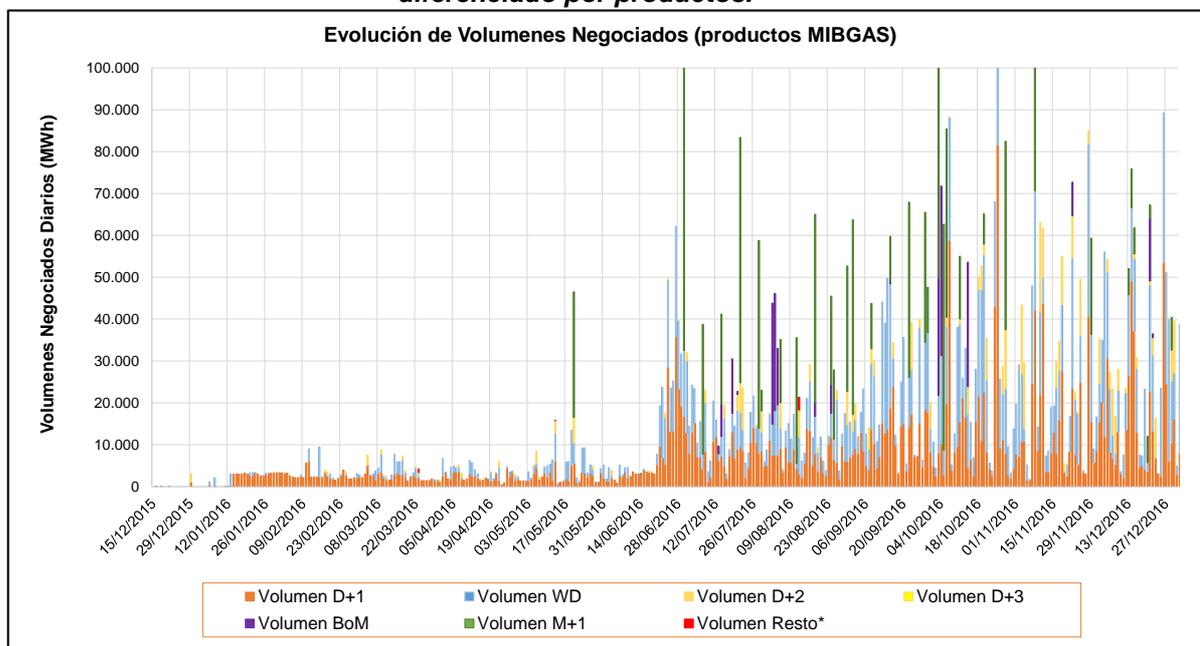
Las acciones de balance del GTS durante el último trimestre del año, han supuesto un 22,9% del volumen negociado en MIBGAS en dicho trimestre, y un 11,3% considerando el volumen negociado en 2016. Estas acciones de balance, al concentrarse en unos pocos días (22), provocaron un incremento de la volatilidad de los precios en el MIBGAS.

4.3 Evolución de los volúmenes negociados por sesión y producto

a) Volumen negociado por sesión de negociación

El volumen negociado por sesión se ha ido incrementando paulatinamente, hasta alcanzar en el mes de octubre una media de negociación diaria de 42 GWh. El promedio negociado por sesión en el cuarto trimestre del año es de 35,3 GWh/día, mientras que la **media anual** fue de **18 GWh/día**.

Gráfico 17. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2016, diferenciado por productos.



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

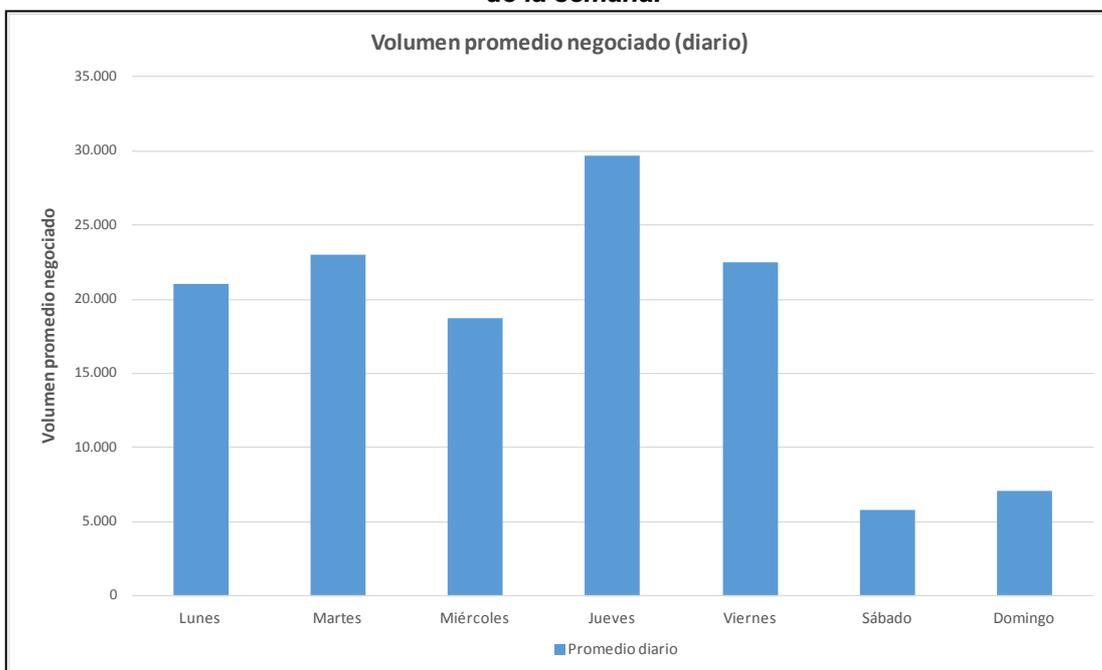
* Resto: Incluye los productos D+4 y D+5, que permiten la negociación anticipada en caso de festivos (como en las sesiones del 23 de marzo y del 13 de mayo)

Desde el comienzo de su funcionamiento, la sesión con el mayor volumen negociado fue la del 30 de junio de 2016, con **215 GWh**, en el que se realiza la primera compra mensual de gas colchón para Yela, con entrega en julio, que se concentra en una sola sesión (en los siguientes meses, estas compras se reparten entre distintas sesiones). La compra de esta elevada cantidad fue anunciada al mercado con tiempo suficiente, permitiendo que se incorporaran a la realización de ofertas todos los agentes interesados, por lo que no produjo alteraciones en el precio del mercado.

También se superaron los 100 GWh en las sesiones de negociación del 3 de octubre, con 109,8 GWh, por el mayor volumen negociado entre comercializadores tras la entrada en funcionamiento de la Circular de Balance, y los días 25 de octubre (152,9 GWh) y 8 de noviembre (100,5 GWh), principalmente por los altos volúmenes de compras del GTS por acciones de balance.

Asimismo, el volumen de negociación varía durante los fines de semana, donde el promedio de negociación diaria se sitúa entre 5 y 6 GWh/día, y el volumen negociado en los días de semana de lunes a viernes, con promedios de negociación diaria de entre 20 y 30 GWh/día durante el año 2016.

Gráfico 18. Volumen de negociación diaria en el MIBGAS en 2016, en promedio por día de la semana.



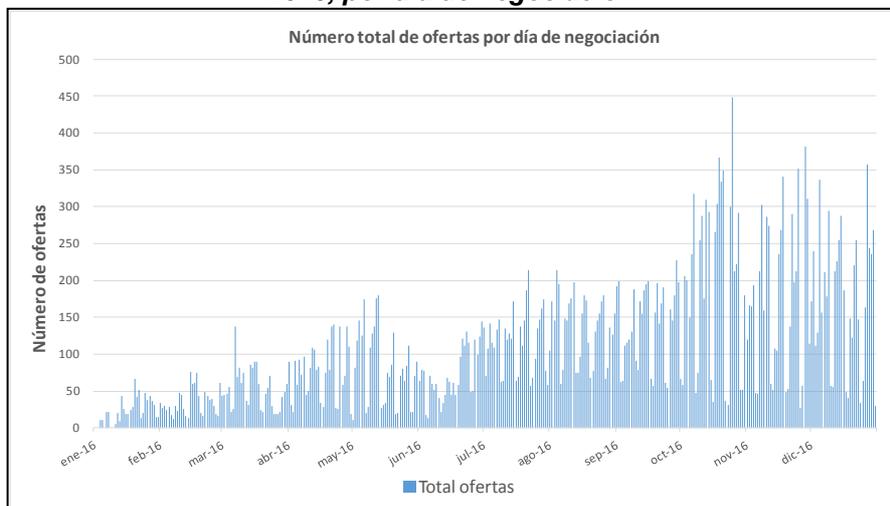
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

b) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2016, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de la plataforma de mercado fue de 39.338, lo que supone un promedio de 108 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 10.607 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (16.111 ofertas) y en el producto intradiario (15.631 ofertas).

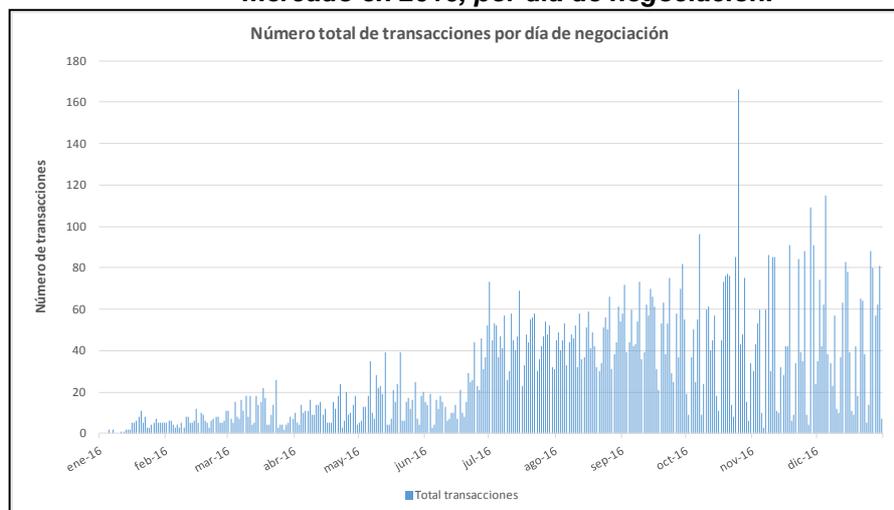
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación, concentrándose las sesiones con mayor volumen en el último trimestre del año, como se observa en los siguientes gráficos.

Gráfico 19. Evolución del número de ofertas introducidas en la plataforma de mercado en 2016, por día de negociación.



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Gráfico 20. Evolución del número de transacciones casadas en la plataforma de mercado en 2016, por día de negociación.



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas en MIBGAS fue la del 25 de octubre de 2016, con 449 ofertas, que dieron lugar a 166 transacciones entre agentes, también el valor máximo anual de número de transacciones en un día, y se negociaron 153 GWh, que supone el segundo día con mayor volumen negociado.

c) Volumen negociado en MIBGAS por producto

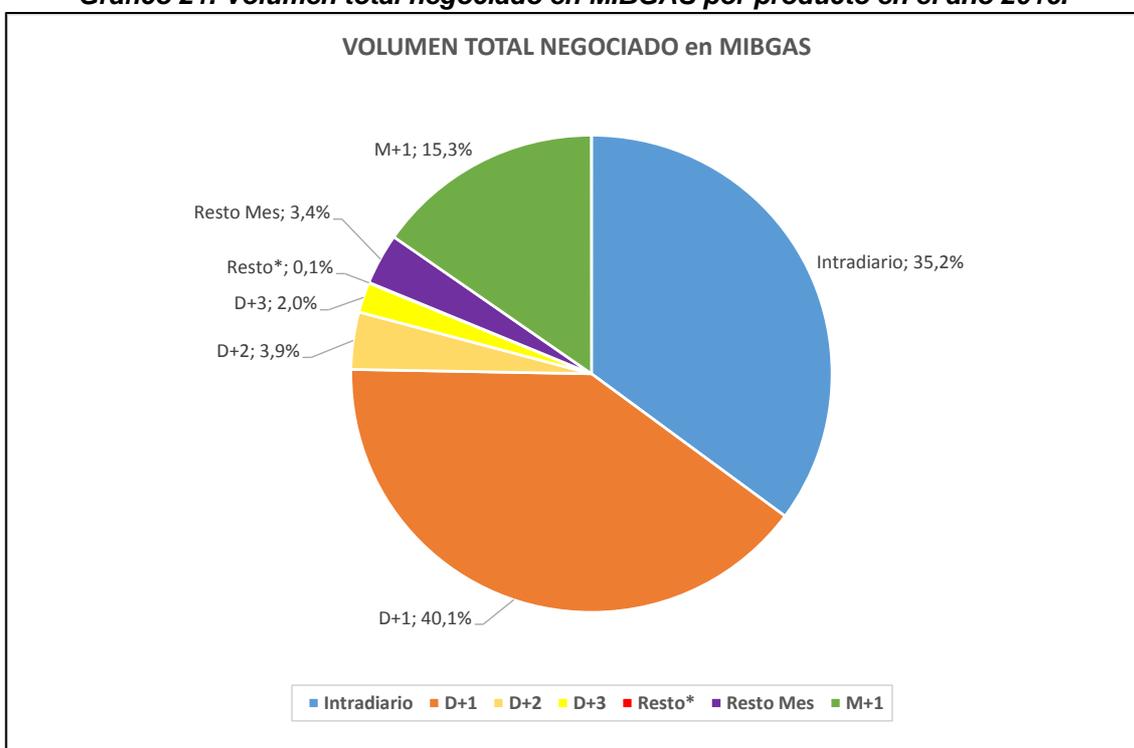
En el conjunto de 2016, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 40%

del volumen total negociado, seguido del producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 35% del volumen.

A más distancia se sitúa el producto mensual (15%) y el producto resto de mes (3,4%).

La negociación de otros productos diarios (D+2, D+3 o superior) se realiza principalmente en las sesiones de los jueves y viernes, permitiendo a los comercializadores cerrar las operaciones con entrega en el fin de semana o puentes de mayor duración, y en conjunto suponen un 6% del volumen negociado en MIBGAS.

Gráfico 21. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2016.



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La evolución de la liquidez de los productos negociados durante 2016 no ha sido uniforme.

Durante el primer semestre de 2016, el producto más negociado en el MIBGAS es el D+1, cuya negociación se ve impulsada por las compras del gas de operación por parte de Enagas GTS. En el segundo semestre, el producto intradiario gana relevancia y alcanza un volumen de negociación similar a la del producto diario, superándolo en algunos meses, como en octubre, impulsado por el inicio de las obligaciones de balance de los comercializadores.

La evolución de los volúmenes negociados por producto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 1. Volúmenes negociados por producto (MWh) hasta diciembre de 2016

	INTRADIARIO	DIARIO					BoM	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5			
Diciembre	100	1.200	2.000	-	-	-	-	3.300	
Total 2015	100	1.200	2.000	-	-	-	-	3.300	
Enero	7.955	53.926	-	-	-	-	-	61.881	
Febrero	13.955	76.040	950	700	-	-	-	91.645	
Marzo	29.990	68.633	5.275	1.100	400	400	-	105.798	
Abril	29.659	64.899	2.285	1.075	-	-	-	97.918	
Mayo	67.944	73.463	10.834	2.446	7	-	30.000	184.694	
Junio	166.375	226.298	1.933	520	-	-	182.373	577.499	
Julio	186.744	243.121	20.334	13.802	-	-	23.183	648.105	
Agosto	194.651	211.608	15.673	12.041	3.020	-	80.750	675.303	
Septiembre	346.214	330.241	31.543	11.700	-	-	450	872.048	
Octubre	480.001	442.141	31.683	20.148	-	-	98.250	1.303.223	
Noviembre	354.617	403.111	74.413	45.939	-	-	8.000	938.780	
Diciembre	430.996	441.847	57.728	23.975	-	-	15.900	1.009.196	
Total 2016	2.309.101	2.635.328	252.651	133.446	3.427	400	226.533	6.566.090	

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Los productos mes siguiente y resto de mes tardan en tener operaciones: la primera transacción del producto mes siguiente se produjo el 20 de mayo de 2016, y la primera transacción del producto resto de mes se realizó el 13 de julio de 2016, pese a que ambos productos estaban disponibles para contratar desde la puesta en funcionamiento de la plataforma.

El arranque de la liquidez del producto mensual coincide con el inicio de las compras de gas colchón para Yela, que en parte se realizan a través de este producto, lo que permite que se consolide la negociación de este producto a partir de dicha fecha. No obstante, el volumen negociado vuelve a disminuir en noviembre, una vez concluidas las compras de gas colchón.

d) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El funcionamiento de una sesión de negociación en MIBGAS se desarrolla, primero, con una subasta de apertura, para la que se reciben ofertas desde las 8:30 y que tiene lugar a las 9:30, seguida de un mercado continuo entre las 9:35 y las 17:00 para todos los productos excepto el intradiario, cuya sesión continúa hasta las 21:00.

El volumen total negociado durante 2016 en las subastas fue del 49,94%, mientras que en el mercado continuo fue del 50,06%, por lo que prácticamente se negoció la mitad en cada tipo de negociación.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 45,8% en la subasta y el 54,2% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 59,0% en la subasta y el 41,0% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 56,0% en la subasta y el 44,0% en el continuo.

Gráfico 22. Volúmenes de gas negociados en la subasta de apertura y en el mercado continuo de los productos intradiario, diario y mes siguiente



Aunque en un mercado con muy poca liquidez, el volumen tiende a concentrarse en la fase de subasta (al ser el momento del día que aglutina más participantes activos), resulta relevante indicar que en el cuarto trimestre, el incremento de la negociación en el MIBGAS se produce principalmente durante la sesión en mercado continuo, en particular en los productos intradiario y diario, impulsados por la entrada en vigor de la Circular de balance. En el futuro es esperable que esta tendencia se consolide, teniendo en cuenta que la sesión en mercado continuo abarca un periodo de negociación mucho mayor, de más de siete horas.

4.4 Efecto de las medidas de fomento de la liquidez

En este apartado se analiza el efecto de las medidas de fomento de liquidez sobre el mercado MIBGAS en el año 2016, por lo que no se incluye el análisis del funcionamiento del creador de mercado voluntario, que comenzó a operar en 2017.

Las medidas de fomento de la liquidez introducidas en 2016 fueron la compra del gas de operación, gas colchón y gas talón a través del Mercado Organizado, además de las acciones de balance del GTS, fruto de la aplicación de la Circular de Balance.

En el conjunto de 2016, estas medidas de fomento de la liquidez proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 3.198 GWh, lo que supone el 48,7% del total negociado.

Las medidas de fomento de la liquidez tienen un efecto adicional positivo sobre el mercado, puesto que un mercado con mayor liquidez tiene más posibilidades de atraer a los agentes para negociar en el mismo. Por tanto, estos volúmenes actúan como catalizadores para el aumento de las transacciones entre comercializadores.

Tabla 2. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez.

	Volumen negociado en MIBGAS en 2016		
	MWh	% sobre volumen negociado en MIBGAS	% sobre demanda
Compra gas operación	702.132	10,7%	0,22%
Compra gas colchón Yela	1.365.050	20,8%	0,42%
Compra gas talón	388.000	5,9%	0,12%
Acciones balance (Compra)	635.834	9,7%	0,20%
Acciones balance (Venta)	107.000	1,6%	0,03%
Compras entre comercializadores	3.368.074	51,3%	1,05%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En la siguiente tabla se pueden observar la evolución de los volúmenes mensuales de compras, diferenciados entre las compras realizadas para los distintos gases regulados y las realizadas entre comercializadoras.

Tabla 3. Volúmenes mensuales (MWh) aportados por las medidas de fomento de liquidez.

Mes	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compras entre comercializadores	Volumen total en MIBGAS (MWh)
Diciembre	-	-	-	-	-	3.300	3.300
Total 2015	-	-	-	-	-	3.300	3.300
Enero	52.635	-	-	-	-	9.246	61.881
Febrero	64.568	-	-	-	-	27.077	91.645
Marzo	56.094	-	-	-	-	49.704	105.798
Abril	49.944	-	-	-	-	47.974	97.918
Mayo	29.917	-	-	-	-	154.777	184.694
Junio	62.400	431.035	-	-	-	84.064	577.499
Julio	49.800	337.301	126.952	-	-	134.052	648.105
Agosto	38.500	227.074	132.631	-	-	277.098	675.303
Septiembre	64.600	286.662	128.417	-	-	392.369	872.048
Octubre	57.490	82.978	-	195.286	-	967.469	1.303.223
Noviembre	81.900	-	-	245.616	-	611.264	938.780
Diciembre	94.284	-	-	194.932	107.000	612.980	1.009.196
Total 2016	702.132	1.365.050	388.000	635.834	107.000	3.368.074	6.566.090

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

4.4.1 Compras de gas de operación

De acuerdo con 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, la adquisición del gas de operación por parte del Gestor Técnico del Sistema se realizará a partir del 15 de enero de 2016 en el Mercado Organizado de gas.

La determinación de las cantidades de gas a adquirir se realiza en función de las necesidades de gas de operación que los transportistas estiman que van consumir, tanto de gas sufragable con cargo al sistema como el resto de gas de operación que se adquiere a través del GTS. Estas estimaciones son enviadas semanalmente al GTS antes de las 12:00h de cada martes. Posteriormente, el miércoles antes de las 20:00h, el GTS publica en su página web las estimaciones de necesidades diarias de gas de operación.

La adquisición se realiza en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario a través de la cartera de negociación que el GTS tiene habilitada para la compra de este gas, y que se utiliza únicamente para este cometido. Toda la información relativa a los volúmenes adquiridos y precios de adquisición del gas de operación está disponible en la página web del Operador del mercado.

La primera compra de gas de operación realizó el 14 de enero de 2016 en la subasta de apertura del producto diario, por una cantidad de 2.900 MWh.

Desde el 14 de enero hasta el 31 de diciembre de 2016, el GTS ha comprado gas de operación en 352 ocasiones en el año 2016, todos los días salvo el 12 de octubre, con un volumen medio de 2.000 MWh por sesión.

Tabla 4. Volumen mensual (MWh) de compra de gas de operación.

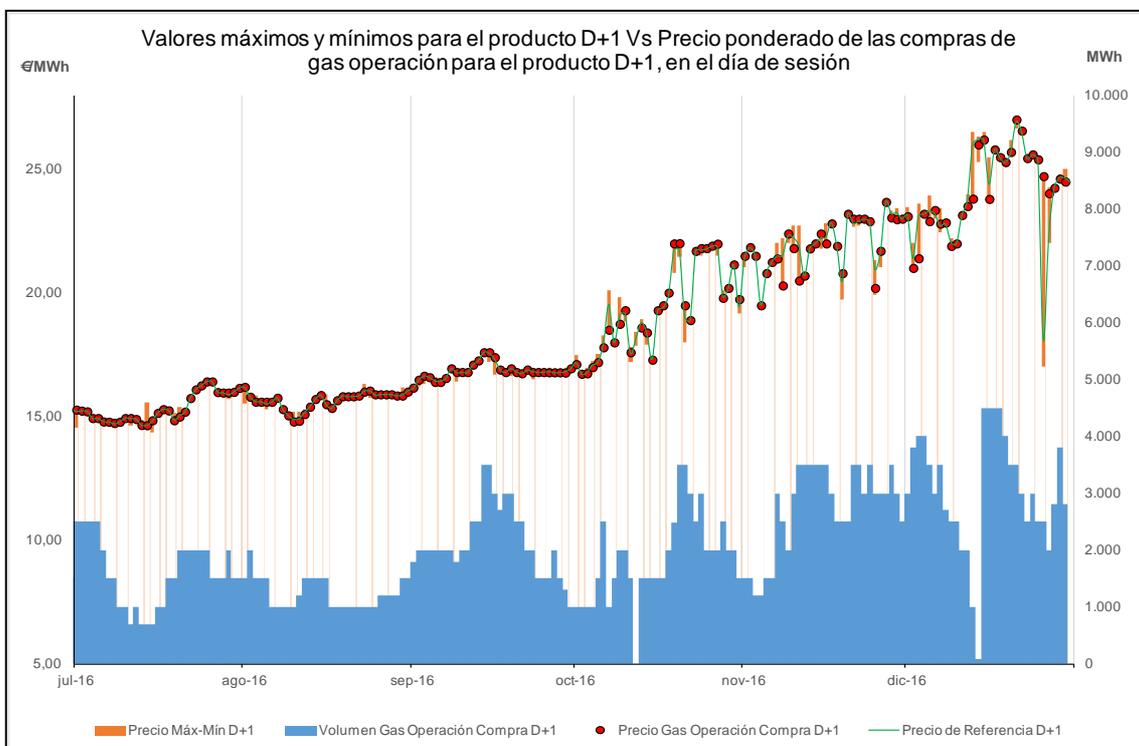
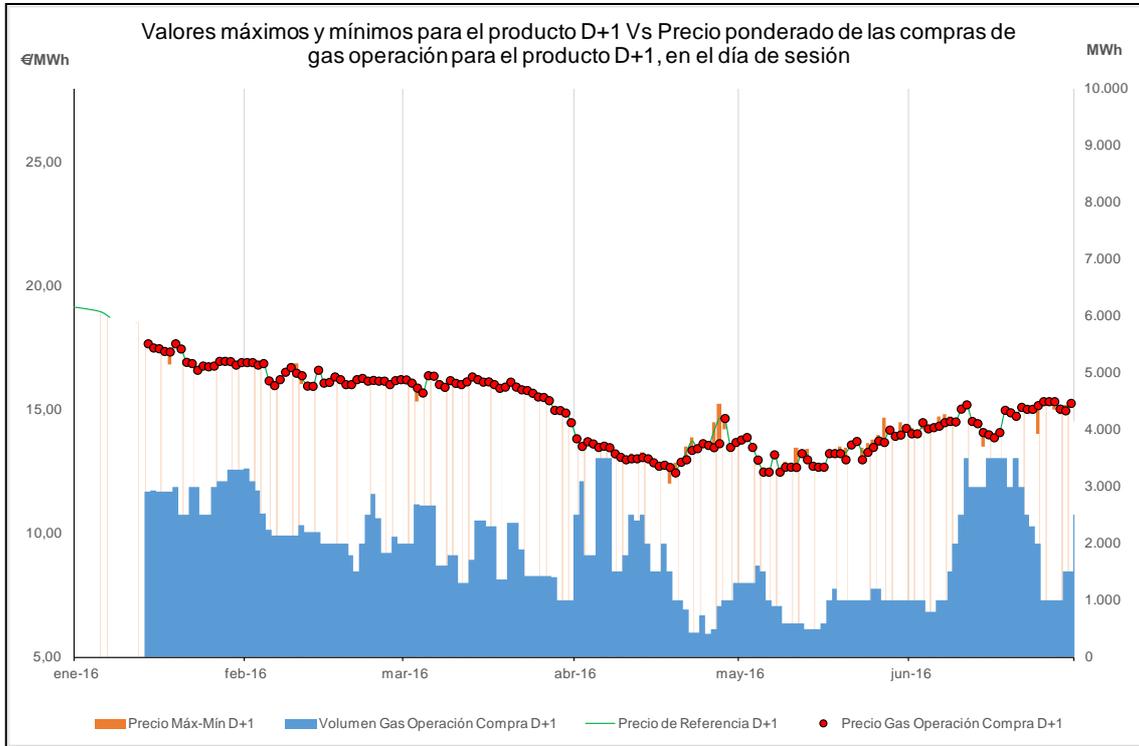
Mes	Compra gas operación
Enero 2016	52.635
Febrero 2016	64.568
Marzo 2016	56.094
Abril 2016	49.944
Mayo 2016	29.917
Junio 2016	62.400
Julio 2016	49.800
Agosto 2016	38.500
Septiembre 2016	64.600
Octubre 2016	57.490
Noviembre 2016	81.900
Diciembre 2016	94.284
Total 2016	702.132

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En el siguiente gráfico se pueden apreciar los volúmenes adquiridos, además de los precios de adquisición en comparación con los precios de referencia del producto diario de cada sesión.

A partir del 1 de octubre, coincidiendo con la entrada en vigor de la Circular de Balance, la variabilidad de los precios de referencia con respecto a los precios marcados en la subasta es más acusada. Las acciones de balance realizadas por el GTS se describirán más adelante.

Gráfico 23. Volumen y precio diario de las compras de gas de operación, en comparación con el precio de referencia del mercado (primer y segundo semestre de 2016)



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La realización de una compra diaria de gas de operación en el mercado MIBGAS ha permitido, durante 2016, la fijación de un precio diario de referencia del mercado, incluidos días festivos, que posiblemente no hubieran tenido apenas negociación, en particular en los primeros meses de funcionamiento del mercado. Así sucedió en la primera quincena de 2016, antes del inicio de estas compras, en la que el mercado organizado apenas tuvo transacciones.

Por tanto, esta medida ha contribuido significativamente al desarrollo de la liquidez del mercado en su primer año de funcionamiento.

4.4.2 Compras de gas talón y gas colchón

La Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía aprobó diversas disposiciones relativas al mercado de gas, entre las cuales se encuentran los procedimientos del GTS para la compra en el mercado organizado del gas colchón de los AASS y del gas talón de las instalaciones de transporte.

Gas colchón para el almacenamiento de Yela

La compra del gas colchón para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2016 supuso en total un volumen de compras en el mercado de 1.365 GWh, y se realizó entre los meses de junio y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos mes, resto de mes y diario.

En la Resolución de 6 de junio de la Secretaría de Estado de Energía se establece que ENAGAS Transporte, S.A.U., comunicará antes del 1 de febrero, su programa mensual estimado de necesidades de gas colchón para el almacenamiento subterráneo de Yela. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, se aprueba la cantidad anual de gas colchón a comprar en el mercado organizado de gas en base a la información comunicada por el titular de la instalación, y se determina el porcentaje de la cantidad mensual que se adquirirá mediante cada uno de los productos del mercado:

- **Producto mes siguiente:** la adquisición se realiza en las sesiones a celebrar todos los jueves del mes anterior (m-1) al de entrega, mediante ofertas de compra en la subasta de apertura. El gas que no se hubiera comprado se adicionará a las necesidades de gas colchón de la siguiente sesión de negociación y, en caso de no haber más sesiones de negociación se adquirirá en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día de gas siguiente.
- **Productos con entrega el día de gas siguiente o en el mismo día (intradiario):** la adquisición se realiza en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el mismo día o día

de gas siguiente, en base a las necesidades de gas adicionales a las adquiridas mediante el producto mes siguiente que estima necesitar inyectar durante cada uno los siete días siguientes a partir del jueves.

La resolución también estableció los porcentajes a adquirir a través de cada producto:

- El 50% mediante ofertas de compras en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto con entrega el mes siguiente.
- El 25% 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 (producto D+1).
- El 25% mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día de su negociación (producto intradiario).

El Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Mercado de gas publican en su página web el programa semanal de estimaciones de necesidad diaria de inyección de gas colchón. En el caso de que no case la oferta introducida en una sesión, esta se adiciona a la subasta de apertura de la siguiente sesión de negociación del mismo producto.

La primera compra de gas de colchón se produjo en la subasta de apertura del mercado del 21 de junio de 2016, por una cantidad de 6.597 MWh.

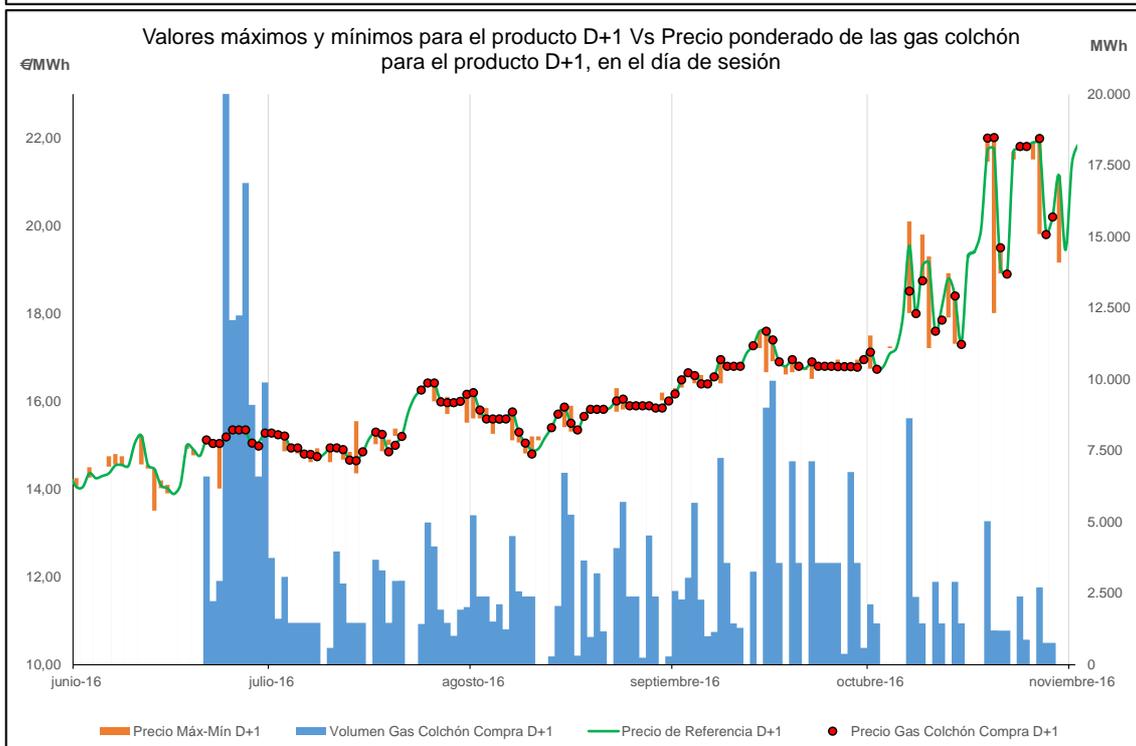
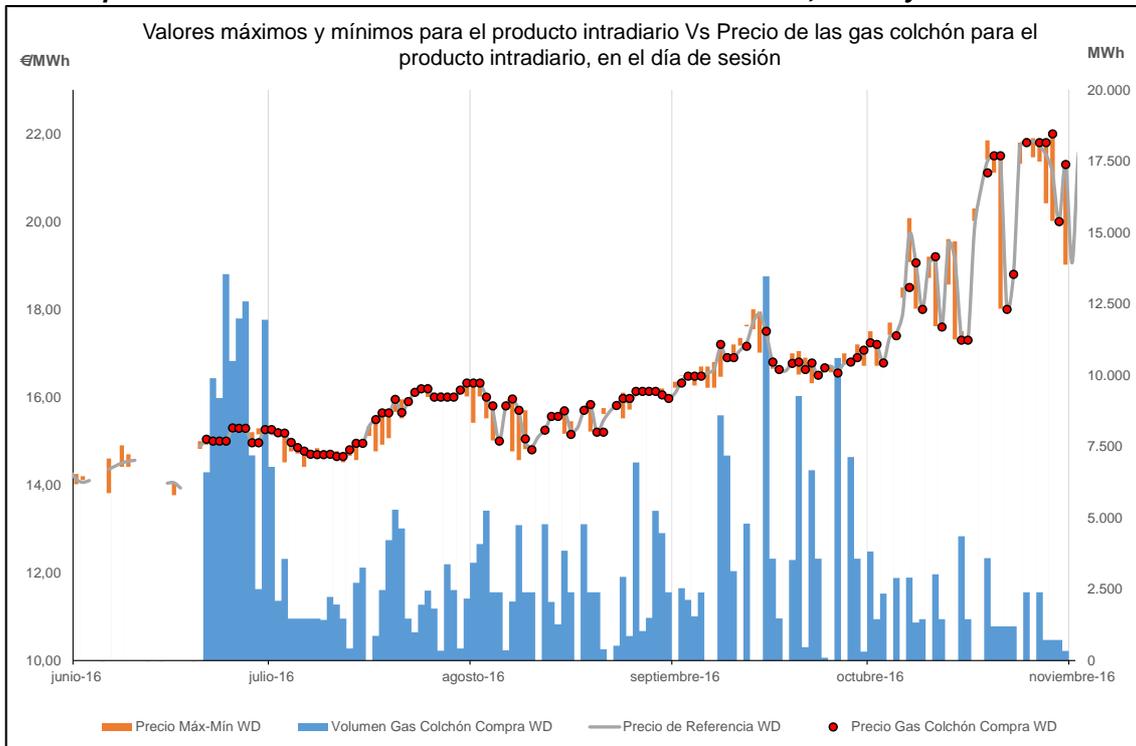
Los porcentajes de gas colchón adquiridos a través de cada producto fueron los siguientes:

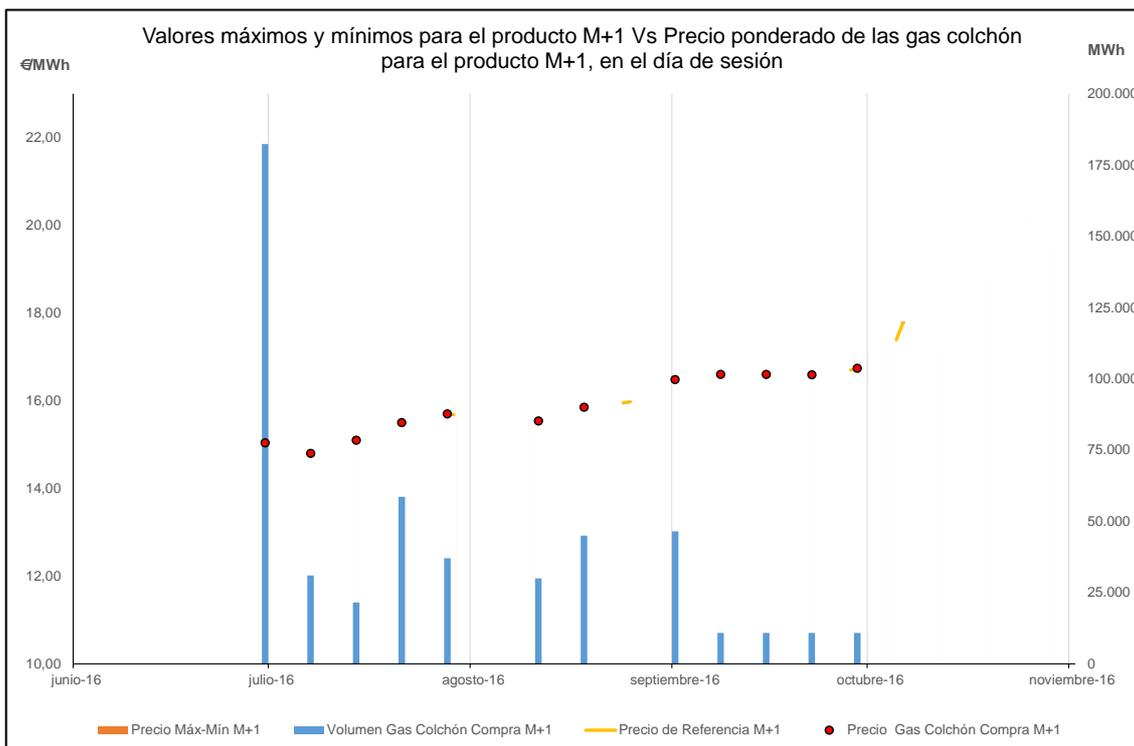
- En el producto mensual, se adquirieron 495,45 GWh, lo que supuso finalmente el 36,3% de porcentaje total adquirido de gas colchón.
- En el producto diario se adquirieron 434,32 GWh, lo que supuso el 31,8% de porcentaje total adquirido.
- En el producto intradiario se adquirieron 435,28 GWh, lo que supuso el 31,9% de porcentaje total adquirido.

En conjunto, los volúmenes adquiridos en concepto de compra de gas colchón supusieron un 20,7% del volumen total negociado en 2016 en MIBGAS.

En el siguiente gráfico se pueden apreciar los volúmenes adquiridos de gas colchón a través de los productos M+1, D+1 y DA, además de los precios de adquisición en comparación con los precios de referencia del producto diario de cada sesión.

Gráfico 24. Volumen y precio de las compras de gas colchón, en comparación con el precio de referencia del mercado. Productos intradiario, diario y mensual.





Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Como puede apreciarse en el gráfico correspondiente al producto mensual, entre julio y noviembre de 2016, el producto mensual únicamente tiene transacciones en las sesiones de los jueves, en las que se realizan las compras de gas colchón, mientras que apenas se producen transacciones en el resto de las sesiones (apenas hay ofertas en las sesiones del producto mensual en las que el GTS no anuncia su participación), y en muchas sesiones no hay un precio de referencia para el producto mensual.

Las adquisiciones de gas colchón a través del producto mensual fueron algo inferiores a lo previsto, al haber quedado cantidades sin casar en alguna sesión, dando como resultado una mayor utilización de los productos diario e intradiario.

Las compras de gas colchón han tenido un efecto positivo muy importante sobre la liquidez del producto mensual en el MIBGAS, ya que a partir de este momento comienzan a aparecer operaciones entre comercializadores realizadas sobre este producto, que no había casado ninguna operación en los cuatro primeros meses del año. Muchas de estas transacciones se concentran en la misma sesión de subasta en la que se produce la compra del gas colchón (la subasta del jueves): para realizar sus compras del producto mensual, los agentes con posición compradora aprovechan la ventana de liquidez que proporciona el GTS al anunciar la realización de sus compras (atrayendo así al mercado a los comercializadores con posiciones vendedoras, que están en su mayor parte inactivos el resto de sesiones).

Así, en el año 2016, el volumen negociado en el producto mensual fue de 1.005 GWh, sumando las compras de gas colchón (495 GWh) y compras entre comercializadores (510 GWh).

Gas Talón

La compra del gas talón correspondiente al año 2016 (388 GWh) se realizó, según lo establecido en la Resolución de la SEE de 6 de junio de 2016 entre los meses de julio y septiembre, en la subasta de apertura de los productos diario e intradiario.

El GTS comenzó a realizar compras de gas talón a partir del día 1 de julio de 2016, según un procedimiento similar al de la compra del gas colchón pero pudiendo variar los porcentajes de los productos utilizados para su adquisición. El programa mensual de estimaciones de gas talón es publicado igualmente en las páginas Web del GTS y del operador de MIBGAS.

En la Resolución se establecieron los porcentajes a adquirir en cada producto:

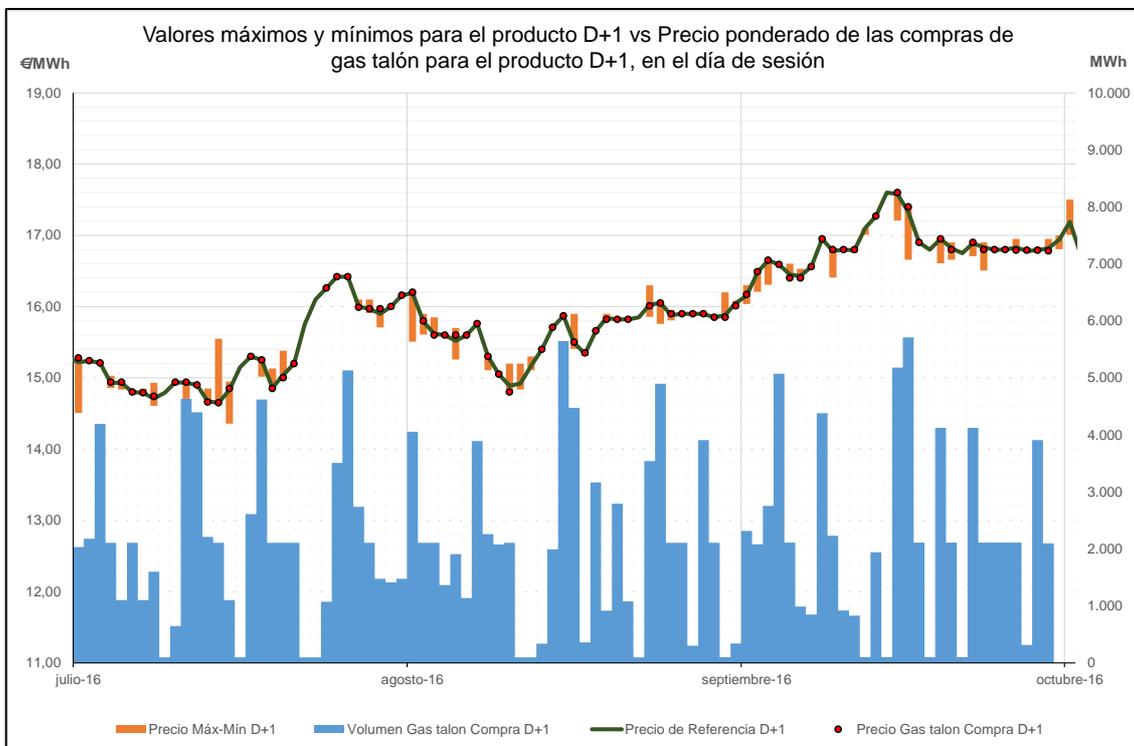
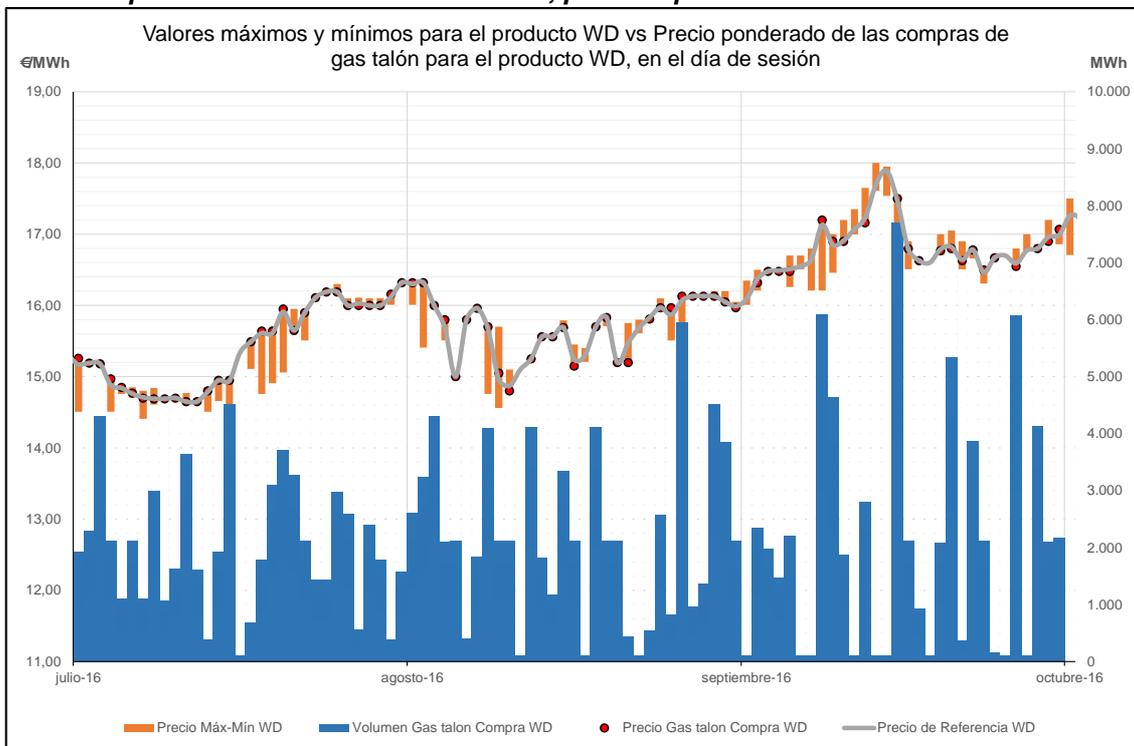
- El 50% mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día siguiente a su negociación (producto D+1).
- El 50% mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día de su negociación (producto intradiario).

En la subasta de apertura del mercado del 1 de julio de 2016 se produjo la primera compra de gas de talón, por una cantidad de 1.884 MWh, al precio de la subasta de apertura del producto diario, que fue de 15,28 €/MWh.

Finalmente, los porcentajes adquiridos a través de cada producto fueron los siguientes:

- En el producto diario se adquirieron 192,89 GWh, lo que supuso el 49,7% de porcentaje total adquirido.
- En el producto intradiario se adquirieron 195,11 GWh, lo que supuso el 50,3% de porcentaje total adquirido.

Gráfico 25. Volumen y precio diario de las compras de gas de talón, en comparación con el precio de referencia del mercado, para los productos diario e intradiario



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Los volúmenes adquiridos en concepto de compra de gas talón supusieron un 5,9% del volumen total negociado en 2016 en MIBGAS.

4.4.3 Acciones de balance realizadas a través del MIBGAS

El 1 de octubre de 2016, entraron en vigor los mecanismos de balance previstos en la Circular de Balance, y en consecuencia, a partir de esta fecha comienza la realización de acciones de compra o de venta de gas por parte del GTS para mantener el balance del sistema.

Así, el 6 de octubre, el GTS llevó a cabo su primera acción de balance realizando compras del producto intradiario de gas. En el conjunto del último trimestre de 2016, el GTS realizó acciones de balance por un total de 743 GWh (636 GWh de compras de gas y 107 GWh de ventas de gas), a través de los productos intradiario y diario.

En este apartado se va a analizar únicamente el efecto en la liquidez y en los precios del mercado de las acciones de balance realizadas por el GTS a través del mercado MIBGAS.

Resumen de la regulación sobre el balance de gas

La Circular de Balance se complementa con la Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria, de 1 de marzo de 2016, sobre habilitación de usuarios y contrato marco de acceso al PVB, y la Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria, de 12 de mayo de 2016, sobre la metodología de las tarifas de desbalance.

Con respecto al balance de los usuarios, las modificaciones más significativas son las siguientes:

- Los usuarios serán los únicos responsables de su posición de balance en el día de gas.
- Los usuarios comenzarán cada día de gas en posición de equilibrio (con un desbalance igual a cero); es decir, el desbalance no se acumula de un día para otro.
- Los usuarios dispondrán de varias herramientas para gestionar su posición de balance en el día de gas. Así, dispondrán de información sobre su demanda durante el día de gas, podrán renombrar sus entradas/salidas de gas horariamente, hasta tres horas antes de finalizar el día de gas, y podrán acudir al mercado organizado para comprar o vender el gas que necesitan para balancearse.
- Los cargos por desbalances se referencian al precio del mercado organizado incluyendo una penalización. La tarifa de desbalance será la mayor del precio marginal de las acciones de balance del GTS o el precio medio ponderado del mercado más un ajuste del 2,5%.

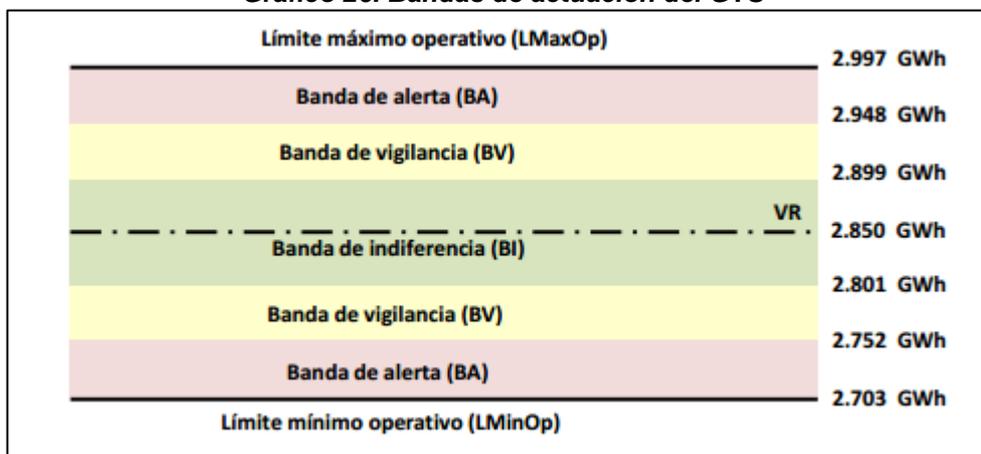
En el balance del sistema, las principales novedades son:

- El gestor de la red sólo debe intervenir cuando el exceso o defecto de gas en la red de transporte ponga en riesgo la operación normal de la misma, o cuando se requiera finalizar el día de gas con un stock de gas determinado.
- Para cumplir con el punto anterior, el gestor de la red deberá acudir al mercado organizado a adquirir/vender productos normalizados de gas.
- El orden de prioridad para la adquisición de productos normalizados por el gestor en el mercado organizado es el siguiente: primero, productos de cambio de titularidad, segundo, productos locales, tercero, productos temporales y cuarto, productos locales-temporales. El gestor dará prioridad al uso de productos dentro del propio día de gas sobre productos del día siguiente.
- El gestor de la red debe proporcionar información a los usuarios sobre su demanda dentro del día de gas, y permitir la renominación horaria hasta tres horas antes de la finalización del mismo.

En lo relativo al análisis de las acciones de balance como medida generadora de liquidez en el mercado organizado, las actuaciones del GTS se enmarcan en unas bandas de stock de gas de la red de transporte que determinan cuándo el GTS debe realizar acciones de balance. Los valores para establecer estas bandas, se encuentran publicados en la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 «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».

Cuando el stock de gas de la red de transporte se sitúa en la banda de vigilancia, el gestor puede realizar acciones de balance, teniendo en cuenta no solo el nivel de stock en ese momento, sino también la previsión de futuro y la situación del mercado organizado. Cuando el nivel de stock se sitúa en la banda de alerta, el GTS deber realizar acciones de balance en todo caso.

Gráfico 26. Bandas de actuación del GTS



Análisis de las acciones de balance realizadas en el MIBGAS

Hasta el 31 de diciembre, el GTS realizó acciones de balance 22 días. En veinte ocasiones, las acciones fueron de compra de gas (635.834 MWh) y, en dos ocasiones, se realizaron ventas de gas (107.000 MWh). Pese a las dos acciones de venta realizadas a final de año por parte del GTS, la posición de los agentes en el último trimestre de 2016 ha sido, en general, corta en gas, agravada por la situación de desbalance creada por Incrygas, que forzó la realización de un volumen de compras elevado.

En el cuadro siguiente se muestra un resumen por día de sesión de las acciones de balance realizadas por el GTS correspondientes a compras de gas del producto diario e intradiario diferenciando entre mercado continuo y subasta, desde el inicio del mecanismo de balance:

Tabla 5. Acciones de balance realizadas por el GTS en 2016

Día de sesión	INTRADIARIO				DIARIO (D+1)				TOTAL (MWh)
	SUBASTA		CONTINUO		SUBASTA		CONTINUO		
	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	
06/10/2016				3.575					3.575
07/10/2016				16.688				49.088	65.776
19/10/2016				8.000					8.000
20/10/2016		8.000							8.000
21/10/2016				10.167					10.167
25/10/2016				52.018				47.750	99.768
07/11/2016				16.086				15.610	31.696
08/11/2016				20.350				30.670	51.020
09/11/2016		4.185				3.976			8.161
10/11/2016				9.520				13.959	23.479
11/11/2016				1.000				39.492	40.492
18/11/2016								14.913	14.913
25/11/2016								17.900	17.900
28/11/2016				13.380				26.355	39.735
29/11/2016				6.750				11.470	18.220
03/12/2016				13.780				16.185	29.965
04/12/2016				41.000				6.000	47.000
13/12/2016				9.184				24.350	33.534
14/12/2016				7.408				46.950	54.358
15/12/2016				7.500				22.575	30.075
26/12/2016			34.000				49.000		83.000
27/12/2016			3.000				21.000		24.000
Total general	0	12.185	37.000	236.406	0	3.976	70.000	383.267	742.834

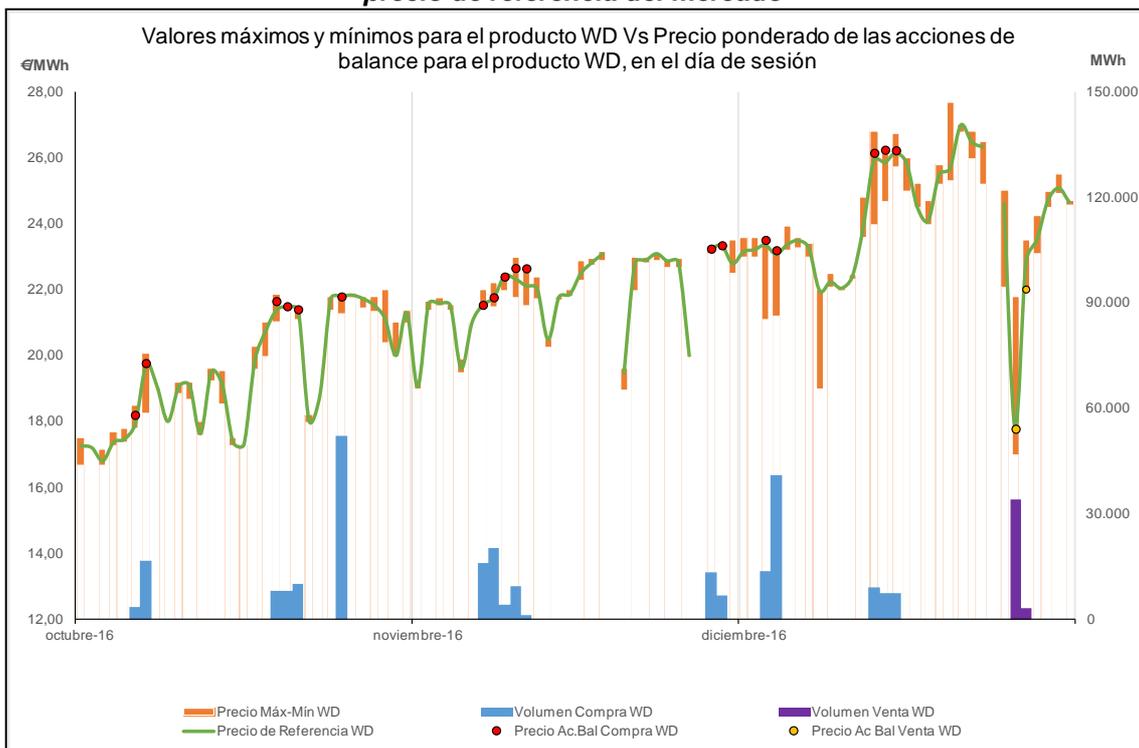
Analizando el último trimestre, en el que se produjeron todas las acciones de balance, hay 5 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 13 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y 4 días en los que fue inferior a 10 GWh. Es decir, el 48% del volumen de las acciones de balance se concentró en 5 días y el 52% restante en 17 días.

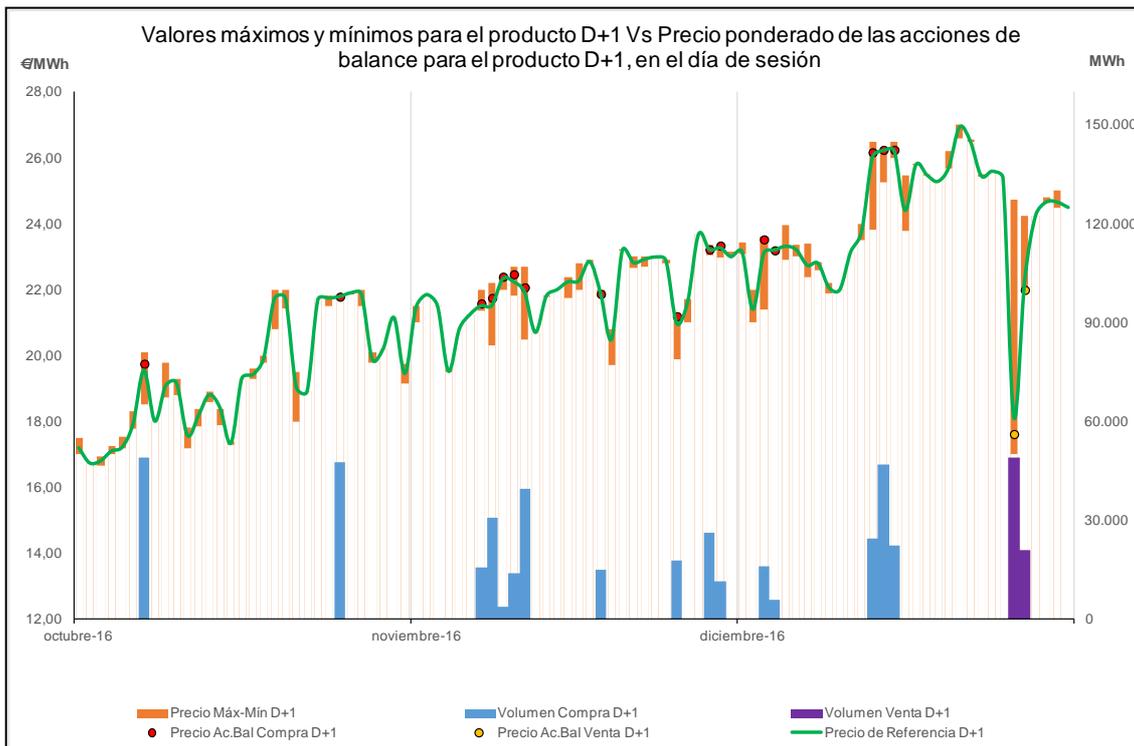
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 33,8 GWh, y el día en que se produjeron mayores compras de gas para el balance del sistema fue el 25 de octubre (99,7 GWh).

Considerando el último trimestre de 2016, el volumen promedio de negociación del mercado MIBGAS se situó en 35 GWh/día. Esto supone que en la mayoría de los días en los que se realizaron acciones de balance, estas acciones totalizaron más del 50% de la negociación en el mercado MIBGAS.

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución del precio y volumen de las transacciones realizadas por ENAGÁS GTS correspondiente a acciones de balance durante los meses de octubre, noviembre y diciembre, en comparación con los precios máximos, mínimos y promedio de la sesión correspondiente.

Gráfico 27. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado





Fuente: MIBGAS y elaboración propia

A partir de octubre, coincidiendo con la entrada en funcionamiento de la Circular de Balance y con el inicio del periodo invernal, se produjo un incremento de la volatilidad de los precios en MIBGAS.

Dado el limitado número de ofertas de venta disponibles en el mercado, la compra por parte del GTS de volúmenes de gas significativos, teniendo en cuenta el volumen negociado en el mercado MIBGAS en el momento de la acción de balance, provoca un incremento en la variabilidad de los precios dentro de una misma sesión (se incrementa el diferencial entre el precio máximo y mínimo de cada sesión de negociación). Por el contrario, en los días en los que no hay acciones de balance, la actividad del mercado continuo suele ser menor y el precio durante la sesión registra menores variaciones.

En cuanto a las acciones de balance de los días 26 y 27 de diciembre, en las que el GTS realizó ventas de gas, se observa una problemática similar. La venta de un gran volumen de gas en una sesión tiene como consecuencia una gran variabilidad de precios en dicha sesión, en este caso a la baja.

Debe señalarse que la acción de balance del 26 de diciembre de 2016 concentra varias peculiaridades: un volumen muy elevado de la acción de balance (83 GWh), cantidad que no fue publicada en el anuncio de la acción, en día semi-festivo (posterior al día de navidad y festivo en Europa y en algunas regiones de España). Además, era la primera vez que el GTS realizaba acciones de balance de venta, por lo que los agentes no pudieron prever el elevado volumen de gas que se iba a poner a la venta. Todo ello

supuso que el GTS apenas encontrara ofertas de compra, y bajase los precios del mercado por debajo de los 18 €/MWh durante la acción de balance, provocando una caída del precio del mercado superior al 20%. En el momento de la acción de balance (venta) del GTS, el precio del mercado español llegó a situarse 5 €/MWh por debajo del mercado TRS, recuperando el día siguiente el nivel de los 22-24 €/MWh.

Por otra parte, las acciones de balance siempre tendrán efectos en el precio del mercado, y así ocurre en todos los mercados europeos, siendo un efecto lógico y esperable por el equilibrio entre la oferta y la demanda que rige el buen funcionamiento del mercados: el GTS acude a hacer compras cuando hay mayoría de comercializadores con defecto de gas en el sistema, y hace ventas cuando hay exceso de gas en el sistema, y por lo tanto tenderá a acentuar la tendencia al alza o a la baja del precio del mercado, respectivamente.

En relación con el producto sobre el que el GTS efectúa las acciones de balance, el producto diario representó el 61,6% del volumen, y el intradiario el 38,4% del volumen de las acciones de balance realizadas en 2016. Cabe recordar que el Reglamento europeo indica que las acciones de balance se deben realizar dando prioridad a las transacciones en el producto intradiario, seguido del producto diario.

Esta Sala emitió la Resolución de 17 de enero de 2017, en la que se establecen medidas para la mejor implementación de la Circular 2/2015, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte, habiéndose modificado varios aspectos durante el primer semestre de 2017.

Por último, respecto al efecto de las acciones de balance en relación con la liquidez del mercado, las compras de gas por acciones de balance del GTS supusieron un 10% del volumen total negociado en MIBGAS en 2016, mientras que las acciones de venta fueron un 2%. Si se analiza el último trimestre del año, el volumen de compras de gas del GTS sobre el volumen total del trimestre sería del 19,6%, y el 3,3% el de las ventas sobre el total del trimestre. Como referencia, las transacciones de gas entre comercializadores en este periodo supusieron el 67,5% del volumen negociado total.

4.4.4 Previsiones de volúmenes de gases regulados en 2017

En la siguiente tabla se muestran las previsiones del GTS para 2017 en relación con el programa mensual de compras de gas de operación, gas talón y gas colchón necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica. Estas cantidades se comparan con las compras reales por estos conceptos en 2016, a efectos de conocer el volumen de liquidez que aportarán estas medidas al mercado en 2017.

Tabla 6. Volumen programado de compra de gases regulados para el periodo marzo 2017 – febrero 2018

	Compras reales en 2016 (GWh)	Previsiones de compras (1-marzo-2017 a 28 feb-2018) (GWh)
Gas Talón	388	0,36
Gas Colchón	1.365	420,0
Gas de Operación	702	1.076,2
Total	2.455	1.496,5

Como se observa en la tabla anterior, el volumen previsto de compras reguladas en 2017 es, aproximadamente, de 1.500 GWh, lo que supone una disminución significativa con el volumen de compras realizadas en 2016 (2.455 GWh), principalmente por las menores necesidades de gas colchón del almacenamiento de Castor, que podrían volver a reducirse en 2018.

En parte este volumen puede verse compensado por el aumento de las acciones de balance del GTS, ya que en 2016 solo se realizaron en el cuarto trimestre, por lo que el efecto en la liquidez del mercado del conjunto de compras reguladas en 2017 puede ser similar o superior al de 2016.

En relación con los mecanismos de compra de gas talón, gas colchón y gas de operación a través del Mercado Organizado, el análisis realizado indica que han funcionado adecuadamente en el año 2016, por lo cual se considera que no es necesario introducir modificaciones en los procedimientos vigentes.

5. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS

5.1 Número de agentes en el mercado mayorista de gas natural y en el MIBGAS

La evolución del mercado de gas natural en España ha venido marcada por la entrada de nuevos agentes, tanto a nivel mayorista como minorista.

El número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad⁸ en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 150 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2016. Por otra parte, la operación en el sistema se ve facilitada por la existencia de capacidad disponible, tanto por gaseoducto como a través de las plantas de regasificación. La creación del mercado spot de MIBGAS debe facilitar aún más la incorporación al mercado de nuevos entrantes, que pueden utilizar este mercado como una alternativa adicional a la suscripción de contratos de aprovisionamiento a largo plazo.

⁸ Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Tabla 7. Número de comercializadores en el mercado de gas natural.

Fecha	Número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad	Variación neta del número de empresas comercializadoras
31-12-2009	40	
31-12-2010	49	9
31-12-2011	61	12
31-12-2012	76	15
31-12-2013	88	12
31-12-2014	120	32
31-12-2015	135	15
31-12-2016	150	15
Total incorporaciones desde el año 2009		110

Fuente: CNMC

De las 150 empresas comercializadoras de gas natural registradas, hay 43 empresas que han manifestado su intención de operar exclusivamente en mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar suministro a consumidores finales.

En relación con la participación en el Mercado Organizado de gas, a finales del mes de diciembre de 2016 un total de 44 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado (sin contar con un agente que se dió de baja en el mes de octubre).

Tabla 8. Evolución del número de agentes dados de alta en el Mercado Organizado

Mes	Nº Agentes Habilitados
Diciembre 2015	16
Enero 2016	18
Febrero 2016	20
Marzo 2016	22
Abril 2016	27
Mayo 2016	27
Junio 2016	29
Julio 2016	29
Agosto 2016	31
Septiembre 2016	33
Octubre 2016	37
Noviembre 2016	39
Diciembre 2016	44

Fuente: Mibgas

El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

5.2 Análisis de la participación en el mercado por empresas

En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2016, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado - MIBGAS y la participación en el mercado OTC, analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora. El índice de concentración del mercado se calcula en el apartado 6.2.5.

5.2.1 Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2016, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 30. Entre estos agentes, hay 21 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2016, y 9 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figuran como agentes con saldo neto comprador ENAGAS Transporte, ENAGAS GTS y ENAGAS Transporte del Norte, por los importes de los gases regulados.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 9. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2016, por agente de mercado.

[FIN CONFIDENCIAL]

En la siguiente tabla se pueden observar las 10 primeras empresas comercializadoras con mayor volumen de transacciones agregadas en MIBGAS, tanto de venta como de compra. Dentro de la categoría “Resto” se incluyen las transacciones realizadas por Enagas, tanto para las compras reguladas de gases de operación, colchón y talón como las relativas a acciones de balance; dichas transacciones de Enagas suponen el 24,1% del volumen total negociado. Además, se incluye junto a los datos de MIBGAS las cuotas de ventas de las cinco primeras empresas en el mercado minorista, que son Gas Natural Fenosa (44,0%), Endesa (16,8%), UFG Comercializadora (7,9%), Iberdrola (7,5%), Cepsa (5,5%).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 10. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2016, por agente de mercado, y cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

Cabe señalar que los cinco comercializadores con mayor porcentaje de ventas al mercado minorista en España, que en conjunto suponen un 82% de las ventas a consumidor final, únicamente han realizado un 18,6% de las negociaciones en el MIBGAS (o lo que es lo mismo, han participado en el 37,2% de las transacciones). Esto es, su actividad en el mercado organizado ha sido

notablemente inferior a su cuota de mercado en España. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

5.2.2 Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas

Durante el año 2016, hasta un total de 79 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 867.854 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC, según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 11. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2016, por agente de mercado.

Tabla 12. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2016, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

La participación de los comercializadores principales (con mayor cuota de ventas a consumidor final), en el mercado OTC, es inferior a su participación en el mercado minorista. En particular las principales diferencias se producen en los dos grupos dominantes (Gas Natural Fenosa y Endesa).

6. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL

El documento *European Gas Target Model review and update*⁹ (en adelante GTM) de ACER definió una lista de indicadores para evaluar el funcionamiento de los mercados mayoristas de gas en el contexto del mercado europeo de la energía, a efectos de establecer si cumplen con dos características principales:

- Si la liquidez del mercado cubre las necesidades de los participantes: existen productos líquidos que cubren un amplio horizonte temporal, de manera que es posible la gestión del riesgo de mercado.
- El mercado es saludable: el área de mercado es competitiva y tiene un alto grado de seguridad de suministro.

Los indicadores de liquidez propuestos son los siguientes:

- Volumen del libro de ofertas
- Diferencial oferta-demanda (spread)
- Sensibilidad de precios en el libro de ofertas
- Número de transacciones

⁹ [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

Los indicadores de la salud del mercado son:

- Diversificación de los aprovisionamientos (HHI)
- Número de fuentes de suministro
- Índice de suministro residual (Residual Supply Index)
- Concentración de mercado: cuotas de ofertas de compra y venta
- Concentración de mercado: cuota de transacciones de compra y venta

El documento del GTM enfatiza que un buen mercado mayorista requiere un mercado spot líquido, pero también un mercado de futuros en cada zona de balance, que proporcionen tanto a los suministradores como a los consumidores maneras efectivas de gestionar su balance y el riesgo de mercado. El acceso a un mercado a corto plazo y a un mercado de futuros reduce las barreras de entrada de nuevos competidores a los mercados minoristas.

Para evaluar el grado de cumplimiento de estos objetivos, en el mes de enero de 2017, se remitió un oficio al Operador del Mercado de gas solicitando el cálculo de los indicadores de liquidez recogidos en el anexo del GTM.

En cumplimiento de dicho oficio, MIBGAS ha facilitado los cálculos de dichos indicadores con la información del mercado desde el inicio de su funcionamiento, basándose en la metodología establecida en el GTM y, en los casos en los que no ha sido posible utilizar dicha metodología, realizando los mejores esfuerzos para proporcionar información semejante.

6.1 Indicadores de liquidez del GTM

En el documento del Gas Target Model se proponen unos umbrales mínimos de cuatro indicadores relacionados con la liquidez del mercado. Los mercados que alcanzan dichos umbrales en sus productos a corto, medio y largo plazo, permitirían a los agentes participantes realizar transacciones de compra y venta de gas, desde el horizonte temporal más cercano como el diario, hasta transacciones de volúmenes de gas en los años futuros.

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

1. **Volumen del libro de ofertas.** Mide la cantidad ofrecida (a la venta o a la compra) de forma simultánea en un momento de una sesión de negociación. Un volumen alto de ofertas permite a los participantes en el mercado comprar o vender gas según sus necesidades.
2. **Diferencial entre oferta y demanda (spread).** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de venta y de compra, en un momento de una sesión de negociación. Un menor diferencial indica mejor funcionamiento del mercado.

3. **Sensibilidad del libro de ofertas.** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de compra (o de venta) y el precio promedio de los 120 MW más competitivos presentes en el libro de ofertas. Cuando esta diferencia es pequeña, esto implica que los participantes en el mercado pueden comprar o vender volúmenes significativos sin que el mercado experimente grandes variaciones de precios.
4. **Número de transacciones.** El número de transacciones proporciona confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado a los participantes en el mismo.

Los umbrales mínimos propuestos por el Gas Target Model varían en función del mercado (spot, prompt, forward), según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 13. Umbrales mínimos propuestos por el Gas Target Model como indicadores de liquidez

	SPOT	PROMPT	FORWARD
Volumen del libro de ofertas (MW)	≥2000	≥470	≥120
Spread (%)	≤0,4%	≤0,2%	≤0,7%
Sensibilidad del libro de ofertas (%)	≤0,02%	≤0,1%	≤0,2%
Número de transacciones	≥420	≥160	≥8

Se describen a continuación los resultados del mercado español (MIBGAS) en el año 2016 para cada uno de los indicadores propuestos en el GTM, junto con la metodología empleada en su cálculo, que servirán de referencia para evaluar el estado de evolución del mercado en España.

6.1.1 Volumen del libro de ofertas

El volumen en el libro de ofertas sirve para analizar si –en un momento determinado de una sesión de negociación- existe un número suficiente de ofertas de compra y venta en el mercado para que los agentes participantes puedan realizar las transacciones que necesiten.

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS según la metodología de cálculo por el Gas Target Model¹⁰. El Operador de Mercado dispone de datos de este indicador desde el 19 de mayo de 2016.

¹⁰ Para cada día de negociación, MIBGAS ha realizado capturas de pantalla de las ofertas existentes en el Libro de Ofertas cada 15 minutos durante toda la sesión. Para cada día de negociación, este indicador muestra la máxima cantidad disponible de forma simultánea en el Libro de Ofertas, calculada de la siguiente manera para cada producto:

- Para cada captura de pantalla se calcula la cantidad total disponible en el Libro de Ofertas para el producto.
- Para cada día de negociación, el valor del indicador será el máximo de los calculados.

Para el cálculo anual del indicador, se ha calculado la media anual aritmética de los indicadores diarios.

Tabla 14. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS en 2016 (mayo-diciembre) y comparativa con los objetivos del GTM.

PRODUCTO	AÑO	VOLUMEN COMPRAS (MWh/d)	VOLUMEN VENTAS (MWh/d)	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN Ventas (MW)	Objetivo GTM
Intradiario	2016	2.437	2.927	102	122	≥2000
Diario D+1	2016	1.853	2.718	77	113	≥2000
Resto de mes	2016	405	350	17	15	≥470
Mes siguiente	2016	592	291	25	12	≥470
Mes + 3						≥120
Mes + 6						≥120
Mes + 12						≥120

Fuente: MIBGAS

Como se observa en la tabla anterior, el volumen del libro de ofertas del mercado MIBGAS no alcanza el 10% del volumen objetivo propuesto en el GTM, en los productos spot (intradiario y diario) y prompt (resto de mes y mes siguiente). En el mercado no hay negociación en los productos a plazos mayores.

6.1.2 Diferencial entre oferta y demanda (spread)

Este indicador analiza la diferencia entre el precio más bajo al que un vendedor está dispuesto a vender gas, o mejor oferta de venta, del precio más alto al que un comprador está dispuesto a comprarlo, o mejor oferta de compra. Cuanto menor sea dicho diferencial, más eficiente es el funcionamiento del mercado.

El cálculo de este indicador para el año 2016, ha sido facilitado por el Operador de Mercado. La metodología de cálculo se basa en el anexo del GTM¹¹. El

- Para los días de negociación del producto en los que no haya habido ofertas, este valor será cero.

Se proporciona este indicador en las unidades de negociación del Mercado Organizado de Gas (MWh/d) y en las unidades establecidas en el GTM (MW).

¹¹ Para cada día de negociación, se han realizado capturas de las ofertas existentes en el Libro de Ofertas cada 15 minutos, entre las 10 y las 16h. Para cada día de negociación, este indicador muestra la diferencia de precio media entre las ofertas de compra y de venta existentes en el Libro de Ofertas, calculada de la siguiente manera para cada producto:

- Para cada captura se identifican los casos en los que existe al menos una oferta de compra y una oferta de venta en el Libro de Ofertas para dicho producto.
- Para cada caso identificado, se determina la diferencia de precio, en porcentaje, como la diferencia entre el precio de venta más bajo y el de compra más alto, dividido por el precio

cálculo presentado en la siguiente tabla es la media anual aritmética de los indicadores diarios.

Tabla 15. Diferencial entre oferta y demanda para los diferentes productos de MIBGAS en 2016 y comparativa con los objetivos del GTM.

PRODUCTO	AÑO	SPREAD	Nº SESIONES SIN SPREAD	Objetivo GTM (%)
Intradía	2016	2,9%	111	≤0,4%
Diario D+1	2016	3,7%	128	≤0,4%
Resto de mes	2016	4,1%	195	≤0,2%
Mes siguiente	2016	4,1%	219	≤0,2%
Mes + 3				≤0,7%
Mes + 6				≤0,7%
Mes + 12				≤0,7%

Fuente: MIBGAS

El spread de los productos listados en el mercado español es significativamente superior al spread objetivo del GTM, lo que indica que el funcionamiento del mercado todavía no es eficiente.

Si se analiza la tendencia anual de este indicador a lo largo del año 2016, a pesar del progresivo incremento de la liquidez, no se observa una reducción significativa del spread de los distintos productos del mercado, si bien puede observarse que se reduce el número de sesiones sin spread, en particular en los productos diario e intradía.

de compra más alto para dicho producto y caso y multiplicado por 100, ignorando las diferencias de precio que sean iguales o inferiores a 0.

- El diferencial entre oferta y demanda se calcula como la media aritmética de las diferencias de precio calculadas en el anterior, redondeadas al segundo decimal.

Tabla 16. Evolución del diferencial entre oferta y demanda del producto D+1 en 2016.

PRODUCTO	AÑO	MES	SPREAD	Nº SESIONES SIN SPREAD
Diario	2015	12	3,82	11
Diario	2016	1	4,38	24
Diario	2016	2	2,92	20
Diario	2016	3	3,24	17
Diario	2016	4	5,41	12
Diario	2016	5	4,20	9
Diario	2016	6	4,90	14
Diario	2016	7	3,53	10
Diario	2016	8	2,79	9
Diario	2016	9	2,45	3
Diario	2016	10	3,56	5
Diario	2016	11	2,94	3
Diario	2016	12	4,72	2

Fuente: MIBGAS

6.1.3 Sensibilidad de precios en el libro de ofertas

Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de compra (o de venta) y el precio promedio de los 120 MW más competitivos presentes en el libro de ofertas y se calcula solo para aquellos instantes en los que haya, al menos, 90 MW disponibles.

Cuando esta diferencia es pequeña, esto implica que los participantes en el mercado pueden comprar o vender volúmenes significativos (desplazando la curva de oferta o de demanda) sin que el mercado experimente grandes variaciones de precios.

Este indicador es muy relevante para aquellos agentes que necesitan vender y/o comprar grandes volúmenes de gas en un momento determinado, como por ejemplo las acciones de balance del GTS, o la realización de una cobertura de riesgos por parte de un comercializador.

En el siguiente gráfico se presenta el resultado de este indicador, facilitado por MIBGAS, en base a las ofertas existentes en la Sesión de Negociación en determinados momentos del día.

Tabla 17. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS en 2016 y comparativa con los objetivos del GTM.

PRODUCTO	AÑO	SENSIBILIDAD COMPRAS	SENSIBILIDAD VENTAS	Objetivo GTM (%)
Intradiario	2016	0,8%	1,0%	≤0,02%
Diario D+1	2016	0,8%	1,3%	≤0,02%
Mes siguiente	2016	2,3%	1,3%	≤0,1%
Mes + 3				≤0,2%
Mes + 6				≤0,2%
Mes + 12				≤0,2%

Fuente: MIBGAS

6.1.4 Número diario de transacciones

Este indicador analiza la cantidad de transacciones ejecutadas en un mercado, revelando un mejor funcionamiento aquellos mercados con un mayor número de transacciones. El número de transacciones proporciona confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado a los participantes en el mismo.

Los niveles objetivo del GTS son más de 420 transacciones al día en los productos spot (intradiario y diario) y más de 160 transacciones al día en los productos prompt (resto de mes y mes siguiente).

Los resultados del mercado español en 2016 todavía están muy alejados de estos valores (con una media de 13 transacciones al día en los productos spot y menos de una en los productos mensuales), según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 18. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2016 y comparativa con los objetivos del GTM

PRODUCTO	AÑO	Nº Transacciones/día	Objetivo GTM (Número de transacciones)
Intradiario	2016	13,2	≥420
Diario D+1	2016	13,2	≥420
Resto de mes	2016	0,1	≥160
Mes siguiente	2016	0,4	≥160

Aunque el número de transacciones es muy bajo, cabe observar una considerable mejora en el número de las mismas a lo largo de 2016, en los productos diario e intradiario.

Tabla 19. Evolución del número de transacciones del producto D+1 en 2016.

PRODUCTO	AÑO	MES	Nº transacciones/día
Diario	2015	12	0,4
Diario	2016	1	2,7
Diario	2016	2	5
Diario	2016	3	5,4
Diario	2016	4	6,6
Diario	2016	5	8,4
Diario	2016	6	10,5
Diario	2016	7	21,2
Diario	2016	8	21
Diario	2016	9	22,5
Diario	2016	10	18,6
Diario	2016	11	17,7
Diario	2016	12	18,3

Fuente: MIBGAS

6.1.5 Resumen de resultados de los indicadores de liquidez

A continuación se presenta un cuadro resumen de los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2016.

Tabla 20. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2016.

2016	Volumen medio (MW) en el libro de ofertas			Diferencial medio oferta de compra-oferta de venta (%)			Sensibilidad (%)			Número medio de transacciones al día	
	Compra	Venta	Objetivo GTM	Diferencial medio	Objetivo GTM	Número de sesiones sin spread	Compra	Venta	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	102	122	≥2000	2,9%	≤0,4%	111	0,8%	1,0%	≤0,02%	13,2	≥420
D+1	77	113	≥2000	3,7%	≤0,4%	128	0,8%	1,3%	≤0,02%	13,2	≥420
Resto de mes	17	15	≥470	4,1%	≤0,2%	195	NA	NA	NA	0,1	≥160
Mes siguiente	25	12	≥470	4,1%	≤0,2%	219	2,3%	1,3%	≤0,1%	0,4	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

No obstante, en los primeros meses del año el mercado se encontraba en la etapa inicial de su funcionamiento y la actividad era muy limitada, realizándose pocos intercambios entre agentes y centrándose la negociación en el gas de operación.

Por ello, se presenta a continuación un cuadro resumen de los indicadores para el cuarto trimestre de 2016. Este cuadro permite valorar la evolución positiva de los indicadores, principalmente en los productos intradiario y diario.

Tabla 21. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el cuarto trimestre de 2016.

4T 2016	Volumen medio (MW) en el libro de ofertas			Diferencial medio oferta de compra-oferta de venta (%)			Sensibilidad (%)			Número medio de transacciones al día	
	Compra	Venta	Objetivo GTM	Diferencial medio	Objetivo GTM	Número de sesiones sin spread	Compra	Venta	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	159	184	≥2000	3,3%	≤0,4%	5	1,0%	0,9%	≤0,02%	22,4	≥420
Diario D+1	127	153	≥2000	3,7%	≤0,4%	10	0,9%	0,8%	≤0,02%	18,2	≥420
Resto de mes	54	45	≥470	5,6%	≤0,2%	46	NA	NA	NA	0,2	≥160
Mes siguiente	37	10	≥470	5,1%	≤0,2%	42	1,9%	NA	≤0,1%	0,5	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Aunque el mercado español está todavía muy lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez por el GTM, se observa una progresión en la liquidez a lo largo de 2016, en los productos en los que opera MIBGAS (spot y prompt).

6.2 Indicadores de salud del mercado español

Los indicadores de salud de mercado reflejan si un mercado es competitivo, resiliente y posee un grado suficiente de seguridad de suministro. Estos indicadores no se limitan al funcionamiento del mercado organizado, sino que reflejan la situación general del mercado mayorista español.

Los indicadores propuestos por el GTM hacen referencia a la concentración del mercado y al número de fuentes de suministro, según se muestra en la siguiente tabla.

6.2.1 Grado de diversificación de los aprovisionamientos

El GTM propone calcular la concentración de los aprovisionamientos analizando la cuota de mercado de las empresas productoras de gas (upstream), sin considerar el número de compañías que adquieren ese gas o los intermediarios que puedan existir en la cadena de aprovisionamiento.

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI¹²), que es una medida del nivel de concentración de un mercado habitualmente utilizada por las autoridades de Competencia.

¹² El índice HHI se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que posee cada participante del mercado y sumando esas cantidades. Un índice HHI elevado implica una alta concentración: pocos suministradores o una alta cuota de mercado en manos de unos pocos suministradores.

El valor objetivo definido en el primer Gas Target Model para el grado de concentración de los aprovisionamientos (por orígenes del gas) a alcanzar por los Estados Miembros era 2.000.

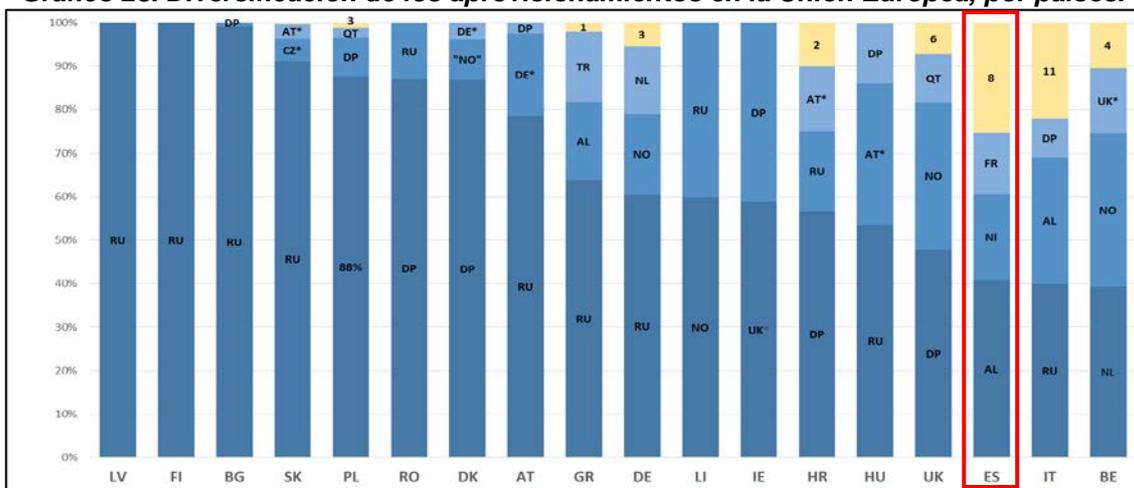
En el mercado español en 2016 (gráfico 2 de este informe), el índice HHI alcanza un valor de 3.635; considerándose este valor el correspondiente al de un mercado concentrado. Este valor está condicionado por la cuota del 56,7% de Argelia (Sonatrach), principal suministrador del mercado español.

6.2.2 Número de fuentes de suministro (países de origen del gas)

La diversidad de fuentes de suministro repercute en la seguridad de suministro del sistema en el caso de producirse alguna incidencia con los países productores de gas.

En el año 2016, España recibió gas procedente de 10 países, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM (mayor o igual a 3).

Gráfico 28. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países.



Fuente: ACER, MMR

6.2.3 Residual Supply Index (RSI)

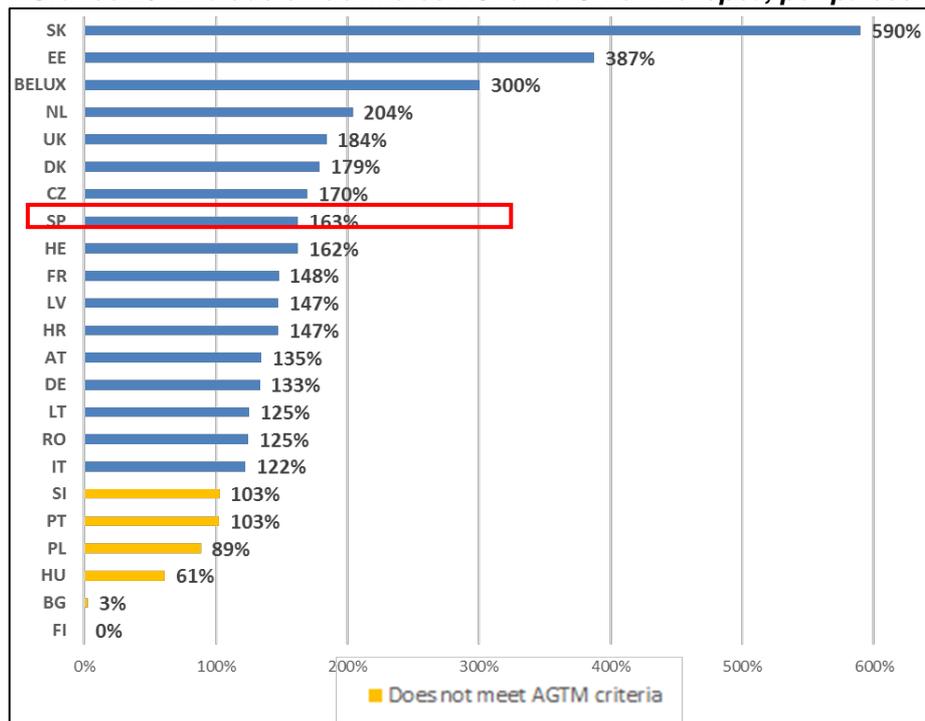
El Residual Supply Index (RSI) mide la dependencia de un mercado respecto de su principal suministrador. Este indicador pretende determinar la capacidad de un mercado para ser suministrado en el caso de pérdida de una fuente de suministro. Para esto la capacidad de suministro de todas las fuentes de suministro, exceptuando la principal fuente, debería alcanzar el 110% de la demanda del mercado.

El MMR de ACER ha realizado un cálculo del RSI para los distintos países de la Unión Europea, a partir de la cuota de mercado del principal país proveedor, y estimando la capacidad disponible del resto de fuentes de suministro. Para

calcular estos valores, ACER realiza varias suposiciones generales; por ejemplo, se considera que la utilización de las terminales de GNL no puede superar una media anual del 75%.

En España, según la información de ACER, el valor de este índice se sitúa en el 163%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM.

Gráfico 29. Evaluación del índice RSI en la Unión Europea, por países.



Fuente: ACER, MMR

6.2.4 Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta

Como indicadores de la concentración del mercado, se consideran el volumen de ofertas de compra o venta en el mercado, y el número de transacciones.

El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 21% y el agente con mayor cuota de ofertas de venta alcanza el 19%,

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 1.160, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 860, lo que es indicativo de que el mercado MIBGAS tiene un grado de concentración pequeño, en ambos casos cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM (≤ 2.000).

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 22 Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2016

Tabla 23 Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS en 2016

[FIN CONFIDENCIAL]

6.2.5 Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2016 es el grupo Enagas (agregando las cantidades adquiridas por el GTS y por Enagás Transporte) con un 47,1%, lo que se encuentra por encima del valor propuesto por el GTM. El siguiente agente supera por poco el 10% de cuota.

De esta forma, el cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.539, debido principalmente a la alta cuota correspondiente al grupo ENAGAS anteriormente mencionada.

No obstante, y considerando la naturaleza de las transacciones de ENAGAS y la evolución de las transacciones entre comercializadores, es previsible que en el futuro el peso de estas transacciones se reduzca, lo que redundará en un reparto más equitativo de las cuotas por agente.

Tabla 24 Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2016

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2016, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 16,8%, por lo que no supera el 40% establecido por el GTM. Además, el agente con una segunda mayor cuota por debajo del 10% (9,3%).

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas y el cálculo del índice HHI da un valor de 749, reflejando un mercado competitivo.

Tabla 25 Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2016

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

6.2.6 Resumen de resultados de los indicadores de salud

El mercado español obtiene mejores resultados en los indicadores de salud del mercado que en los indicadores de liquidez, a excepción de la concentración de los aprovisionamientos.

A diferencia de los indicadores de liquidez, el mercado español obtiene buenos resultados, indicando que la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.

El resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español, junto con los umbrales propuestos por el GTM se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 26 Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español en el cuarto trimestre de 2016.

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	≤ 2.000	3.635
Número de fuentes de suministro	≥ 3	10
Residual Supply Index de los aprovisionamientos	$\geq 110\%$	163%
Concentración de las ofertas de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 21% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 19%.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS es ENAGAS-GTS (47%). El comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 17%.

Fuente: ACER y MIBGAS

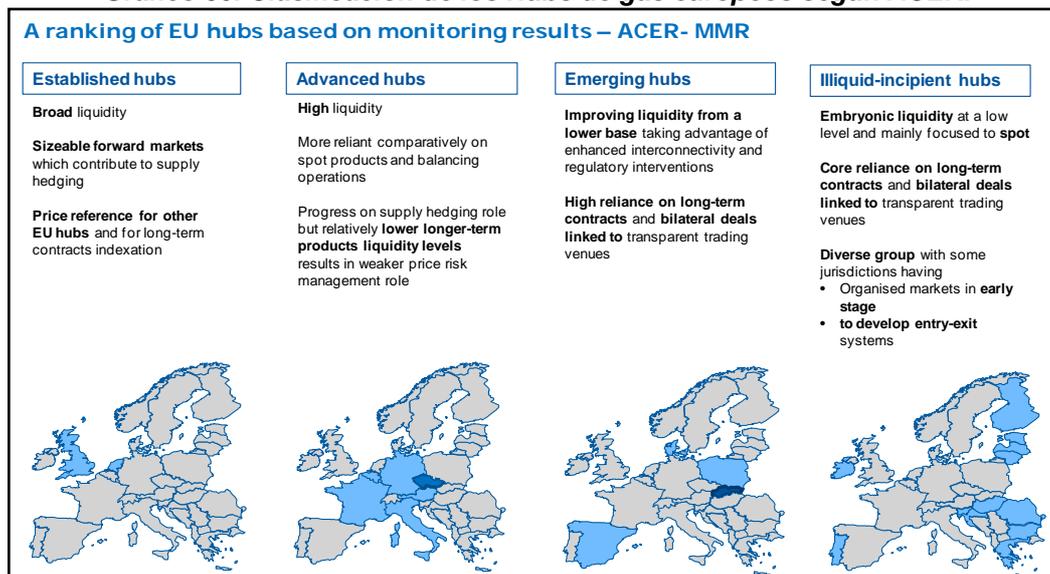
7. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS

7.1 Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

Existen diversos estudios y clasificaciones que valoran el grado de funcionamiento de los distintos mercados gasistas europeos, y que sirven para posicionar la situación actual del mercado español.

Atendiendo a la clasificación de ACER, los hubs europeos mejor establecidos son el inglés y el holandés, seguidos a continuación de un conjunto de mercados del noroeste de Europa (Alemania, Bélgica, Francia, Austria, Italia). El mercado español se situaría junto con una tercera categoría de países (Polonia, Dinamarca) como mercados emergentes, frente al resto de países que apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

Gráfico 30. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER.



Fuente: ACER, MMR 2016

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather and Beatrice Petrovich¹³, que se basa en la evaluación de los hubs gasistas en función de cinco indicadores principales: el número de participantes activos, el número de productos disponibles (y su liquidez), el volumen negociado, el índice de “negociabilidad” elaborado por ICIS y el churn rate.

Gráfico 31. Clasificación de los Hubs de gas europeos según 5 parámetros principales

2016 HUB	5 KEY ELEMENTS					Score /15**
	Active Market Participants	Traded Products*	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate	
TTF	>40	53	22230	20	57.1	15
NBP	>40	47	20045	19	22.1	15
NCG	30	29	2080	16	4.0	10
GPL	30	23	1110	15	2.5	9
PSV	18	23	885	15	1.2	7
ZEE+ZTP	15	17	780	10	4.1	7
PEG Nord	15	18	550	14	1.7	7
VTP	15	14	530	10	5.7	7
VOB	<10	6	105	8	1.1	5
PEG TRS	<10	13	100	7	0.6	5
PVB	<10	9	30	0	0.1	5

Fuente: Oxford Energy Studies

* “Traded products” puntúa los mercados por el número de productos disponibles y su grado de liquidez;

“Tradability Index” es un índice de ICIS que mide la profundidad de los libros de oferta de 20 productos

** Se asignan 3 puntos al indicador en verde, 2 al amarillo y 1 al rojo

¹³ **European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration.** Oxford Energy Studies, 2017.

Muchos de estos estudios solo recogen las transacciones a través de mercados organizados o a través de brokers, excluyendo el resto de transacciones bilaterales, lo que penaliza al mercado español (PVB).

Una visión complementaria del funcionamiento de los hubs europeos la proporciona el ranking elaborado por EFET, en el que se valoran 20 aspectos diferentes, combinando aspectos regulatorios, de funcionamiento del TSO y de funcionamiento de mercado.

En la siguiente tabla se muestra la puntuación asignada por EFET a la mayoría de los mercados europeos, así como su evolución entre los años 2014 a 2016.

Cabe desatacar el avance del mercado español en este ranking en 2016, al pasar de 7 puntos en 2015 a 13,5 en 2016, avance que se produce principalmente por el establecimiento del MIBGAS y del nuevo régimen de balance.

El detalle de la puntuación asignada por EFET al mercado español se encuentra en el anexo de este informe.

Gráfico 32. Clasificación de los Hubs de gas europeos elaborada por EFET, en base a 20 aspectos (regulatorios, de mercado y de funcionamiento del TSO).

HUB	Score 2014	Score 2015	Score 2016
NBP	20	20	20
TTF	19	19½	19½
NCG	15½	19	19
GPL	16	19	19
PEGs	16	16½	18½
ZTP	16	17½	18
ZEE	17	17	17
PSV	10½	15	15
GTF	9	11	14
VTP	13	13	13½
AOC/PVB	7	7	13½
VOB	8	8½	9½
VPGS	4½	5½	9½
MGP	5	6½	9
SK	3½	7	8
GR	4½	5½	5½
UDN	5½	5	4
RO	2½	1½	2
BG	1½	1	1½

Fuente: EFET

La conclusión general de estos estudios es que el mercado español ha dado un salto importante en el año 2016, con el establecimiento del MIBGAS, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET, ICIS u Oxford Energy Studies, y su consideración general es que pasa de ser un hub “ilíquido” o muy poco transparente, a un hub “emergente”, esto es, en fase de desarrollo, pero aún lejos del resto de mercados del noroeste de Europa.

8. CONCLUSIONES

Primera.- La mayoría del comercio de gas se negocia mediante transacciones bilaterales (**mercado OTC**), con un grado de estandarización bastante bajo y sin transparencia en los precios negociados. El volumen total negociado en el mercado OTC en el año 2016 asciende a un total de 433,93 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 135% de la demanda en dicho periodo (322 TWh).

Respecto a la participación en el mercado OTC por empresas durante el año 2016, un total de 79 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 867.854 GWh de energía intercambiada.

La participación de los comercializadores principales (con mayor cuota de ventas a consumidor final), en el mercado OTC, es inferior a su participación en el mercado minorista. En particular las principales diferencias se producen en los dos grupos dominantes (Gas Natural Fenosa y Endesa).

Segunda.- El **mercado organizado MIBGAS** es de reciente creación, comenzó a operar a finales de 2015. El volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS en el conjunto de 2016, fue de 6.566 GWh, lo que supone un 2% del total de la demanda de gas del año.

Tercera.- El incremento en las transacciones en MIBGAS ha venido apoyado de varias medidas de fomento de la liquidez: la compra de gas de operación, las compras del gas colchón de Yela y el gas talón, y el inicio de las acciones de balance. Estas medidas, implementadas en 2016, incrementaron la negociación en el MIBGAS en 3.198 GWh, suponiendo el 48,7% del volumen total negociado durante 2016.

Cuarta.- Las principales acciones para aumentar la liquidez del mercado han sido:

- La **compra del gas de operación**, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde el 14 de enero de 2016. El volumen de compras de gas de operación en el MIBGAS en 2016 fue de 702 GWh.

- La **compra del gas colchón** para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2016, por un volumen de 1.365 GWh, que se realizó entre los meses de junio y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos diario, resto de mes y mensual.
- La **compra del gas talón** correspondiente al año 2016 (360 GWh), que se realizó entre los meses de julio y septiembre, en la subasta de apertura de los productos diario e intradiario. Los volúmenes adquiridos en concepto de compra de gas talón supusieron un 5,9% del volumen total negociado en 2016 en MIBGAS.
- Inicio de las **acciones de balance**, a partir del 1 de octubre de 2016, el GTS comenzó a realizar acciones de balance en el MIBGAS. En el conjunto del último trimestre de 2016, el GTS realizó acciones de balance por un total de 743 GWh (636 GWh de compras de gas y 107 GWh de ventas de gas) a través de los productos intradiario y diario. Las acciones de balance durante el último trimestre del año, han supuesto un 22,9% del volumen negociado en MIBGAS en dicho trimestre y un 11,3% considerando el volumen negociado en 2016.

En relación con los mecanismos de compra de gas talón, gas colchón y gas de operación a través del Mercado Organizado, el análisis realizado indica que han funcionado adecuadamente en el año 2016, por lo cual se considera que no es necesario introducir modificaciones en los procedimientos vigentes

Quinta.- Por lo que respecta a la **evolución de los volúmenes negociados en MIBGAS por sesión y producto** en el conjunto del año 2016:

- El **volumen negociado** alcanzó en el mes de octubre una media de negociación diaria de 42 GWh. El promedio negociado por sesión en el cuarto trimestre del año es de 35,3 GWh/día, mientras que la media anual fue de 18 GWh/día.
- El **número total de ofertas de compra o de venta realizadas** por los agentes a través de la plataforma de mercado fue de 39.338, lo que supone un promedio de 108 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 10.607 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (16.111 ofertas) y en el producto intradiario (15.631 ofertas).
- El **producto más negociado** es el producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 40% del volumen total negociado, seguido del producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 35% del volumen. A más distancia se sitúa el producto mensual (15%) y el producto resto de mes (3,4%).

Sexta.- En relación con la participación en el Mercado Organizado de gas, a finales del mes de diciembre de 2016 un total de 44 agentes que habían completado el proceso de alta para participar en el mercado. El incremento del número de comercializadores a lo largo del año muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

En el año 2016, el **número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS** fue de 30. Entre estos agentes, hay 21 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor y 9 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figuran como agentes con saldo neto comprador ENAGAS Transporte, ENAGAS GTS y ENAGAS Transporte del Norte, por los importes de los gases regulados.

Séptima.- Los cinco comercializadores con mayor porcentaje de ventas al mercado minorista en España, que en conjunto suponen un 82% de las ventas a consumidor final, únicamente han realizado un 18,6% de las negociaciones en el MIBGAS (o lo que es lo mismo, han participado en el 37,2% de las transacciones). Esto es, **su actividad en el mercado organizado ha sido notablemente inferior a su cuota de mercado en España.**

Octava.- Siguiendo los indicadores del *European Gas Target Model review and update*¹⁴ (en adelante GTM) de ACER sobre liquidez y salud del mercado, aunque el mercado español está todavía muy lejos del cumplimiento de los objetivos de **liquidez** por el GTM, se observa una progresión en la liquidez a lo largo de 2016, en los productos en los que opera MIBGAS (spot y prompt).

El mercado español obtiene buenos resultados en los indicadores de **salud del mercado** a excepción de la concentración de los aprovisionamientos. La estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.

Novena.- En cuanto a la valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos y atendiendo a la clasificación de ACER, encontramos que los hubs europeos mejor establecidos son el inglés y el holandés, seguidos a continuación de un conjunto de mercados del noroeste de Europa (Alemania, Bélgica, Francia, Austria, Italia). **El mercado español se situaría junto con una tercera categoría de países (Polonia, Dinamarca) como mercados emergentes**, frente al resto de países que apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

La conclusión general de estos estudios es que el mercado español ha dado un salto importante en el año 2016, con el establecimiento del MIBGAS, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET, ICIS u Oxford Energy Studies, y su consideración general es que pasa de ser un hub “ilíquido” o muy

¹⁴ [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

poco transparente, a un hub “emergente”, esto es, en fase de desarrollo, pero aún lejos del resto de mercados del noroeste de Europa.

9. RECOMENDACIONES EN RELACIÓN CON EL NIVEL DE LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO ESPAÑOL DE GAS

Como se ha visto en los apartados anteriores de este informe, resulta necesario incidir en medidas de liquidez y de mejora del mercado español, con el objetivo de alcanzar y equipararnos con nuestros países vecinos.

Para ello se proponen cuatro líneas principales de acción, que se van a exponer en los siguientes apartados:

- El establecimiento de creadores de mercado.
- El desarrollo de un mercado de futuros.
- El desarrollo del polo portugués del mercado y la integración ibérica.
- El desarrollo de un hub de GNL, con servicios logísticos y de mercado.

Igualmente, se propone el mantenimiento de las medidas de promoción de liquidez actuales (compras de gas de operación, gas talón, gas colchón).

9.1 Establecimiento de creadores de mercado (voluntarios y/u obligatorios)

La figura del Creador de Mercado (Market Maker) en un mercado organizado tiene como función principal promover la negociación de uno o varios productos del mercado, principalmente de aquéllos que tengan menor liquidez, lo que permitirá la existencia de posiciones de compraventa, así como la mejora del diferencial de precios (spread) entre las ofertas de compra y de venta que se reciban para los mismos.

Un creador de mercado es un agente que se compromete a la presentación de ofertas de compra y venta de un producto del mercado, por una cantidad mayor o igual que la cantidad establecida (cantidad mínima) y dentro del rango máximo de separación de precios entre la oferta de venta y la de compra (separación máxima de precios).

Cualquier oferta del creador de mercado que resulte casada debe ser reemplazada sin dilación por una nueva oferta que cumpla las condiciones del acuerdo, siempre que en la sesión de negociación el valor absoluto de la suma de cantidades de producto de venta y de producto de compra, que haya casado el creador de mercado, no supere la cantidad límite a casar por sesión de negociación.

a) Establecimiento de creadores de mercado voluntarios en MIBGAS

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, introduce en su artículo 20 la figura de los creadores de mercado.

En el apartado 2.1.5 de las Reglas del Mercado, se establece que *“con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el mercado, el Operador del Mercado puede promover Acuerdos de Creación de Mercado con Agentes en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias”*.

La Resolución de la SEE de 6 de junio de 2016 aprobó el procedimiento para la adjudicación del servicio de creador de mercado, que tendrá al menos periodicidad semestral, así como el modelo de acuerdo de creadores de mercado.

El servicio de creador de mercado en MIBGAS comenzó a funcionar en el año 2017:

- La primera adjudicación fue aprobada por resolución de la DGPEM del 20 de enero de 2017, en la que se adjudicaba el servicio a la empresa GUNVOR INTERNATIONAL BV para el primer semestre de 2017, en el producto diario y mensual.
- La segunda adjudicación fue aprobada por resolución de la DGPEM del 30 de junio de 2017, en la que se adjudicaba el servicio a la empresa AXPO IBERIA para el segundo semestre de 2017

Como valoración preliminar del funcionamiento de este servicio en 2017, cabe observar un aumento de la liquidez principalmente en el producto mensual, el cual ha pasado de ser negociado en sesiones puntuales a negociarse varios días a la semana, sobre todo a partir del mes de abril de 2017, y con un volumen creciente.

Por ello, se considera que la actividad del creador de mercado voluntario está funcionando correctamente, por lo que se recomienda continuar realizando, en los siguientes semestres, las correspondientes convocatorias del servicio de creadores de mercado voluntarios.

b) Establecimiento de obligaciones de creación de mercado a los operadores dominantes

La disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, introducida por la Ley 8/2015, de 21 de mayo, establece que:

«El Gobierno podrá obligar a los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes, de acuerdo con lo establecido en la

disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, a presentar ofertas de compra y venta de gas, por un volumen determinado, en el citado mercado con un diferencial.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para el producto considerado, una metodología para el cálculo de dicho diferencial así como para el volumen a ofertar. Dicha metodología será aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.”

A su vez, el apartado 21 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, referido a los sectores energéticos, atribuye a la CNMC la competencia para “*Determinar con carácter anual los operadores principales y dominantes, así como el resto de funciones relativas a dichos operadores de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*».

De acuerdo con las competencias atribuidas a la CNMC mediante el artículo 7.21 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la CNMC lleva a cabo un procedimiento anual para la determinación de los operadores principales y dominantes en los sectores energéticos con base en los datos relativos al ejercicio económico finalizado a 31 de diciembre de cada año.

La última resolución publicada es la Resolución de 6 de octubre de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos, señaló al Grupo Gas Natural Fenosa y Endesa como operadores dominantes en el sector de gas natural, para el ejercicio 2015.

Las cuotas de mercado de los operadores dominantes en el mercado mayorista de gas (integrado por las transacciones entre comercializadores en el mercado OTC o en el MIBGAS) es bastante inferior a su cuota de ventas o de aprovisionamientos. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Como se ha observado a lo largo de este informe, los niveles de liquidez actuales del MIBGAS son insuficientes y se encuentran aún muy alejados de los objetivos propuestos por el Gas Target Model para los mercados gasistas europeos, por lo que se considera que es necesario continuar introduciendo medidas de fomento de liquidez, como el establecimiento de las obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes.

De acuerdo con la Disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 34/1998, el 28 de marzo de 2017, la CNMC aprobó la “Propuesta de metodología para el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes en el sector del gas natural”, que define una propuesta de metodología y condiciones a las que se deberán obligar a ambos operadores

dominantes, configuradas a partir de una serie de parámetros principales relativos al mercado.

Recomendación 1. Establecimiento de creadores de mercado.

El establecimiento de creadores de mercado tiene un efecto positivo en la liquidez y en el diferencial de precios de las ofertas en el mercado, siendo especialmente relevante para el desarrollo de los productos menos líquidos del mercado. Para ello se recomiendan las siguientes actuaciones:

- Continuar las convocatorias para el servicio de creadores de mercado voluntarios, como las realizadas para el primer y segundo semestres de 2017.
- Aprobar el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes, conforme a lo establecido en la Disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, introducida por la Ley 8/2015.
- Establecer las obligaciones de los operadores dominantes (grupo Gas Natural Fenosa y Grupo Endesa) de acuerdo con los parámetros propuestos por la CNMC en el informe “Propuesta de metodología para el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes en el sector del gas natural”, aprobado el 28 de marzo de 2017.
- A medida que se vaya desarrollando la liquidez del mercado spot, cabría considerar el trasladar las obligaciones de creador de mercado hacia los productos negociados en el mercado de futuros.

9.2 Desarrollo de los mercados de futuros de gas natural

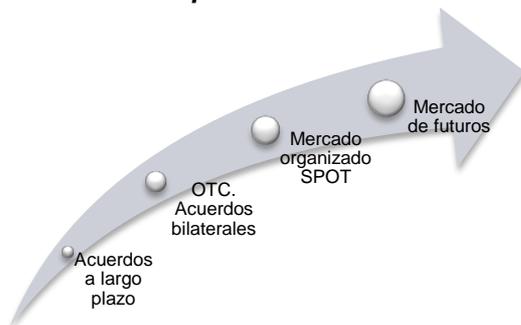
En un mercado de futuros se realizan transacciones estandarizadas de entrega futura, bien sean físicas o financieras, con un subyacente (en este caso, el gas natural), a un precio previamente aceptado por las partes compradora y vendedora. Estos mercados suponen un paso adelante en el desarrollo del mercado, pues aporta visibilidad de precios en el medio-largo plazo permitiendo la realización de coberturas de riesgos.

Como medida de fomento de la competencia, el documento de actualización del Gas Target Model enfatiza la necesidad del desarrollo de un mercado de futuros líquido que permita a los agentes que operan en un país gestionar los riesgos que surgen de su operativa al actuar en el mercado mayorista.

En este sentido, España está lejos de alcanzar los valores referidos como objetivos en el GTM para los indicadores que miden la liquidez y la salud del mercado de futuros, ya que no dispone actualmente de plataformas que ofrezcan la negociación de estos productos de forma organizada, y el número de transacciones realizadas a través de brokers es limitado.

La creación de un mercado de futuros es la siguiente etapa lógica de la evolución de los mercados gasistas, que generalmente comienzan con contratos a largo plazo, con los proveedores de gas en el mercado internacional, y posteriormente continúan con la aparición y consolidación del mercado OTC de operaciones bilaterales, y luego con la consolidación de un mercado organizado spot, de tipo “Exchange”.

Gráfico 33. Etapas en la evolución de los mercados gasistas.



Fuente: Elaboración propia

Para el inicio de la operación de productos futuros, con distintos horizontes de entrega, como son los productos trimestrales, semestrales, anuales o estacionales, es fundamental la existencia de una referencia de precios spot contra la que liquidar estos productos. Por tanto, el desarrollo de un mercado de futuros requiere de la existencia previa de un mercado spot.

Con el desarrollo de los productos spot en el mercado organizado MIBGAS, ya se dispone de una referencia de precios contra la que liquidar las operaciones realizadas en los mercados de futuros. La liquidez que exista en el mercado spot y la fiabilidad de la señal de precios que éste arroje es por lo tanto fundamental para el buen funcionamiento del mercado en su conjunto.

Dependiendo de los términos de los contratos de suministro, los agentes participantes en el mercado pueden estar expuestos a diferentes riesgos. Si un agente realiza, por ejemplo, compras de gas en el mercado spot para el suministro de clientes que tienen contratado un precio fijo, el riesgo de precio recaería por completo en el comercializador, por lo que puede optar por realizar operaciones de cobertura, mediante productos en un mercado de futuros, que servirían para mitigar dicho riesgo.

Los mercados de futuros funcionan, típicamente, a través de una cámara de compensación, que actúa de contraparte en las operaciones realizadas en el mercado. Así se mitiga el riesgo de contraparte, ya que en caso de impago de una contraparte no se pone en riesgo el cobro del resto de agentes del mercado, siendo la cámara de compensación la que realizaría los pagos haciendo uso de las garantías depositadas previamente por los agentes. Además, se eliminaría el riesgo sistémico, ya que los flujos de pagos y cobros entre agentes no se verían afectados.

Las operaciones realizadas en el mercado OTC a través de brokers también se pueden liquidar a través de una cámara de compensación. Esto ofrece la ventaja de que abre la posibilidad de los agentes de negociar con todos los agentes participantes en el mercado que se hayan adherido a las normas de la cámara de compensación y que hayan depositado las garantías correspondientes para su actividad. De esta manera, se facilita el acceso de agentes a contrapartes a las que, de otra manera, tendrían que acceder mediante la elaboración de contratos bilaterales.

Los contratos de futuros pueden ser de dos tipos: con entrega física del producto subyacente (en este caso, el gas natural) o con liquidación financiera en el momento de su vencimiento. Los contratos de futuros con entrega física también pueden ser utilizados por agentes financieros, sin presencia en el sistema de gas natural, pero en este caso deberán cerrar su posición con anterioridad a la fecha de vencimiento del producto.

El desarrollo de los mercados de futuros es, en principio, una actividad sujeta a la libre competencia entre operadores de mercado y otros posibles proveedores de servicios (brokers, cámaras de compensación,...). Así, en los mercados más líquidos, como en el Reino Unido o en Holanda, coexisten varias plataformas que ofrecen distintos productos y servicios.

En este sentido, las actuaciones regulatorias deberían orientarse a facilitar el desarrollo de estos mercados, eliminando, en su caso, las posibles barreras que puedan dificultar su creación o la operación de los mismos, permitiendo la habilitación de todos los proveedores de servicios que quieran operar en el sistema gasista español, en las mismas condiciones.

La evolución natural del mercado sería, en primer paso, la consolidación del mercado spot, y el incremento de la negociación de los productos de futuros a través de plataformas de bróker, incluyendo paulatinamente la liquidación a través de una cámara de compensación, y posteriormente, a través de plataformas de mercado con productos estándar que operan con productos en toda la curva de plazos.

En el marco de actuación dentro de un mercado de futuros, cabe pensar que, de la misma forma que sucedió en el mercado spot MIBGAS, la liquidez y el número de participantes sería bajo en las primeras etapas de funcionamiento de un mercado de este tipo. Por ello, sería conveniente valorar la adopción de medidas de fomento de la liquidez, como por ejemplo la contratación de creadores de mercado voluntarios, así como requerir a los operadores dominantes que presenten ofertas de compra y venta de gas, actuando por lo tanto como creadores de mercado obligatorios en las plataformas que negocien productos de futuros.

Recomendación 2. Desarrollo de los mercados de futuros.

El Gas Target Model enfatiza en la necesidad del desarrollo de un mercado de futuros líquido y con productos con distintos horizontes de entrega, (trimestrales, semestrales, anuales o estacionales), que permita la gestión de riesgos y coberturas a los agentes que actúan en el mercado mayorista de gas.

Las actuaciones regulatorias deben orientarse a facilitar el desarrollo de los mercados de futuros en España, eliminando, en su caso, las posibles barreras regulatorias que puedan dificultar su creación o la operación de los proveedores de estos servicios.

La evolución natural del mercado sería, en primer lugar el incremento de la negociación de los productos de futuros a través de plataformas de bróker, incluyendo paulatinamente la liquidación a través de una cámara de compensación, y posteriormente, el desarrollo de plataformas de mercado con productos estándar que operan con productos en toda la curva de plazos.

A medida que se vaya desarrollando la liquidez del mercado spot, cabría considerar el trasladar las obligaciones de creador de mercado hacia los productos negociados en el mercado de futuros.

9.3 Desarrollo del polo portugués del MIBGAS y establecimiento de un modelo de acoplamiento de mercado ibérico a través de ofertas espejo y asignación implícita de capacidad

Como su propio nombre indica, el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) nace con vocación de ser el mercado de gas de referencia de España y Portugal, y en las reglas de mercado se establece la posibilidad de que se negocien, a través de la misma plataforma, productos con entrega en el punto de balance de Portugal.

El ámbito ibérico del mercado se ve también recogido en la participación en su accionariado de los Gestores técnicos de España y Portugal (ENAGAS-GTS y REN), así como del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, y del Operador do Mercado Ibérico (Portugal), según lo dispuesto en el artículo 65.ter de la Ley 34/1998 (incluido por la Ley 8/2015)¹⁵.

La Disposición adicional primera de la Ley 8/2015 establece que todas las disposiciones incluidas en esta Ley referidas al Operador do Mercado Ibérico

¹⁵ La suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., y en su caso, del Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. será igual al 30 por ciento. El peso relativo de la participación de dichas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

En el caso de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués, la suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad será del 20 por ciento. El peso relativo de la participación de ambas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

(Portugal), SGPS, S.A. o al Gestor Técnico del Sistema Gasista Portugués quedarán condicionadas a lo que se disponga en un convenio o acuerdo internacional o a la adopción por la República de Portugal de la normativa que permita su aplicación a dichas entidades.

Cabe indicar al respecto que la Portaria n.º 643/2015 autorizó a la sociedad MIBGAS a actuar como entidad gestora del mercado organizado de gas al contado, estableciendo también los niveles de participación accionarial en los mismos términos que la regulación española. La plataforma de mercado MIBGAS también ha sido nominada por Portugal como plataforma de balance para la entrega de productos a corto plazo, de cara a la implementación del Reglamento europeo 312/2014, sobre el balance de las redes de transporte de gas, si bien transitoriamente, el balance se hace a través de subastas puntuales de compra o venta de gas, organizadas a través de OMIP- Polo Portugués.

Conforme a los análisis y estudios realizados por ERSE y la CNMC¹⁶, el modelo de integración de mercados mediante asignación implícita de capacidad constituye un primer paso para la integración de mercados y, dado que no conlleva grandes exigencias de armonización normativa a ambos lados de la frontera, su implementación puede llevarse a cabo de una forma rápida.

La base de este modelo consiste en que la compra-venta de gas y la capacidad se asignan simultáneamente a través de la plataforma de mercado.

En el modelo de **acoplamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo**, se crean libros de ofertas independientes para el mercado español y portugués, los agentes introducen sus operaciones en uno de los polos, y el mercado genera al mismo tiempo una oferta espejo en el mercado del país contiguo (siempre que exista capacidad disponible para asignar por el mercado), incrementada y/o decrementada en el precio de la capacidad de la interconexión.

Las ofertas se casarían conforme a su orden de mérito. En caso de que la oferta resulte casada, desaparece tanto dicha oferta como su espejo.

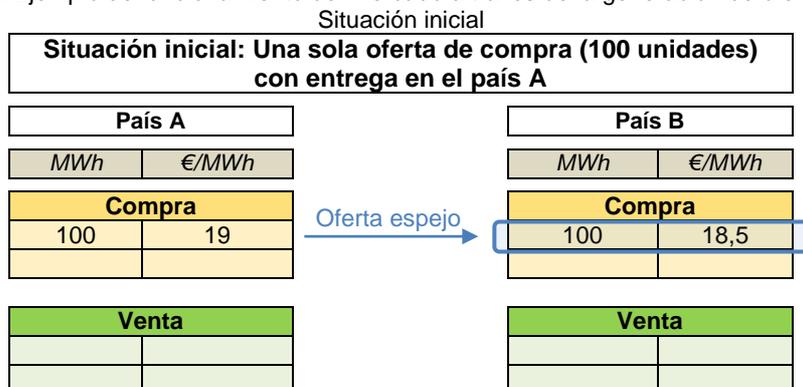
Para comprender los principios del mecanismo se parte de un mercado continuo en el que todavía no hay ninguna oferta en ninguno de los dos mercados.

Supongamos que en el país A se introduce una oferta de compra de 100 unidades a 19 €/MWh, y que el coste de la interconexión son 0,5 €/MWh. Se genera una oferta espejo de compra a 18,5 €/MWh en el libro del país B. Si esta oferta resultara casada con otra oferta de venta en el país B, el vendedor

¹⁶ Study about models for integration of the Spanish and Portuguese gas markets in a common Iberian Natural Gas Market, done by CNMC and ERSE, 6th of June 2014.

cobrará 18,5 €/MWh, mientras que el comprador paga los 19 €/MWh de su oferta inicial, de los que 0,5 €/MWh se destinan al pago del peaje.

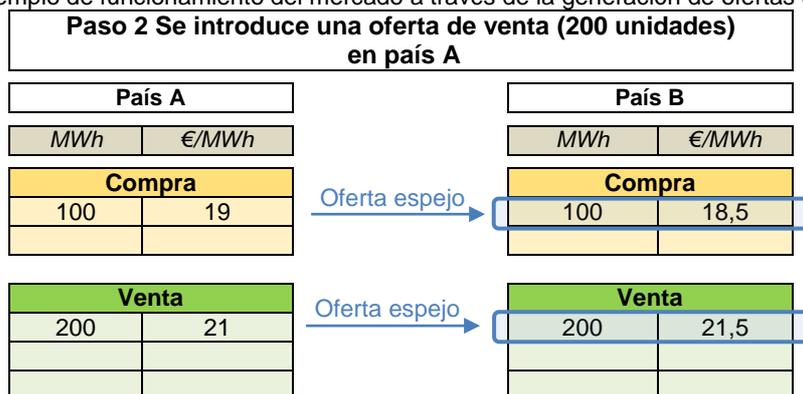
Gráfico 34. Ejemplo de funcionamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo.



Si la capacidad de la interconexión asignada al mercado (asignación implícita) fuera de sólo 80 unidades, la oferta espejo vería limitada la cantidad a 80. Si hubiera varias ofertas, solo se trasladarían como oferta espejo al otro polo las más ventajosas en precio, hasta alcanzar el límite de la capacidad disponible.

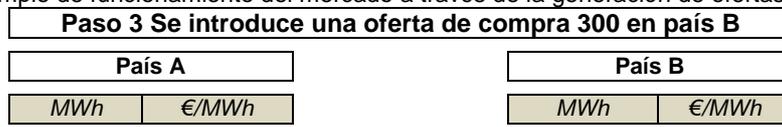
Continuamos el ejemplo introduciendo una oferta de venta en el país A, por un precio de 21 €/MWh. En este caso, la oferta de venta espejo en el mercado del país B es de 21,5 €/MWh. Si resultase casada en el país B el comprador pagará 21,5 €/MWh, el vendedor recibe los 21 €/MWh de su oferta de venta inicial y los 0,5 €/MWh se destinan al pago del peaje.

Gráfico 35. Ejemplo de funcionamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo. Paso 2



Ahora suponemos que se introduce otra oferta de compra, pero en este caso en el país B, para ver el funcionamiento de las ofertas espejo a la inversa.

Gráfico 36. Ejemplo de funcionamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo. Paso 3



Compra		Compra	
300	17,5	300	18
100	19	100	18,5

Oferta espejo ← → Oferta espejo

Venta		Venta	
200	21	200	21,5

Oferta espejo →

Para ver como se produce una casación, supongamos que se introduce una oferta de venta de 60 unidades en el país B, a 18,5 €/MWh, que casa con la primera de las ofertas espejo de este ejemplo. El vendedor cobrará 18,5 €/MWh, mientras que el comprador paga los 19 €/MWh de su oferta inicial, de los que 0,5 €/MWh se destinan al pago del peaje, y el operador de mercado nomina a los transportistas el movimiento de 60 unidades del país B al A.

Gráfico 37. Ejemplo de funcionamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo. Paso 4

Paso 4 Se introduce una oferta de venta 60 unidades en país B que casa con la oferta espejo

País A		País B	
MWh	€/MWh	MWh	€/MWh
Compra		Compra	
300	17,5	300	18
100	19	100	18,5
Venta		Venta	
200	21	200	21,5
60	19	60	18,5

CASACIÓN CON ASIGNACIÓN IMPLÍCITA

Como la oferta era por 60 unidades, desaparece esta cantidad de la oferta inicial de 100 unidades, quedando 40 todavía sin casar en el libro de ofertas.

Gráfico 38. Ejemplo de funcionamiento del mercado a través de la generación de ofertas espejo. Situación final

Paso 5 Situación tras casar la oferta

País A		País B	
MWh	€/MWh	MWh	€/MWh
Compra		Compra	
300	17,5	300	18
40	19	40	18,5
Venta		Venta	
200	21	200	21,5

Si la oferta hubiese casado con una oferta en el mismo mercado (no con una oferta espejo), no se habría asignado capacidad implícita, ya que ambas ofertas tenían la entrega en el mismo país.

Así pues, en este modelo los agentes ven en cada momento todas las ofertas disponibles en los libros de oferta del mercado en el que quieran operar, al precio que tendrían según el polo del mercado en el que quieran operar. Esto

supone una ventaja desde el punto de vista de la promoción de la liquidez, porque aumenta la profundidad de los libros de oferta, así como la transparencia de las ofertas. Además, a través de la generación de ofertas espejo, un agente que esté registrado en un solo mercado, puede casar operaciones con agentes en el mercado contiguo, siempre que la capacidad implícita disponible sea suficiente.

Lógicamente, cuanto menor fuera la tarifa transfronteriza mayor sería la probabilidad de casación de ofertas entre los dos polos y, por lo tanto, la liquidez de los mercados, si bien los ingresos por el uso de las infraestructuras se verían disminuidos. Si el precio de la capacidad fuera cero, y hubiese capacidad ilimitada, los libros de ofertas de los dos polos del mercado serían idénticos: estaríamos en el modelo de “Market coupling”.

Recomendación 3. Creación del Polo portugués del mercado.

La creación del polo portugués del mercado tendría efectos positivos en la liquidez del mercado español y portugués, facilitando el acceso al mercado a los suministradores y consumidores de ambos países.

La creación del polo portugués requiere las siguientes actuaciones:

- Realización de un convenio entre España y Portugal, que recoja los principios generales y de gobernanza del mercado ibérico.
- Adaptación de las Reglas del Mercado de gas para la introducción de la negociación de los productos portugueses.
- Adaptación de las reglas de asignación de la capacidad de la interconexión entre España y Portugal, para la reserva de una parte de capacidad para su asignación implícita a través del MIBGAS.
- Adaptación de las Reglas del Mercado de gas para incorporar el funcionamiento del mecanismo de asignación implícita.

9.4 Desarrollo de un Hub de GNL: desarrollo de servicios logísticos y orientación a mercado

Una de las características diferenciales entre el mercado gasista español y los mercados del noroeste de Europa es la importancia del GNL en los aprovisionamientos de gas a la Península Ibérica. España cuenta con seis plantas de regasificación operativas (además de una en hibernación), con una importante capacidad de almacenamiento, y es el primer país importador de GNL de la cuenca atlántica.

La Península Ibérica tiene la posibilidad de convertirse en el mercado de referencia de GNL de la cuenca atlántica, para lo cual sería necesario que la oferta de servicios logísticos (almacenamiento de GNL, recargas,...) se

complemente con un mercado de GNL líquido, configurando así un verdadero hub de GNL.

Además, la mayoría de las plantas de regasificación españolas están adaptadas para realizar servicios de recarga de buques de GNL y puestas en frío, y están también trabajando para ofrecer servicios de bunkering, consistente en el suministro de GNL a barcos propulsados con gas natural como combustible, que es un mercado en expansión.

La capacidad de almacenamiento de GNL disponible y no utilizada también permitiría desarrollar servicios de almacenamiento de GNL a medio plazo (parking de gas), que podrían utilizarse por compañías de trading internacional, para acomodar la producción de las nuevas plantas de licuefacción que se van a poner en servicio en los Estados Unidos a la estacionalidad de la demanda de gas en Europa.

En relación con el mercado de GNL, actualmente existe un importante mercado de transacciones OTC de GNL, en cada una de las plantas de regasificación españolas. El volumen total de transacciones de GNL en las plantas españolas fue de 259.000 GWh en 2016, repartidas de la siguiente manera: Barcelona 33%, Huelva 24%, Sagunto 20%, Bilbao 19%, Mugaros 3% y Cartagena 1%.

Podría resultar oportuno complementar el mercado OTC de GNL con la negociación en un mercado organizado, proporcionando mayores posibilidades de negociación y mayor transparencia en los precios del mercado spot de GNL.

En este sentido, la 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, en su artículo 11, habilitó a la sociedad MIBGAS a la negociación de nuevos productos:

- Productos de gas natural con entrega en el PVB con un horizonte temporal superior al Mes Siguiente.
- Productos de gas natural con entrega en los almacenamientos subterráneos básicos.
- Productos de GNL en los tanques de plantas de regasificación (o agrupación de ellas).
- Servicios de balance promovidos por el GTS.

El desarrollo de la negociación de productos de GNL en el mercado organizado en España tiene el problema de la fragmentación de las operaciones entre las seis plantas del sistema.

Como consecuencia de esta fragmentación, para tener acceso a un mercado más líquido que permita a un agente acomodar sus existencias de GNL a las necesidades de su demanda de gas, los usuarios del sistema tienden a

concentrarse y realizar sus descargas de GNL en las plantas que cuentan con más usuarios, precisamente porque en estas plantas existen mayores posibilidades de encontrar contrapartes para realizar transacciones con el GNL.

Por la misma razón, muchos usuarios tienden a evitar la realización de descargas en las plantas con menor actividad de intercambios, lo cual crea a su vez problemas en la gestión técnica del sistema gasista, ya que se desincentiva la utilización de estas plantas, provocando problemas de infrautilización que ocasionalmente tienen que corregirse por parte del GTS requiriendo desvíos de buques hacia estas plantas.

Por otra parte, está pendiente el desarrollo de los nuevos servicios desagregados en las plantas de regasificación, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 984/2015. El artículo 8 del citado Real Decreto establece que *“podrán también ofertarse productos de capacidad agregados, entendiendo como tales aquellos en los que se ofrezca capacidad indiferenciada ubicada en dos o más instalaciones indistintamente”*, es decir, se introduce la posibilidad de contratar un servicio (como por ejemplo, el almacenamiento o la regasificación), de manera indiferenciada para el conjunto de plantas de GNL. Así es como funciona, por ejemplo, la contratación de los almacenamientos subterráneos.

La contratación de servicios agregados de almacenamiento de GNL para el conjunto de las plantas de regasificación del sistema fomentaría el mercado de GNL e incidiría favorablemente en la liquidez. La posible adaptación de este modelo obligaría a la coexistencia de dos tipos de servicios: a) servicios físicos, que se contratan individualmente por cada planta de regasificación, como la descarga de buques, y b) servicios virtuales, que se contratan de forma agregada para el conjunto de las plantas, como la regasificación. El modelo compatibilizaría la creación del tanque virtual de almacenamiento de GNL con el mantenimiento de un servicio de almacenamiento físico de GNL en cada planta, para atender los servicios de recarga de cisternas, bunkering y recargas de barcos, pudiendo los usuarios optar por el almacenamiento en tanque físico o virtual.

Recomendación 4. Desarrollo de un Hub de referencia de GNL: desarrollo de servicios logísticos y orientación a mercado

España tiene la posibilidad de convertirse en un mercado de referencia de GNL en la cuenca atlántica, para lo cual es necesario combinar el desarrollo y oferta de servicios logísticos (descargas, almacenamiento de GNL, regasificación, recargas, bunkering) con la oferta de servicios de mercado, que permitan la negociación de GNL a corto, medio y largo plazo.

El desarrollo del hub de GNL, con servicios logísticos y de mercado, contemplaría las siguientes tareas:

- Análisis del diseño y reconfiguración de los servicios logísticos ofrecidos por las plantas de regasificación, conforme a los servicios desagregados y agregados previstos en el Real Decreto 984/2015.
- Estudio de las ventajas e inconvenientes de distintos modelos de funcionamiento de las plantas de GNL, y en particular, la posibilidad de implementación del modelo de tanque virtual de GNL o el establecimiento de un servicio de regasificación agregado para todas las plantas.
- Desarrollo de los productos de negociación de GNL en el mercado organizado. Este desarrollo estará condicionado por la solución adoptada en la configuración de los servicios logísticos de las plantas de GNL.

9.5 Adaptación de la regulación gasista al mercado actual

En el último trienio se han producido significativos avances en la regulación del sector de gas natural, empezando por la revisión del marco retributivo a través de la Ley 18/2014 para garantizar la sostenibilidad económica del sector, y continuando con una nueva definición de los servicios y el acceso al sistema, la creación del mercado organizado, la obligación de constitución de garantías para determinadas actividades, el nuevo modelo de balance del sistema, la provisión de información a los agentes o el calendario de nominaciones. Más recientemente, en 2016 se adoptaron, asimismo, medidas para el desarrollo de liquidez del mercado y se continuó modificando la normativa de detalle de los aspectos referidos.

Estos avances, coherentes con el modelo regulatorio europeo del gas natural, han permitido modernizar y armonizar las reglas de funcionamiento del sistema gasista español con los sistemas europeos más avanzados.

Faltan por desarrollar, sin embargo, aspectos todavía importantes, en relación con el detalle del modelo diseñado en los últimos años. Así, si bien el Real Decreto 984/2015 estableció un listado de nuevos servicios de capacidad, no se han definido los mismos, ni se han concretado todavía la forma de contratación de capacidad para entrada al sistema de transporte y a plantas de regasificación, del mismo modo que la estructura de peajes y cánones sigue siendo la establecida en el Real Decreto 949/2001. Es crucial para promover la liquidez del mercado español, que el acceso al sistema sea sencillo, evitando crear barreras, por ejemplo, por la complejidad, falta de coherencia o desarrollo y adaptación de la normativa.

Es evidente que el mercado gasista en 2017 tiene poco que ver con el de 2001, y que las necesidades de los agentes en el uso de instalaciones son diferentes: mayor número de agentes, distintos tipos de agentes con diferentes necesidades, mayor demanda de servicios de corto plazo, mayor complejidad en la operativa relacionada sobre todo con las plantas de GNL sometidas a la competencia internacional y diferentes herramientas relacionadas con la nueva normativa de balance.

Tanto el Real Decreto 949/2001, como el Real Decreto 1434/2002, e junto con la Ley de Hidrocarburos son la base de la regulación del sector del gas natural y han sido modificados en distintas ocasiones. Se ha puesto de manifiesto a lo largo de los años la necesidad de una revisión completa de ambos; para el Real Decreto 949/2001 ha sido realizada parcialmente por el Real Decreto 984/2015. Sin embargo, resulta esencial abordarlo para el Real Decreto 1434/2002 que no se adapta a la realidad del sector en un número importante de cuestiones, las más importantes, las que afectan al mercado minorista, lo que puede obstaculizar el desarrollo de la competencia. Deberían evitarse las modificaciones puntuales o la adopción de medidas particulares de forma independiente que pueden no recoger la visión completa del modelo de mercado. Adicionalmente, es necesario realizar el desarrollo de detalle de esta normativa de forma ágil.

Para poder adaptar las reglas a las necesidades del mercado es esencial que el regulador conozca las necesidades del mercado, establezca el necesario diálogo institucional con los agentes en el mercado para liderar las modificaciones necesarias de forma rápida. Esto sólo puede lograrse si el regulador independiente tiene la autonomía, los recursos y las competencias para aprobar los desarrollos regulatorios necesarios en cada momento.

Recomendación 5. Adaptación de la regulación gasista al mercado actual.

Es necesario que el acceso a las infraestructuras gasistas, la definición de los servicios y las tarifas se adapten a las necesidades del mercado para formentar la competencia y la liquidez en el mismo. Para ello es preciso trabajar en la adaptación de la normativa actual concretando un modelo de mercado robusto y simple que resulte atractivo tanto para los actuales agentes como para potenciales nuevos entrantes. Para ello es necesario:

- Culminar el desarrollo del RD 984/2015 en relación al acceso a plantas de regasificación y sistema de transporte: servicios adaptados a las necesidades del mercado sencillos de entender y utilizar.
- Afrontar la regulación del mercado minorista, en particular la relacionada con el suministro: altas, bajas, cambio de comercializador, fraude, dado que el Real Decreto 1434/2002 no parece estar adaptado a la estructura del mercado actual.
- Adaptación de las tarifas a las necesidades del mercado, manteniendo el equilibrio económico y fomentando la utilización de las infraestructuras.
- Dotar al regulador independiente, la CNMC, de los recursos y las competencias necesarias para ejercer su labor de forma eficaz.

ANEXO I: RESULTADOS DE LA ENCUESTA A LOS AGENTES DE VALORACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL MIBGAS

1. Encuesta a los agentes

A efectos de conocer la opinión de los agentes sobre el funcionamiento actual del mercado MIBGAS, detectar los problemas y analizar las posibles mejoras en su funcionamiento, en particular en relación con las medidas de liquidez introducidas en el mercado organizado, el 20 de enero de 2017 la CNMC elaboró un cuestionario abierto a todos los agentes de mercado y comercializadores de gas, así como a cualquier otra entidad interesada en el buen funcionamiento del mercado, para que pudieran expresar sus opiniones sobre el mercado organizado.

Durante febrero de 2017 se recibieron 31 respuestas del cuestionario, de los cuales 27 son agentes de mercado en MIBGAS, y 11 lo son en otros mercados europeos (Anexo I).

2. Descripción del cuestionario

El cuestionario básicamente se compone de dos bloques de preguntas: un primer bloque sobre el funcionamiento actual del mercado, y un segundo bloque sobre las medidas de liquidez.

Para cada una de las preguntas, se solicitaba que se valorase el funcionamiento del mercado MIBGAS con una puntuación entre 1 (muy bajo- nulo) y 10 (muy alto –excelente). También se solicitaba que se realizase la valoración del funcionamiento de otros mercados europeos que conociese o en los que operase el agente que responde a la encuesta. Ello permite valorar la situación relativa del MIBGAS en comparación con otros mercados europeos.

Además, en cada uno de los apartados, se solicitaba a los agentes que indicaran cuáles eran los problemas detectados o las posibles mejoras que se podrían implementar en relación con el aspecto analizado.

3. Listado de agentes que contestaron al cuestionario (por orden alfabético)

- ALDRO ENERGIA Y SOLUCIONES SLU
- ALPIQ AG/ ALPIQ ENERGIA ESPAÑA S.A.U
- ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGIA (ACIE)
- ASPAPEL
- AUDAX ENERGÍA, S.A.
- AXPO IBERIA S.L.U.
- EDF TRADING LIMITED
- ENAGÁS GTS
- ENAGAS TRANSPORTE S.A.U./ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.L.
- ENDESA ENERGÍA S.A.U.

- ENERGY VM GESTION DE ENERGÍA, S.L.U
- ENGIE ESPAÑA S.L.U
- FENÍE ENERGÍA
- FUTURA ENERGÍA Y GAS, SL
- GAS NATURAL COMERCIALIZADORA
- GASINDUSTRIAL
- GOLD ENERGY – COMERCIALIZADORA DE ENERGIA, S.A
- GRUPO EDP
- GUNVOR INTERNATIONAL BV, AMSTERDAM, GENEVA BRANCH
- IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA S.A.U.
- INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS S.A.
- LABOIL ENERGÍA SL
- MET INTERNATIONAL AG
- MULTISERVICIOS TECNOLÓGICOS SA
- NEOELECTRA
- ON DEMAND FACILITIES, SLU
- SHELL ENERGY EUROPE (SEEL)
- SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA, SAU
- TRAFIGURA PTE LTD
- UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.
- VIESGO GENERACIÓN, S.L.

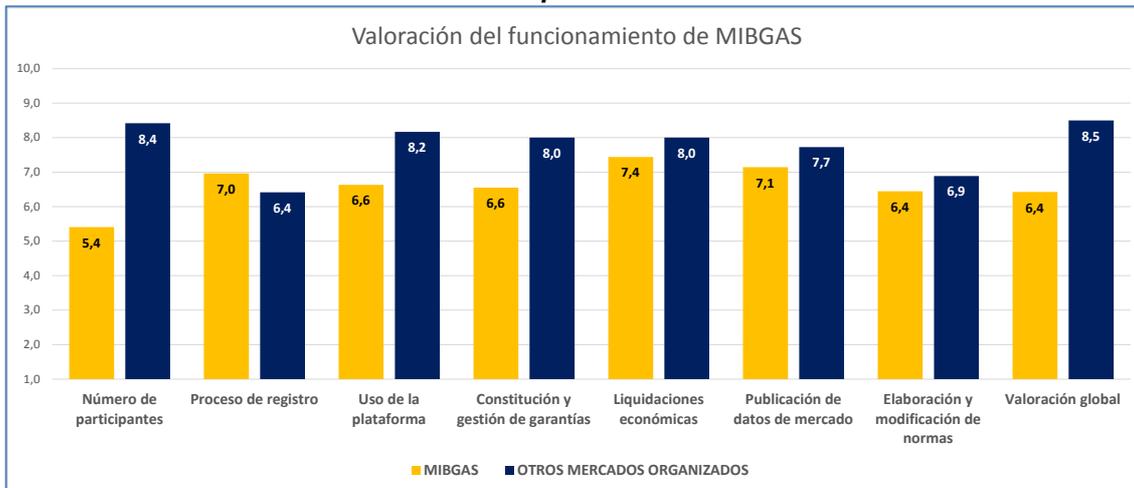
4. Resumen de respuestas y comentarios de los agentes

4.1. Funcionamiento del mercado

En la primera parte del cuestionario se solicitaba la valoración sobre siete aspectos de la operativa habitual de un agente en relación con el funcionamiento del mercado: el número de participantes, el proceso de registro, la usabilidad de la plataforma, el proceso de gestión de las garantías, la liquidación económica de las operaciones del mercado, la publicación de datos de mercado y el proceso de elaboración de las normas del mercado. Además, se solicitaba una valoración global del mercado español y de los otros mercados europeos.

En el siguiente gráfico se muestra la puntuación media obtenida por MIBGAS y por otros mercados organizados europeos en cada uno de los aspectos del cuestionario.

Gráfico 39. Valoración de varios aspectos del funcionamiento del MIBGAS.



Fuente: Resultados de la encuesta a los agentes sobre el funcionamiento del MIBGAS.

Cabe destacar que en la pregunta sobre valoración global del funcionamiento, el MIBGAS obtiene un 6,5 y los otros mercados europeos¹⁷ obtienen un 8,5 en su valoración global, que es una puntuación superior a la valoración de cada uno de los aspectos por separado. El aspecto en el que MIBGAS obtiene la mejor valoración es en las liquidaciones económicas (7,4), mientras que la puntuación más baja corresponde al número de agentes en el mercado (5,4).

4.1.1. Número de agentes

La mayor diferencia de puntuación entre el MIBGAS y otros mercados europeos también se produce en la valoración del número de agentes en el mercado (5,4 vs 8,4), lo cual es consecuente con el corto periodo que lleva en funcionamiento del mercado español, e indica que este es el aspecto con mayor potencial de mejora.

Efectivamente, la evolución del número de agentes en el mercado MIBGAS es positiva, siendo 44 a finales de 2016, tras sólo un año de funcionamiento. Comparado con el mercado organizado más próximo, el mercado spot de Pownext cuenta con 51 participantes activos¹⁸. La percepción de insuficiente número de agentes podría deberse, no tanto al bajo número de éstos como a su bajo volumen de actividad en el mercado.

4.1.2. Proceso de registro

En general, el proceso de registro se valora favorablemente, y en concreto algunos usuarios de la plataforma destacan la buena disponibilidad del

personal de MIBGAS en la atención y resolución de posibles problemas. Este hecho puede explicar porqué el proceso de registro es el único aspecto que obtiene mejor valoración en el mercado MIBGAS que en otros mercados europeos (7,0 vs 6,4).

Como aspectos a mejorar, algunos agentes destacan la rigidez en el apoderamiento de los nuevos agentes, sin atender al régimen de apoderamiento de su país de residencia, lo cual podría suponer un problema para los agentes de empresas residentes fuera de España.

4.1.3. Uso de la plataforma

En cuanto a la usabilidad de la plataforma, recibe una valoración intermedia, con comentarios puntuales. El más repetido y destacado es la falta de integración con la plataforma de negociación más utilizada en Europa: Trayport. Esta plataforma permite un acceso sencillo a la información sobre la situación del mercado en Europa, al integrar en una misma pantalla operaciones realizadas mediante brokers en el mercado OTC con las cotizaciones de los principales mercados organizados europeos (PEGAS o EEX). Según estos agentes, la compatibilidad con los estándares de la plataforma Trayport permitiría la integración en la negociación a través de distintos canales, automatizar procesos y dotar al mercado MIBGAS de mayor visibilidad.

Un agente destaca que de utilizar el software estándar, se podría negociar en mercados OTC spreads entre Francia y España, liquidando cada “pata” en su mercado correspondiente, y se podría visualizar conjuntamente la negociación en OTC y MIBGAS en productos a mayor plazo, lo que dotaría de mayor transparencia y liquidez al mercado. Además, destaca que la supervisión del mercado (operaciones a precios fuera del mercado) sería mucho más sencilla y se evitarían errores operativos. En definitiva, mejoraría la calidad del mercado aumentando, posiblemente, su liquidez.

4.1.4. Constitución y gestión de garantías

En relación con la constitución y gestión de garantías, varios agentes destacan que algunos de los plazos del proceso (como por ejemplo, para la reposición de garantías) son demasiado ajustados, por lo que existe el riesgo de que un agente incurra en un incumplimiento por el reducido tiempo disponible para la tramitación.

Varios agentes también proponen la reducción de las garantías de los productos resto de mes y mes siguiente, cuya liquidez es muy pequeña, utilizando un esquema equivalente al de otras plataformas de negociación (margen inicial + margen por la variación de precios), con el objetivo de que las garantías cubran el riesgo real de crédito, sin estar sobredimensionadas, como podría suceder con los importes de las garantías actuales para estos productos.

4.1.5. Liquidaciones económicas

Las liquidaciones económicas y la publicación de datos son los procesos en los que el MIBGAS obtiene la mejor valoración (7,4 y 7,1). Algún agente indica la falta de una cámara de compensación (clearing house), lo que también podría reducir los requerimientos de garantías en los productos de más largo plazo, en los que las garantías que se deben presentar son muy elevadas.

4.1.6. Publicación de datos de mercado

En general, se valora positivamente el conjunto de datos a los que actualmente se puede acceder, puesto que recogen toda la información relativa al mercado; los comentarios se centran principalmente en la necesidad de mejorar los servicios web que permitan extraer información de forma automática y así poder realizar un seguimiento continuo y personalizado.

Un agente indica también que los formatos de publicación son mejorables dado que están basados en las herramientas ya creadas para el mercado eléctrico y por tanto no están adaptadas a las singularidades del mercado de gas; algunos agentes sugieren mejoras para hacer la visualización de datos más amigable.

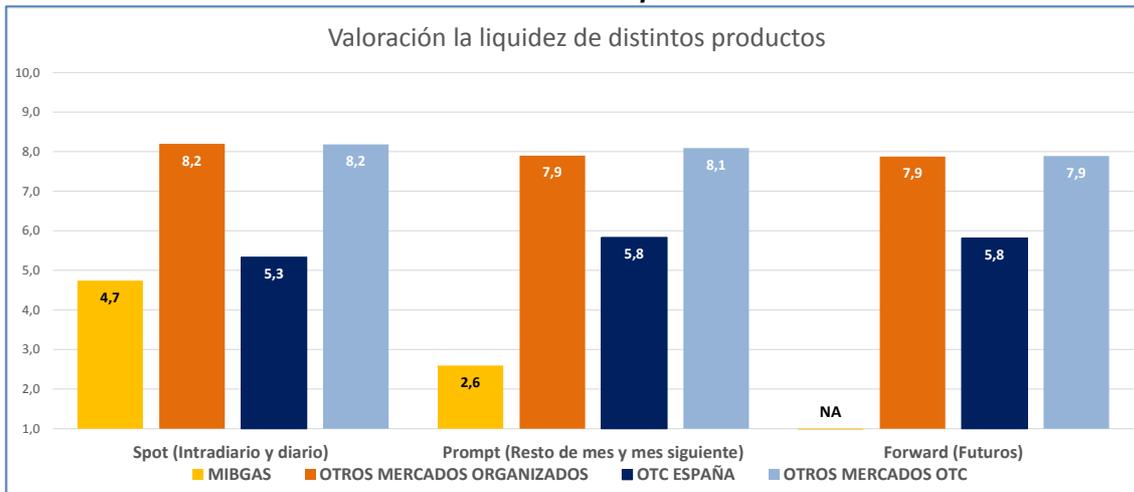
4.1.7. Elaboración y modificación de normas

En lo relativo a la elaboración y modificación de las reglas de mercado, algunos agentes destacan que el proceso es demasiado lento, hecho que puede afectar negativamente al mercado por no ser capaz de responder con agilidad a los cambios que requiera cuando se detecte algún problema de funcionamiento o algún aspecto operativo que necesite ser mejorado. A su vez, algunos usuarios también lamentan la poca atención que reciben sus comentarios a la hora de modificar las normas.

4.2. Valoración de la liquidez en el mercado

En una segunda parte del cuestionario, las cuestiones abordan la valoración por parte de los agentes de la liquidez presente en el mercado MIBGAS con respecto a otros mercados europeos, y también en comparación con los mercados OTC.

Gráfico 40. Valoración de la liquidez del mercado.



Fuente: Encuesta a los agentes sobre el funcionamiento del MIBGAS.

Los agentes valoran la liquidez de los mercados organizados europeos significativamente por encima de la liquidez de MIBGAS. A su vez, el mercado OTC español también es peor valorado que los mercados OTC europeos, aunque obtiene mejor puntuación que el MIBGAS.

Comparando el mismo horizonte de entrega en distintos mercados, no existe una diferencia significativa en la valoración de la liquidez spot MIBGAS (4,7) con respecto de la valoración del spot en el OTC español (5,3). En los productos prompt (resto del mes y mes siguiente), los agentes valoran mejor la liquidez del mercado OTC español (5,8) frente a la liquidez del MIBGAS (2,6). No se pide valoración del MIBGAS en productos futuros, ya que no dispone de los mismos.

En cuanto a los comentarios de los agentes, el más repetido es la falta de liquidez en el mercado MIBGAS, siendo esta falta de liquidez más acusada en aquellos productos con un periodo de entrega más alejado del día de negociación. Varios agentes destacan la importancia que tendría el disponer de liquidez y transparencia en los productos de mayor plazo y que el mercado MIBGAS necesita de un desarrollo mayor de estos productos.

Los agentes indican que el número de operaciones reportadas en publicaciones de referencia del sector para los productos con horizontes temporales de medio plazo es muy reducido, en comparación con otros mercados europeos con características comparables al español.

También inciden en que la visibilidad de precio y liquidez en la contratación de estos productos facilita la gestión de riesgo de los nuevos suministros a clientes finales en contratos que habitualmente se extienden más allá de los doce meses desde el momento de contratación, lo cual fomentaría la competencia en la comercialización de forma importante.

En esta línea, argumentan que es necesario que aquellos operadores que disponen de visibilidad a largo plazo, por contar con contratos de aprovisionamiento a largo plazo, y que tienen una cuota de mercado elevada, ayuden a descubrir la señal de precios a largo plazo. De este modo, se incentivaría la firma de contratos de aprovisionamiento a largo plazo de potenciales competidores futuros, que de otra forma no se quieren comprometer puesto que la posibilidad de no poder gestionar los riesgos asociados es demasiado elevada.

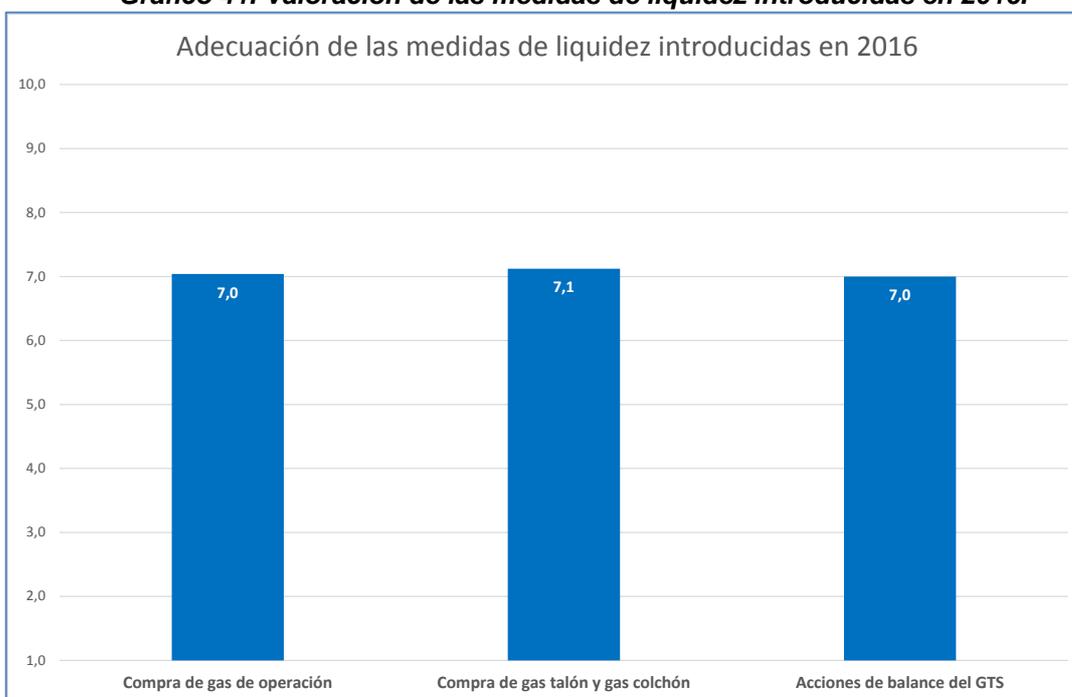
Otros agentes sugieren una rebaja en las exigencias de garantías en productos de entrega cercana, mencionando explícitamente los productos resto de mes y mes siguiente, con objeto de facilitar el incremento de negociación de los mismos en el mercado.

Otra línea comentada por algún agente es la necesidad de creación de productos a largo plazo, desarrollando para ello un mercado de índices (con liquidación financiera) que sirviese como paso en el desarrollo completo del mercado, ofreciendo cada vez productos con un mayor horizonte de entrega.

4.2.1. Adecuación de las medidas de liquidez introducidas en 2016

En el cuestionario se les pregunta a los agentes sobre las medidas tomadas en 2016 destinadas al incremento de liquidez en el mercado organizado.

Gráfico 41. Valoración de las medidas de liquidez introducidas en 2016.



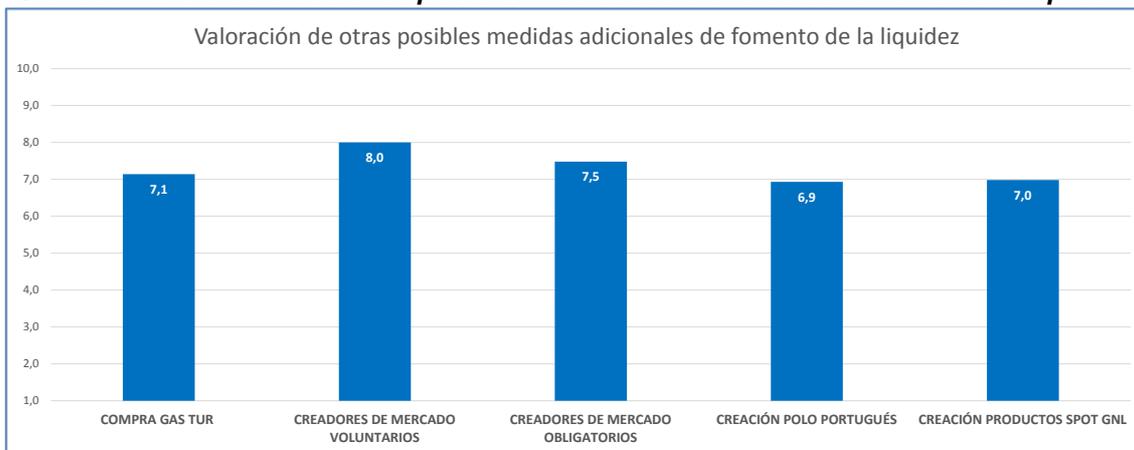
Fuente: Encuesta a los agentes sobre el funcionamiento del MIBGAS

La valoración general de las medidas de liquidez introducidas en 2016 es en conjunto positiva, si bien algún agente señala que están más enfocadas a la creación de demanda de gas (son compras de gas reguladas), pero no están enfocadas a aumentar la oferta de gas. Varios agentes también destacan la incidencia sobre la señal de precios del mercado de las acciones de balance llevadas a cabo por el GTS, y sugieren diferentes posibilidades de mejora relativas a la actuación del GTS, principalmente en relación con el número de ocasiones en las que acuden al mercado y a los volúmenes de las acciones de balance.

4.2.2. Valoración de la idoneidad de medidas de liquidez adicionales

En este apartado del cuestionario se preguntaba a los agentes sobre su opinión al respecto de otras medidas adicionales destinadas a introducir liquidez en el mercado. Las medidas sobre las que se realiza la consulta contemplan la realización de compras de gas para la TUR a través del mercado, la introducción de agentes creadores de mercado voluntarios o la obligación a determinados agentes de actuar como creadores de mercado, la creación de un polo portugués o la creación de nuevos productos spot de GNL.

Gráfico 42. Valoración de otras posibles medidas adicionales de fomento de la liquidez.



Fuente: Encuesta a los agentes sobre el funcionamiento del MIBGAS

En línea general, los agentes son receptivos a la adopción de medidas adicionales para fomentar la liquidez en el mercado, y todas ellas obtienen una valoración promedio muy similar, aunque alguna de las medidas (como la propuesta de establecer creadores de mercado obligatorios o compra de gas para la TUR) también presentan críticas por parte de algunos agentes.

La medida consistente en que las compras del gas de la TUR se realicen a través del mercado organizado recibe una valoración media positiva, aunque la principal crítica de varios agentes a esta medida es que introducir una nueva medida por el lado de la demanda de gas, en un mercado que cuenta aún con poca liquidez y sin valorar conjuntamente el fomento de la oferta de gas en el

mismo, distorsionaría las referencias de precios e incrementaría la volatilidad del mercado, lo cual afectaría también al propio valor de la TUR.

La figura del creador de mercado voluntario recibe la mejor acogida por parte de los agentes, dentro de las medidas planteadas. El creador de mercado obligatorio, pese a ser una medida valorada positivamente, también presenta objeciones por parte de los operadores con mayor cuota de mercado, que estiman que la participación como creador de mercado debería ser voluntaria, y que los creadores de mercado realizan una actividad básicamente financiera, aportando liquidez pero sin tener una posición neta de gas; consideran que los operadores dominantes no tienen un “know how” diferencial respecto al que aportan otros agentes con un perfil más financiero.

La creación de un Polo Portugués recibe también una valoración positiva, aunque es la propuesta que obtiene menor puntuación. En cuanto a los nuevos productos GNL, los agentes reclaman modificaciones en el régimen de contratación, más relacionadas con el almacenamiento que con los productos del mercado de GNL spot. Algún agente sugiere la posibilidad de desarrollar el modelo de tanque único de GNL para facilitar el desarrollo del mercado de GNL.

4.2.3. Valoración de las barreras del mercado

Pese a que un pequeño número de agentes no considera que existan barreras de entrada significativas en el mercado español, otros identifican como principales barreras de entrada al mercado el precio de los peajes de acceso, en particular el peaje de los almacenamientos subterráneos, que identifican como elevados.

Varios agentes también consideran excesivo el sobrecoste de los peajes a corto plazo (mensuales, diarios e intradiarios), así como el precio de la interconexión por el VIP Pirineos.

En cuanto a las principales causas de la diferencia del precio del gas del mercado español con el del resto de mercados europeos, muchos agentes coinciden en señalar la insuficiente interconexión física del mercado español con el francés, así como entre las zonas de mercado francesas entre sí (PEG Nord – TRS). Además, la mayor dependencia con respecto a los precios del GNL que tienen el mercado español y el mercado del sur de Francia (TRS), ocasiona que en situaciones estacionales los precios de ambos mercados se desacoplen de los precios europeos.

El coste de la interconexión con Francia, que rondaría los 3 €/MWh, también es utilizado por algunos agentes para explicar la infrautilización de la interconexión entre el mercado francés y español, ya que por debajo de esa diferencia de precios no habría incentivos para mover gas desde el mercado francés al español.

Otra de las barreras de entrada mencionada por los operadores internacionales al mercado español es la complejidad de la regulación española, dispersa en numerosas disposiciones y no disponible en idioma inglés, en particular en lo que respecta a la definición y los criterios de aplicación y facturación de los peajes de acceso.

Una recomendación general, de carácter horizontal y aplicable a toda la normativa gasista (en particular por su especial importancia, en relación con la aplicación de los peajes de acceso) sería la simplificación normativa, primando la búsqueda de alternativas que sean claras, sencillas y de fácil comprensión y aplicación por parte de todos los agentes.

Resumen de la valoración del MIBGAS por los agentes

A modo de resumen, en la valoración general que realizan los agentes sobre el funcionamiento del MIBGAS, se pueden distinguir dos aspectos.

El primero, relativo a la operativa y funcionamiento de la plataforma, que en general se valora positivamente por parte de la mayoría de los agentes, aunque con las observaciones resumidas en los apartados anteriores.

El segundo aspecto, relativo a la evolución y desarrollo de la liquidez en el mercado, obtiene una valoración mucho más baja, ya que muchos agentes consideran que la liquidez alcanzada en el mercado no es suficiente, por lo que consideran necesario incidir en las medidas de promoción de la liquidez.

ANEXO II: Puntuación asignada por EFET al mercado español

Gráfico 43. Detalle de la puntuación asignada por EFET al mercado español.

Hub Score PVB								
Responsible party	What should be done	guideline for assessment	Score 2014	Comments 2014	Score 2015	Comments 2015	Score 2016	Comments 2016
NRA	Establish a consultation mechanism	1 if set up and English language	0	Consultation discontinued	0		0,5	not in English
TSO	Entry-exit system established	1 for Entry Exit with a single VTP	1	Single VTP, but trading at storage and LNG	1		0,5	trading is still fragmented between VTP and LNG terminals
TSO	Title Transfer (gas can be traded without physical delivery, usually by transfer between balancing groups)		1		1		1	
TSO	Cashout rules (long short positions set to zero at the end of the balancing period against payment of penalty in €/MWh)		1		1		1	
TSO	Accessible to non-physical traders (to trade gas you do not require to flow gas physically from entry to exit)	1 if trade without signup to physical rules for full product range	0		0		0,5	relevant Master Contract entered into force from October
TSO	Firmness of hub (cash out rules instead of pro rata curtailment of flows in case not enough gas is traded at the hub)	0 if not firm; 1/2 if firmness "managed" by TSO; 1 if Back-up-Back-down; 2 if fully market-based	0	Firmness still controlled by TSO	0		1	
TSO	Credit arrangements non punitive		0,5	High exposures	0,5		1	
NRA	Resolve market structural issues (defined role for historical player: gas release programs, transport capacity release programs, market maker obligations, etc.)	½ for release etc; 1 if market maker or not needed anymore	0	None	0		1	not needed anymore
NRA	defined Role of Hub operator (what are its responsibilities in comparison with the TSO)	1 – role defined; 2 – gov'nce addressed	0	Undefined	0		1	legislation finalised in July
NRA	Agree regulatory jurisdiction if cross border	0 if cross border and no agreement; 1 if not cross border or does have agreement	1	Single jurisdiction under CNMC	1		1	Currently, each country has its own contract to book capacity. A bundled contract should be created, a single contract to book capacity on both sides. PRISMA is pushing for this initiative.
Market	Establish a reference price at the hub for contract settlement	1 if price always available; ½ if deemed	0,5	Deemed	0,5		0,5	
Market	Standardised contract (e.g. EFET Master Contract)	1 if specialised contract – EFET or equivalent (or standard is sufficient)	1	EFET appendix	1		1	
Market	Price Reporting Agencies active at the hub	2 if several, 1 if only one PRA	0,5	Limited	0,5		2	HEREN, ARGUS
Market	Market makers	1/2 if only 1 or 2; 1 if several or not necessary any more	0		0		0	
Market	Brokers	½ if voice or few; 1 if systems and many	0,5	Limited	0,5		1	ICAP, TulipPrebon, CIMD, IberianGasHub,
NRA	Establishment of exchange	1 if exchange appointed and hub is liquid; ½ if exchange appointed and hub illiquid	0		0		0,5	
Market	Index becomes reliable and used as benchmark	1 if Market parties frequently requested	0	Not requested	0		0	
Total			7		7		13,5	

Fuente: EFET

