



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



# **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2017 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO (MIBGAS).**

**3 de octubre de 2018**

**INF/DE/142/18**

**[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)**

**Índice**

1. INTRODUCCIÓN	5
2. ANÁLISIS DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES Y LAS MEDIDAS DE IMPULSO DE LA LIQUIDEZ PROPUESTAS EN EL INFORME ANTERIOR Y RECOMENDACIONES ADICIONALES	6
2.1. Establecimiento de creadores de mercado (voluntarios y obligatorios)	6
2.2. Desarrollo de los mercados de futuros de gas natural	8
2.3. 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	10
2.4. Desarrollo de un Hub de GNL: desarrollo de servicios logísticos y orientación a mercado	13
2.5. Aspectos adicionales para la mejora de la liquidez del mercado de gas	15
3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	19
3.1. Producción e importaciones de gas	19
3.2. Niveles de precios	20
3.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	21
4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	22
5. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO EN 2017	27
5.1. Evolución del precio del mercado MIBGAS	30
5.1.1. Evolución de los precios del MIBGAS por productos	31
5.1.2. Comparativa del precio del MIBGAS con los mercados europeos	32
5.1.3. Volatilidad del precio del mercado	35
6. ANÁLISIS DE LA LIQUIDEZ DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS	36
6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	37
6.2. Evolución del volumen negociado en MIBGAS	39
6.3. Evolución de los volúmenes negociados por sesión y producto	41
6.4. Análisis de las medidas de fomento de la liquidez	50
6.4.1. Compras de gas de operación	52
6.4.2. Compras de gas talón y gas colchón	55
6.4.3. Gas colchón para el almacenamiento de Yela	55
6.4.4. Gas Talón	57
6.5. Acciones de balance realizadas a través del MIBGAS	57
6.5.1. Análisis de las acciones de balance del GTS realizadas en el MIBGAS	57
6.6. Previsiones de volúmenes de gases regulados en 2018	61
7. ANÁLISIS DE LA CONTRIBUCIÓN DE LOS CREADORES DE MERCADO A LA LIQUIDEZ DEL MIBGAS	61
7.1. Normativa de aplicación a los creadores de mercado	61
7.1.1. Creadores de mercado voluntarios (normativa)	61
7.1.2. Creadores de mercado obligatorios (normativa)	62
7.2. Convocatorias del servicio de creador de mercado voluntario realizadas en 2017	64
7.2.1. Actividad de los Creadores de mercado voluntarios en el año 2017	64
7.2.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario	66

---

7.2.3. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual	68
8. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	71
8.1. Número de agentes en el mercado mayorista de gas natural y en el MIBGAS	71
8.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	72
8.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas	72
8.2.2. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas	73
9. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	73
9.1. Indicadores de liquidez del mercado español	74
9.1.1. Volumen del libro de ofertas	75
9.1.2. Diferencial entre oferta y demanda (spread)	76
9.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas	78
9.1.4. Número diario de transacciones	79
9.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez	80
9.2. Indicadores de salud del mercado español	80
9.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos	81
9.2.2. Número de fuentes de suministro (países de origen del gas)	81
9.2.3. Residual Supply Index (RSI)	82
9.2.4. Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta	83
9.2.5. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta	83
9.2.6. Resumen de resultados de los indicadores de salud	84
10. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	84
10.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	84
10.1.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	85
10.1.2. Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos	87
11. CONCLUSIONES	89
ANEXO I: Puntuación asignada por EFET al mercado español	92

**INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2017 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO (MIBGAS).**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

Expediente nº: INF/DE/142/18

**Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 3 de octubre de 2018

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 la función recogida 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. (...)»*

## 1. INTRODUCCIÓN

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.

El mercado organizado del gas en España, operado por la sociedad MIBGAS, cumple en 2017 su segundo año de funcionamiento. Desde su inicio el mercado ha ido ganando tanto volumen como participantes, alcanzando los 65 agentes registrados, 20 agentes más respecto a 2016, de los cuales 29 han tenido actividad durante 2017.

Además, el volumen de transacciones se ha duplicado en 2017 hasta alcanzar los 13.376 GWh negociados, lo que representa aproximadamente el 4% de la demanda nacional de gas.

Con fecha 12 de septiembre de 2017, la CNMC aprobó el primer informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia<sup>1</sup>.

En este segundo informe de la CNMC se analiza el funcionamiento del mercado mayorista de gas, recogiendo la evolución de los indicadores de liquidez del mercado, y haciendo especial hincapié en el análisis de la implantación de las recomendaciones y las medidas de impulso de la liquidez propuestas en el primer informe, que se analizan en el siguiente capítulo del informe.

Como aspectos más relevantes en relación con la operativa del mercado en 2017, cabe mencionar la realización de las primeras convocatorias para la prestación del servicio de creador de mercado voluntario, y su adjudicación a los comercializadores Gunvor International, en el primer semestre, y a Axpo Iberia, en el segundo semestre de 2017.

Además, a finales de 2017 se aprobó la normativa para el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes (de acuerdo con la propuesta de metodología de la CNMC aprobada el 28 de marzo de 2017<sup>2</sup>). La obligación de los grupos Endesa y Naturgy (Gas Natural Fenosa) de actuar como creadores de mercado en MIBGAS comienza en 2018.

El progreso del mercado continúa en 2018, con el establecimiento del mercado de futuros MIBGAS Derivatives.

---

<sup>1</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/infde18317>

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

## 2. ANÁLISIS DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES Y LAS MEDIDAS DE IMPULSO DE LA LIQUIDEZ PROPUESTAS EN EL INFORME ANTERIOR Y RECOMENDACIONES ADICIONALES

En el primer informe de la CNMC sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia, aprobado el 12 de septiembre de 2017, se proponían cuatro líneas principales de acción:

- 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.

En este capítulo se recoge el análisis de la implantación de las recomendaciones propuestas, incluyendo, al final del mismo, varias recomendaciones adicionales que podrían contribuir al desarrollo del mercado.

Como se verá a continuación, durante 2017 y comienzos de 2018 se han producido avances en todas las líneas de acción, pero cabe destacar especialmente dos grandes hitos en el desarrollo del mercado, como son el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes por parte del Consejo de Ministros, en noviembre de 2017, y el inicio de operaciones del mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives, en abril de 2018.

### 2.1. Establecimiento de creadores de mercado (voluntarios y 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, asegurando la existencia de posiciones de compraventa, así como la mejora del diferencial de precios.

La recomendación que se hacía sobre este tema en el primer informe de la CNMC sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia era la siguiente:

***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.*

De acuerdo con la primera parte de las recomendaciones, durante 2018 ha continuado la realización de nuevas convocatorias para el servicio de creadores de mercado voluntarios.

Los comercializadores adjudicatarios han sido ENGIE ESPAÑA S.L.U., para el primer semestre de 2018<sup>3</sup>, y AXPO IBERIA S.L.U. y ENGIE ESPAÑA S.L.U. para el segundo semestre de 2018.<sup>4</sup>

En las convocatorias realizadas en 2018, el creador de mercado se ha focalizado en la liquidez del producto mensual, por ser el que se encuentra a mayor distancia de los niveles objetivos del GTM. Cabe señalar que se ha obtenido una reducción en el spread ofertado por los comercializadores que realizan esta función, lo que puede aumentar la efectividad de la medida en relación con la liquidez aportada.

Por otra parte, y atendiendo a las recomendaciones de la CNMC, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017 estableció la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural por un periodo de cuatro años.

Las obligaciones de los operadores dominantes (grupo Gas Natural Fenosa y Grupo Endesa) se han establecido- mediante sendas resoluciones<sup>5</sup>- 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.

<sup>3</sup> Resolución de la DGPEM del 21 de diciembre de 2017

<sup>4</sup> Resolución de la DGPEM de 2 de julio de 2018

<sup>5</sup> Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, y Resolución de la DGPEyM de fecha 20 de diciembre de 2017



Dado que los operadores dominantes han empezado a actuar como creadores de mercado en enero de 2018, los efectos de esta medida sobre la liquidez de mercado se analizarán en el siguiente informe anual de la CNMC sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en el año 2018.

## 2.2. Desarrollo de los mercados de futuros de gas natural

Como se comentaba en el primer informe de la CNMC sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas, la creación de un mercado de futuros es la siguiente etapa lógica de la evolución de los mercados gasistas, tras la consolidación de un mercado organizado spot, de tipo “Exchange”.

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.

En relación con este tema, la recomendación que la CNMC hacía en su informe de 2017 era la siguiente:

### **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.*

Durante el año 2018, están teniendo lugar varias iniciativas concurrentes para el desarrollo de plataformas de mercado de futuros de gas, así como para la prestación de servicios de registro y clearing de contratos de futuros.



La existencia de varias iniciativas para el desarrollo de los mercados de futuros refleja, por un lado, su característica de mercado no regulado, sujeto a la libre iniciativa empresarial, y, por otro lado, que existe una demanda creciente de estos productos y servicios por parte de los agentes que operan en el mercado de gas en España.

En paralelo, se produce un aumento de los contratos de futuros de gas intermediados por agencias de intermediación (bróker) con entrega en el PVB. El volumen de contratos de gas OTC en el PVB con plazo de entrega superior al mes intermediados por agencias en junio de 2017 se situó en torno a 8.000 GWh, más del doble del volumen intermediado por agencias en junio de 2016 (unos 3.500 GWh).

El desarrollo de plataformas de mercado puede facilitar la negociación y transparencia de precios del mercado de futuros en España.

### **Plataformas de mercado de futuros de gas**

En noviembre de 2017, MIBGAS Derivatives anunció para 2018 la puesta en marcha de la negociación de productos a plazo hasta el horizonte temporal de 2 años, compartiendo la plataforma de mercado de MIBGAS. Asimismo, MIBGAS Derivatives circuló entre los agentes una propuesta de reglas de negociación de estos productos para comentarios.

Las reglas fueron aprobadas y publicadas por MIBGAS Derivatives el 17 de enero de 2018.

Finalmente, la negociación de productos de plazo de gas natural con entrega física en el PVB en la plataforma de **MIBGAS Derivatives** comenzó el 24 de abril de 2018, realizándose la compensación y liquidación de estos productos en la plataforma de OMIClear.

Los productos disponibles por MIBGAS Derivatives para su negociación son todos con entrega física en el PVB: producto mensual M+2 y M+3, producto trimestral para cada uno de los cuatro trimestres siguientes Q1 a Q4, producto estacional Summer y Winter y producto anual para los siguientes dos años Y+1 y Y+2.

Además, MIBGAS Derivatives ha contratado los servicios de un creador de mercado para fomentar la liquidez inicial de este producto. No obstante, los volúmenes negociados durante los primeros meses son todavía muy bajos, estando todavía el mercado en una fase muy inicial de implantación.

Por otra parte, **Powernext** (del grupo EEX) también ha anunciado el lanzamiento de productos de futuros de gas con entrega en el PVB español, con la previsión de comenzar a operar en el último trimestre de 2018. La negociación se realizará de manera similar e integrada en la plataforma de Powernext, que ya negocia productos de futuros con entrega en más de nueve países de la UE.

## Servicios de registro y clearing de contratos de futuros de gas

En relación con estos servicios, también han aparecido dos iniciativas en el mercado español.

El 24 de noviembre de 2017 **OMIP y OMIClear** lanzaron el servicio de registro de contratos de futuros de gas natural con transferencia de titularidad en el Punto Virtual de Balance Español (PVB). Bajo este servicio OMIP acepta para registro de transacciones bilaterales, intermediadas por *brokers* o bilateral puro, de contratos de futuros de gas natural con entrega física, para su compensación y liquidación (física y financiera) por parte de OMIClear. OMIP lanzó la curva de futuros completa, incluyendo productos hasta el horizonte de 2 años, publicando un índice diario de precios de toda la curva de productos.

La primera transacción de contratos futuros físicos de gas natural registrada en OMIP con compensación a través de OMIClear tuvo lugar el 16 febrero de 2018. La operación consistió en 250 contratos (con un volumen de 91 GWh) del contrato Cal-2019.

El 24 de mayo de 2018 **BME Clearing**, la Entidad de Contrapartida Central del Grupo BME, ha empezado a ofrecer la negociación de contratos de gas natural futuros y day-ahead con entrega física: diario, semanal, mensual, trimestral, temporada y anual. BME actúa como Entidad de Contrapartida Central, realizando las funciones de registro, compensación y liquidación de transacciones realizadas o registradas en las plataformas de negociación del grupo BME. La primera operación se registró el 6 de junio de 2018.

En resumen, los mercados de futuros han empezado a desarrollarse en el año 2018, si bien con una liquidez inicial muy baja en sus primeros meses de funcionamiento, lo que puede aconsejar la puesta en marcha de alguna medida adicional de impulso de la misma.

### 2.3. 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)<sup>6</sup>.

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

En Portugal, 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 CNMC<sup>7</sup>, 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. En el informe de

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Study about models for integration of the Spanish and Portuguese gas markets in a common Iberian Natural Gas Market, done by CNMC and ERSE, 6<sup>th</sup> of June 2014.

liquidez de 2017 se incluye una descripción detallada del mecanismo propuesto, incluyendo ejemplos.

Las recomendaciones del informe de 2017 eran las siguientes:

**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.*

En relación con la adaptación de la normativa de asignación de capacidad en España, el 22 de noviembre de 2017 la CNMC aprobó la Circular 3/2017, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, que habilita el desarrollo de los procedimientos de asignación implícita a través de un mercado organizado.

En relación con el mercado portugués, el regulador ERSE aprobó, en septiembre de 2016, un régimen transitorio para la realización del balance de gas natural.

De acuerdo con la resolución de ERSE, el transportista portugués dispone de un gas de maniobra de 60 GWh, que puede utilizar para realizar el balance diario del sistema, lo que reduce su necesidad de acudir a la realización de compras o ventas diarias en una plataforma de mercado.

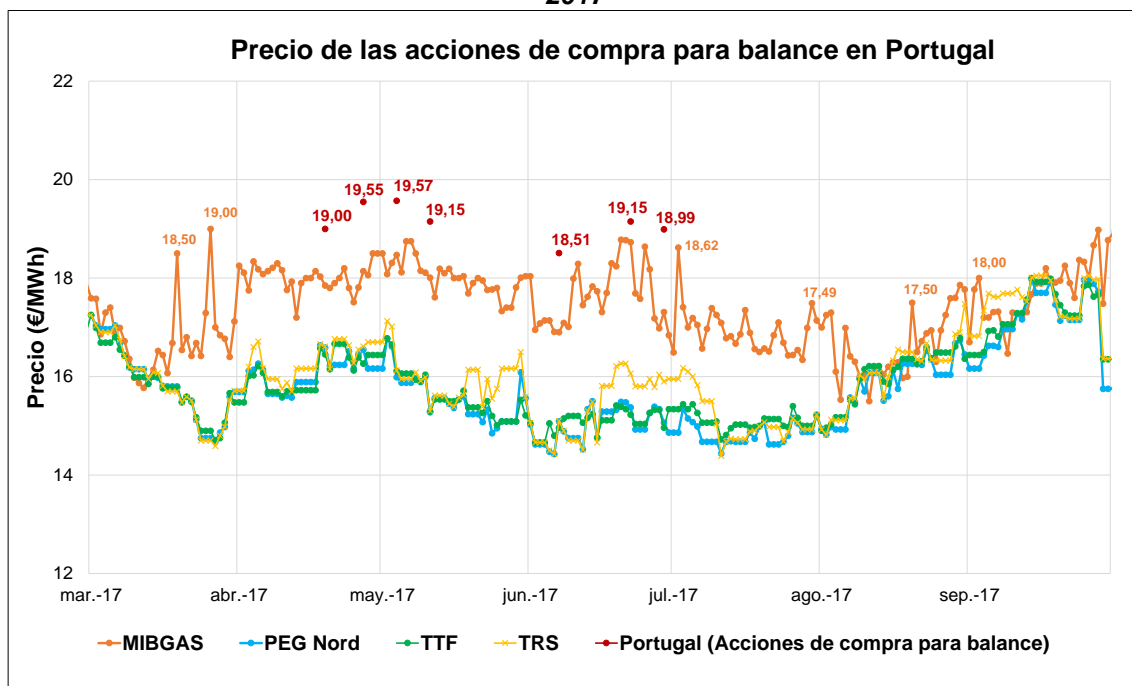
Además, en este periodo transitorio, los comercializadores portugueses tienen a su disposición una flexibilidad (linepack) de 30 GWh ( $\pm 15$  GWh), que se reparten sin coste entre los agentes del mercado, en proporción a su cuota de mercado del año anterior.

Por último, hasta que MIBGAS no oferte productos con entrega en el punto virtual portugués, las compra –ventas de REN para la realización de las acciones de balance se realizarán, de manera transitoria, mediante un proceso de subasta a través de OMIP, Polo Portugués.

Como resultado de esta normativa, resulta significativo el escaso volumen de actuaciones de balance empleadas por el TSO en el sistema portugués, que tan solo ha precisado acudir a ellas en 7 días en el año 2017 (todas ellas de compra), con una necesidad total de 42 GWh, siendo posiblemente el país que menos acciones de mercado realiza para la gestión del balance del sistema.

Los precios de compra de estas acciones de balance en el mercado portugués han sido superiores a los del mercado español, como se observa en la siguiente figura.

**Figura 1. Precios de las acciones de compra para balance del sistema en Portugal en 2017**



Se considera que se debería seguir trabajando en la constitución del mercado ibérico del gas, en particular por los beneficios que aporta al mercado portugués, ya que su demanda de gas es demasiado baja para desarrollar un mercado de gas independiente y con suficiente liquidez.

#### **2.4. Desarrollo de un Hub de GNL: desarrollo de servicios logísticos y orientación a mercado**

Las recomendaciones del informe de 2017 eran las siguientes:

**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.*

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 274.799 GWh en 2017, repartidas de la siguiente manera: Barcelona 46%, Bilbao 21%, Huelva 15%, Sagunto 11%, Mugaros 4% y Cartagena 3%.

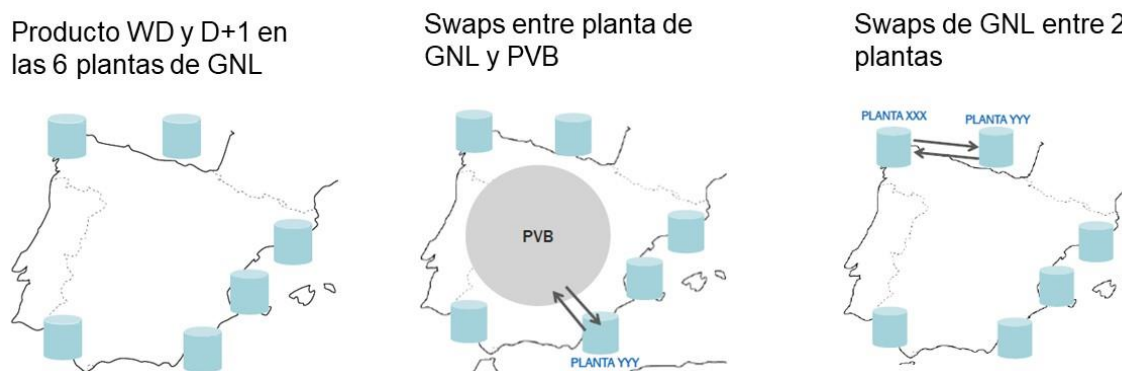
Podría resultar oportuno complementar el mercado OTC de GNL con la negociación en un mercado organizado, proporcionando mayores posibilidades de negociación y mayor transparencia en los precios del mercado spot de GNL.

En 2018, MIBGAS Derivatives ha iniciado el desarrollo de nuevos productos a corto plazo de transferencia de titularidad de gas natural en puntos virtuales de redes de transporte y en los almacenamientos subterráneos básicos, y de gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación con un horizonte temporal de hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la Transacción.

Estos productos se negociarán con entrega el mismo día (producto diario) o al día siguiente (producto diario) y, en particular, para el caso del GNL contemplan la transferencia de titularidad con entrega física en las 6 plantas de regasificación, swaps de GNL entre dos plantas de regasificación y swaps entre planta de GNL y PVB.



**Figura 2. Nuevos productos de GNL previstos para negociar por MIBGAS Derivatives a finales de 2018. Fuente: MIBGAS**



Por otra parte, la CNMC está realizando un estudio sobre las distintas alternativas para mejorar el modelo logístico de funcionamiento y contratación de los servicios de GNL en las plantas españolas, que evite los desequilibrios que se producen actualmente en la utilización de las distintas plantas y fomente la contratación spot y el desarrollo de un hub de mercado de GNL.

## 2.5. Aspectos adicionales para la mejora de la liquidez del mercado de gas

De manera complementaria con las líneas de acción prioritarias indicadas en los apartados anteriores, se recogen a continuación varios aspectos adicionales que pueden contribuir a la mejora de la liquidez del mercado, como puede ser la compatibilidad de la plataforma MIBGAS con Trayport, o el análisis y revisión de los coeficientes multiplicadores de los peajes de la interconexión con Francia, que desincentivan el comercio a corto plazo.

### Aprobación de las reglas de mercado pendientes

El Operador de Mercado presentó, en fecha 29 de noviembre de 2017, previo informe del Comité de Agentes, una propuesta de modificación de las reglas de mercado para su aprobación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica, y que ya han sido informadas favorablemente por la CNMC, por lo que se recomienda no demorar su aprobación.

La modificación de las reglas permite avanzar en un par de aspectos concretos:

- **Ampliación del horario de las sesiones de negociación:** según la propuesta informada por la CNMC, el cierre de la sesión diaria se amplía de las 17 h a las 18 h, y el del producto intradiario de las 21 h a las 21:30 h, ampliando el horario vigente en una hora en la sesión de negociación diaria y media hora en la sesión de negociación intradiaria.

La ampliación de negociación de la sesión intradiaria hasta las 21:30 h permitiría a los agentes acudir al mercado para realizar acciones de balance



en el mercado una vez conocida la última provisión de información del GTS sobre el balance diario (21:00 h).

Por otra parte, la ampliación del horario de negociación del producto diario daría más margen a los agentes para negociar el producto DA en MIBGAS una vez conocido el resultado de los mercados de restricciones y reserva en el mercado eléctrico, que se conocen sobre las 16:30 h de la tarde.

Además, el horario se aproximaría al de otros mercados con horario de negociación más amplio, como el mercado holandés (TTF).

- Liquidación del producto mensual a través de OMIClear, como Entidad de Contrapartida Central (ECC)

La modificación propuesta en las Reglas incluye la habilitación al Operador del Mercado Organizado de Gas para que las funciones de la liquidación y comunicación de los cobros y pagos y la gestión de las garantías de las operaciones relacionadas con los productos resto de mes y mes siguiente, a través de una ECC.

También se modifican varias resoluciones de mercado para incluir la posibilidad de que, en los productos Resto de Mes y Mes siguiente, la gestión de los procesos complementarios a la casación (garantías, compensación, liquidación, notificación), pueda ser asumida por una ECC.

La aprobación de los cambios de reglas para la liquidación del producto mensual a través de OMIClear puede favorecer la inscripción y el uso de la cámara de compensación, facilitando de esta manera la realización de otras operaciones de futuros al poder utilizar los servicios de clearing con todos los productos prompt y futuros de gas.

### **Compatibilidad de la plataforma de MIBGAS con Trayport.**

Unos de los aspectos más demandados por varios agentes del mercado, en particular aquellos con mayor presencia en otros mercados europeos, es la compatibilidad de la negociación en la plataforma de mercado de MIBGAS con la plataforma de negociación Trayport.

La plataforma de Trayport que permite presentar, en una misma pantalla, las ofertas de compra-venta de gas disponibles en la mayoría de los mercados organizados europeos. La plataforma también integra una gran parte de las ofertas del mercado OTC canalizadas o intermediadas por brokers.

Por ello, la compatibilidad de MIBGAS con Trayport facilitaría el acceso al mercado español y la operativa diaria a un buen número de comercializadores.

### **Mejora de las previsiones de compra de gas de operación**

Como se analizará en el cuerpo del informe, se considera que el GTS debe mejorar su previsión de estimaciones de compra de gas de operación, ajustando mejor dicha previsión a sus necesidades operativas, y realizar sus operaciones en el mercado de manera más coherente con las previsiones de compra publicadas, mejorando la transparencia de sus actuaciones.

### **Tarifas de la interconexión con Francia (multiplicadores de corto plazo)**

De acuerdo con el Market Monitoring Report de ACER, el peaje de la interconexión gasista con Francia se encuentra entre los más elevados de todas las interconexiones europeas, y por tanto constituye una barrera importante a la convergencia de precios de MIBGAS con el resto de mercados europeos.

La tarifa de la interconexión es la suma del peaje de salida de la zona francesa (que es el que más encarece la utilización de la interconexión) y el peaje de entrada de la zona española, fijado por la regulación española.

En relación con los peajes de entrada al sistema español, consideramos que la aplicación de los coeficientes multiplicadores sobre el término fijo del peaje de entrada, en los contratos de acceso de corto plazo, tienen un efecto desincentivador de la contratación spot (contratos mensuales o diarios), y desincentivan las operaciones de arbitraje a corto plazo entre el mercado francés y el español, que podrían contribuir a la convergencia de precios entre ambos mercados.

Por ello, se considera que una revisión a la baja de los coeficientes multiplicadores para los contratos a corto plazo en la interconexión con Francia podría fomentar una mayor utilización de la capacidad disponible en la interconexión para operaciones de arbitraje entre ambos mercados, y por tanto ayudar a la convergencia del precio spot del gas entre Francia y España.

### **Desarrollo de los productos de contratación de almacenamientos subterráneos a corto plazo y eliminación de las restricciones al uso de existencias por los planes invernales.**

Uno de los temas pendientes de desarrollo del Real Decreto 984/2015 es el desarrollo de los productos de contratación de almacenamientos subterráneos a corto plazo (productos diarios).

El inicio de la contratación de estos productos proporcionaría una herramienta adicional a los usuarios para ajustar su balance de gas, y aumentar la flexibilidad del sistema gasista ante incrementos o disminuciones de la demanda, o bien facilitar la descarga y regasificación de un barco spot de GNL, y por tanto contribuir a la liquidez del mercado, al posibilitar una herramienta adicional a los comercializadores para gestionar sus existencias.

Cabe señalar también que las restricciones introducidas por los planes invernales en la utilización del almacenamiento y las existencias de gas mantenidas por los usuarios, además de drenar liquidez al mercado, también resultan en un detrimento de la flexibilidad del sistema, incrementando los costes de los agentes, y, por tanto, los costes del gas al consumidor final.

Estas restricciones en el uso de las existencias almacenadas por los usuarios no existen en la mayoría de los sistemas europeos y han sido criticadas por la Comisión Europea, por lo que se insta a su eliminación de los próximos planes invernales, considerando que los códigos europeos señalan que la seguridad de suministro debe alcanzarse, prioritariamente, mediante medidas de libre mercado, y no mediante medidas intervencionistas.

España ya dispone de una regulación que obliga al mantenimiento de existencias estratégicas y operativas de gas por parte de los comercializadores, que es de las más exigentes de Europa (y por tanto, de las más costosas para los consumidores), teniendo los mejores índices de diversificación, seguridad de suministro y exceso de capacidad, por lo que no está justificada la necesidad de incrementar aún más las obligaciones de mantenimiento de existencias a través de los planes invernales.

### **Medidas adicionales de impulso de los mercados de futuros**

Las obligaciones de los operadores dominantes de actuar como creadores de mercado en los productos diario y mensual del mercado organizado, entraron en vigor en enero de 2018, con anterioridad al inicio del funcionamiento de las plataformas de mercados de futuros.

Con el desarrollo de estas plataformas a lo largo de 2018, y como posible medida de impulso de los mercados de futuros, en los próximos años se podría considerar el traslado de las obligaciones de creador de mercado obligatorios del producto diario a los productos M+2, M+3, Q-1 o S-1, para facilitar la liquidez en toda la curva de productos de gas.

Esta medida se analizará con mayor detalle en el siguiente informe anual de funcionamiento del mercado organizado, junto con el análisis de la actividad de los operadores dominantes como creadores de mercado en el año 2018.

### 3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

#### 3.1. Producción e importaciones de gas

En 2017, la producción mundial y el consumo de gas natural ha aumentado un 3,7%, alcanzando los 3.680 bcm. El aumento de la producción es mayor que la media de los 5 años anteriores (1,7%).

Los diez mayores productores de gas natural son EE.UU (735 bcm), Rusia (636 bcm), Irán (224 bcm), Canadá (176 bcm), Catar (176 bcm), China (149 bcm), Noruega (123 bcm), Australia (113 bcm), Arabia Saudí (111 bcm) y Argelia (91 bcm). Cabe destacar el crecimiento de la producción en el último año de Rusia (+46 bcm), de Irán (+21 bcm) que se consolida como el tercer país productor a nivel mundial y de Australia (+17 bcm) que se convierte en el octavo productor mundial de gas natural.

El comercio de gas natural en 2017 sigue creciendo, hasta alcanzar 1.134 bcm, lo que supone un 31% del gas producido; el 65% de esta cantidad se ha exportado vía gasoducto y el 35% en forma de GNL.

Durante el año 2017, sigue aumentando la capacidad de licuefacción, principalmente en EE.UU, además de la entrada en funcionamiento de la planta rusa de Yamal y una planta offshore en Malasia. El incremento de producción de GNL (cercano al 10%) ha sido absorbido principalmente por el mercado chino, cuyas importaciones de GNL crecen un 46% en el año 2017, sobrepasando así a Corea del Sur como segundo importador de GNL en el mundo.

Aunque las previsiones del mercado internacional de GNL hasta 2020 apuntaban inicialmente a un escenario de exceso de oferta por la puesta en funcionamiento de nuevas plantas de licuación en Australia y EEUU, el incremento de demanda en China y otros mercados emergentes parece haber compensado esta situación.

En Europa la demanda de gas natural en 2017 ha crecido un 5% respecto del año anterior, debido principalmente a una mejora en la rentabilidad económica de las centrales térmicas a gas por el encarecimiento del carbón. También han influido otros factores como el crecimiento económico y las condiciones meteorológicas (olas de frío).

Continúa aumentando la dependencia de Europa de las importaciones de gas para compensar el descenso de la producción interna. La producción interna de la Unión Europea, que supone solamente el 24% del consumo, cayó un 3% en el último año, por las limitaciones impuestas a la producción de gas del yacimiento holandés de Groningen. Rusia continúa siendo el principal proveedor a Europa con una cuota del 34,5% y el flujo de gas a la UE proveniente de Noruega también se sitúa en niveles de máximos históricos.

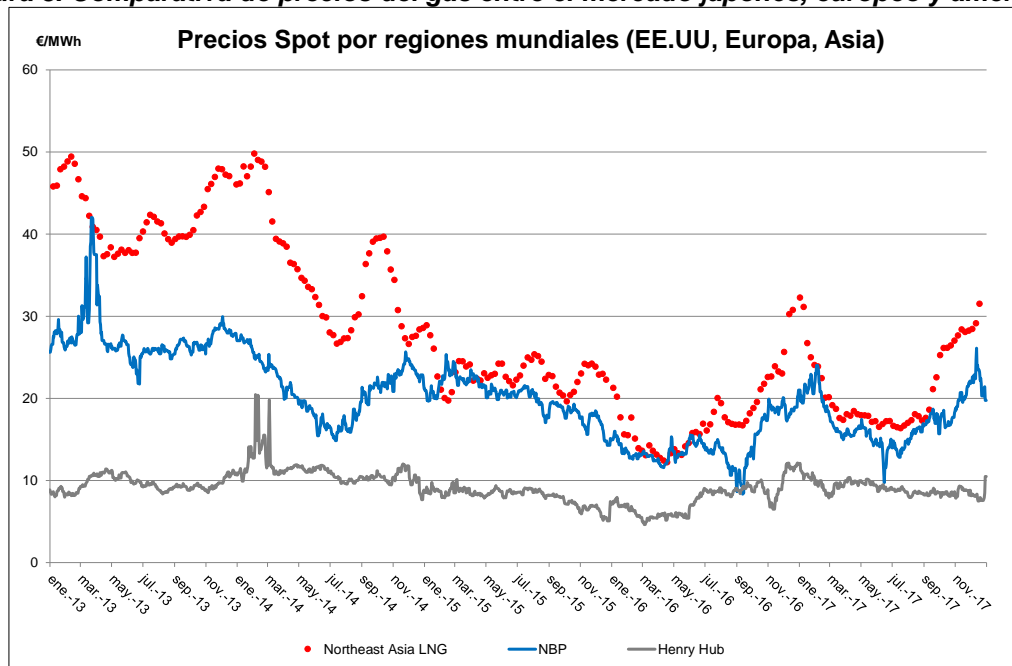
### 3.2. Niveles de precios

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.

El precio del gas natural en EE.UU se sitúa entre los 8 y los 12 €/MWh, notablemente más bajo que el del resto de los mercados, derivado de la producción autóctona mediante gas no convencional. Cabe destacar que en 2017 EE.UU exportó unos 17 bcm de GNL, tras multiplicar por cuatro su producción de GNL respecto a 2016.

La generalización del uso del GNL como herramienta para cubrir las puntas de demanda invernales, tanto en Europa como en Asia, hace que en los inviernos de 2016 y 2017 el precio del GNL spot aumente considerablemente, en comparación con el periodo estival, llegando a alcanzar picos de 30 €/MWh.

**Figura 3. Comparativa de precios del gas entre el mercado japonés, europeo y americano**



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

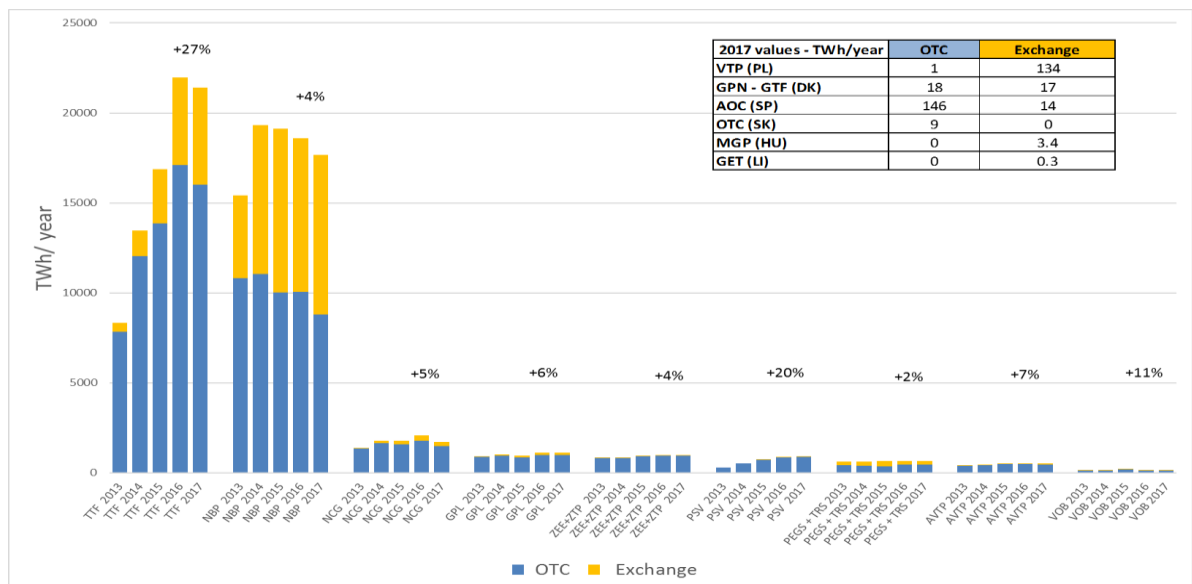
En el mercado europeo, el excedente de capacidad en las instalaciones, una mayor indexación a los hubs de gas en los contratos de largo plazo, la existencia de suficiente capacidad en las interconexiones y la fuerte competencia del lado de la oferta de suministro de gas natural continúan asegurando la convergencia de precios de las distintas fuentes de aprovisionamiento. Ello hace que la diferencia de precios entre hubs se sitúe a menudo por debajo del coste del peaje de transporte.

En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2017 estuvo alrededor de los 17 €/MWh, un 20% superior al precio de 2016, impulsado por el incremento de precio del petróleo y el carbón. Los mayores precios se registraron al principio y al final del año, coincidiendo con los periodos invernales de mayor demanda de gas, mientras que en primavera-verano el precio baja hacia los 15 €/MWh.

### 3.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa

En el mercado europeo del gas, la negociación continúa fuertemente concentrada en los hubs de Holanda (TTF) y Gran Bretaña (NBP), que entre los dos totalizan el 85% de la negociación en Europa. En los últimos años el liderazgo se está desplazando del NBP al TTF, en parte por los efectos del Brexit y la preferencia por la negociación del gas en euros.

**Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos y crecimiento anual 2012-2017**



Fuente: ACER

La figura anterior muestra el volumen de gas negociado a través de plataformas de mercado organizado (exchange) y el volumen negociado a través de brokers (OTC) para los principales hubs de gas en Europa <sup>8</sup>.

En el año 2017 el volumen total negociado en los mercados de gas europeos decreció en torno a un 3% respecto del negociado en 2016 en un contexto de menor volatilidad de precios. Los mayores incrementos en el volumen de negociación han tenido lugar en los hubs de España (PVB), Polonia (VTP) e Italia (PSV). Por el contrario, los países en los que más ha bajado el volumen de negociación en el último año son Reino Unido (NBP) y Alemania (NCG).

<sup>8</sup> En el caso de España, no incluye las transacciones negociadas en las plantas de GNL



En términos generales, el volumen negociado en los mercados de gas europeos en el período 2012—2017 es ascendente en todos los mercados, debido a la mayor preferencia de los comercializadores por el aprovisionamiento a corto plazo en hubs (frente a tradicionales contratos de aprovisionamiento a largo plazo) y al incremento de la gestión del riesgo de precios.

Por otra parte, en un escenario de mayor oferta de gas natural, algunos productores (Gazprom) se muestran más activos a la hora de vender en los hubs europeos cantidades adicionales a las contratadas a largo plazo.

#### 4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL

El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. La producción de gas propia (418 GWh en 2017), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,10% del aprovisionamiento de gas.

A lo largo del año 2017, el mercado español se abasteció de un conjunto de doce países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 48,3%. A continuación se encuentran Nigeria (12,5%), Perú (10,1%), Catar (10,0%) y Noruega (9,9%).

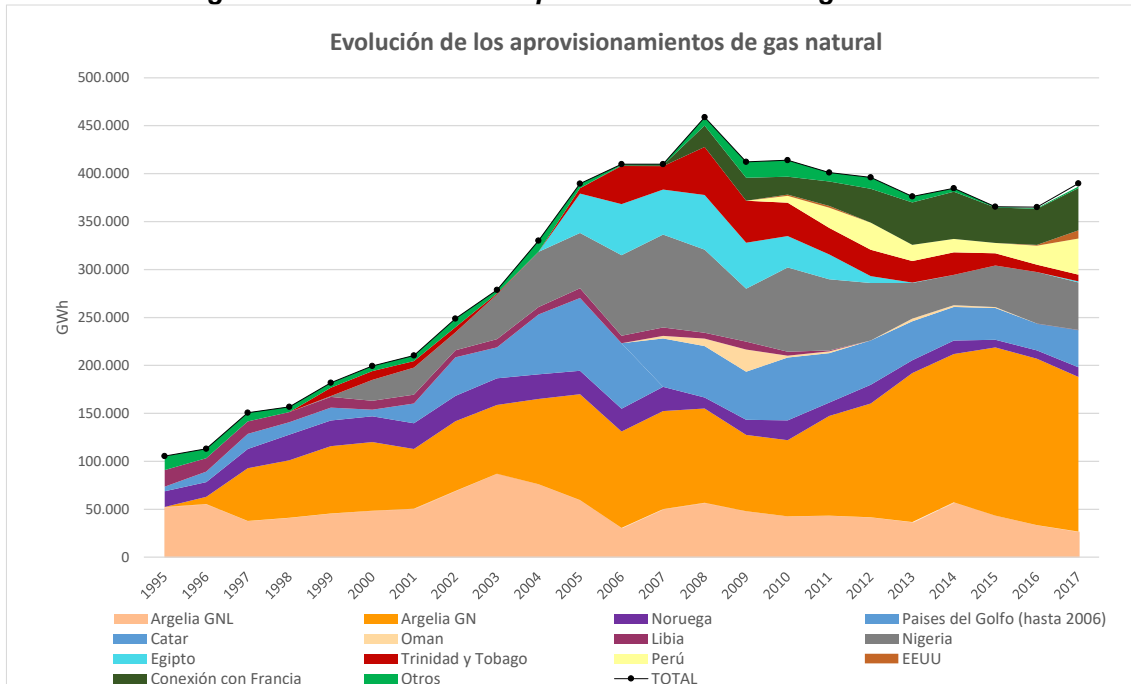
Las importaciones por gasoducto representaron un 53% de las importaciones totales, procediendo en un 78,5% de Argelia y en un 21,5% de la interconexión con Francia, y las importaciones brutas de GNL representaron un 47% del aprovisionamiento.

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 durante el año, mientras la demanda a cubrir tiene un perfil estacional. Además, en el corto plazo, la demanda de gas natural puede cambiar de forma repentina y los comercializadores deben responder a estos cambios acudiendo para ello al mercado spot.

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 de España 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.



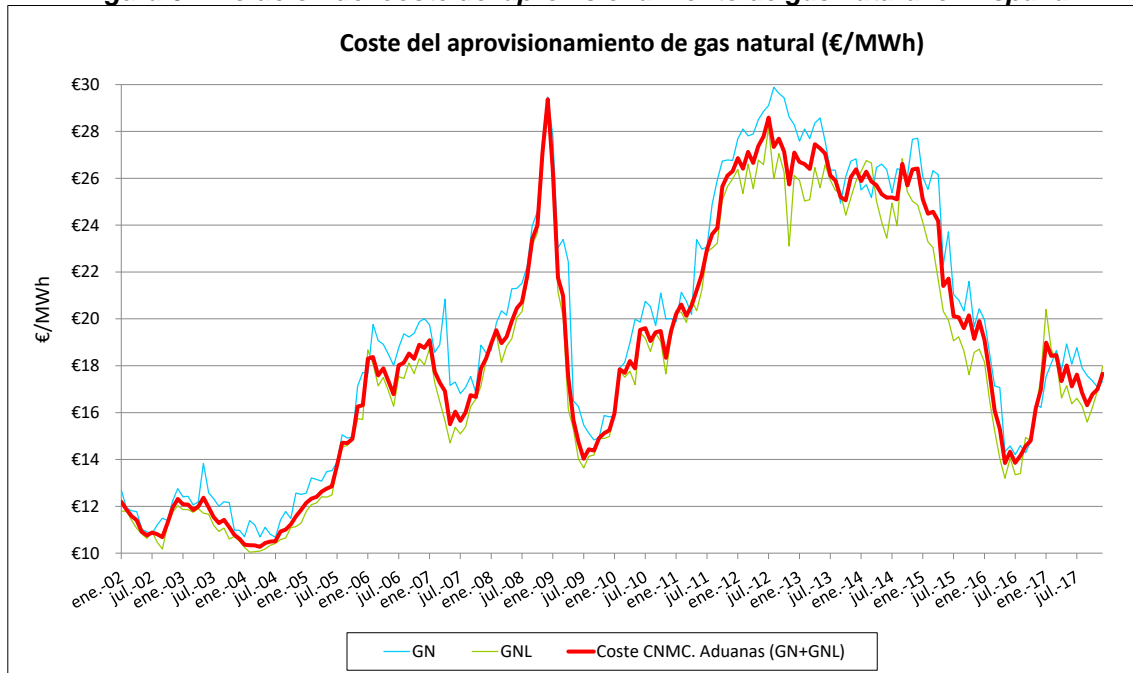
**Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural**



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.

**Figura 6. Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España**



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNMC

El coste medio de las importaciones de gas en España durante 2017 subió un 13% respecto a 2016, al promediar 17,55 €/MWh respecto a los 15,58 €/MWh en

2016. El aprovisionamiento por GNL se muestra más barato que el gas importado por gasoducto durante la mayor parte del año, salvo en el periodo invernal.

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% en 2017.

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 2017 aumentó un 9,1% respecto a 2016, hasta los 351 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).

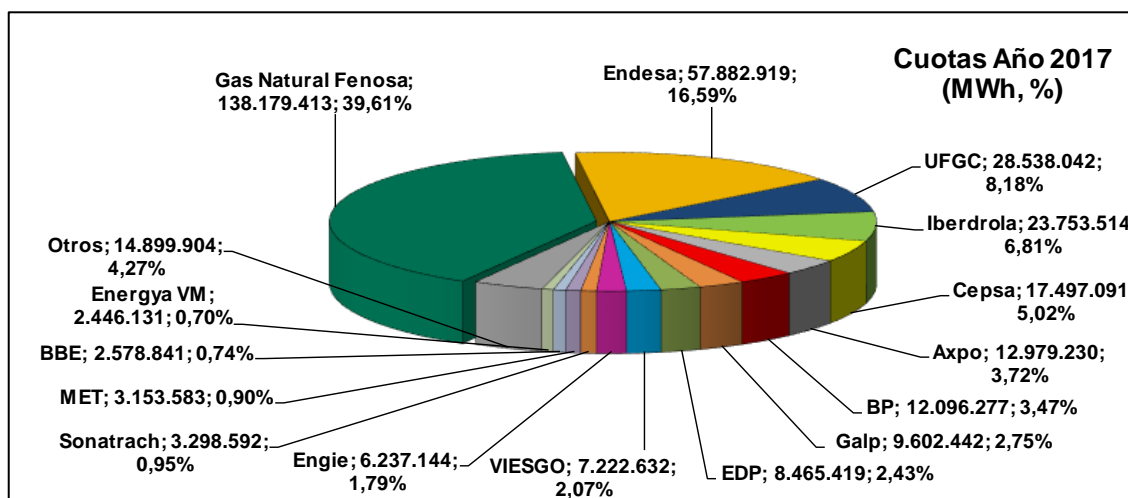
En el año 2017, la demanda convencional fue de 275 TWh, con una subida del 5,1% respecto a 2016, y la del sector eléctrico de 76 TWh (+26,8%).

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 2017, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales de 30 a 71.

En 2017, los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado fueron Gas Natural Fenosa (39,61%), Endesa (16,59%), UFG Comercializadora (8,18%), Iberdrola (6,81%), Cepsa (5,02%), Axpo (3,72%), BP (3,47%) y Galp (2,75%). Otros grupos empresariales suman en conjunto el 13,85% restante del mercado de gas en España.

**Figura 7. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2017**



Fuente: CNMC

Respecto al **mercado mayorista español de gas**, está integrado por las compras – ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español. Los principales comercializadores tienen una cuota de aprovisionamientos y de ventas finales generalmente equilibrada, por lo que este mercado se utiliza principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de cada agente, o bien 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 mercados<sup>9</sup>.

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.

Aunque el número de comercializadores registrados alcanza los 171, 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 108 a finales de 2017.

<sup>9</sup> 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.

**Figura 8. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-17**



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 2017, el volumen total negociado en transacciones OTC asciende a un total de 515,77 TWh, lo que supone un 147% de la demanda en dicho periodo. El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 42,2%, pasando de 124.318 operaciones en el año 2016, a 176.753 operaciones en el año 2017, lo que supone una media de unas 14.700 transacciones al mes, con 82 comercializadores activos en este mercado (compradores).

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 2017 en el mercado MIBGAS había 65 agentes registrados (+21 respecto de 2016), de los cuales 63 son empresas comercializadoras, además de Enagas Transporte y Enagas GTS.

El volumen total negociado en MIBGAS en el año 2017 asciende a un total de 13.376 GWh, lo que representa un 3,8% de la demanda final de gas en dicho periodo y supone un aumento del 104% respecto de lo negociado en el año 2016.

## 5. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO EN 2017

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 el 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, en 2015 y 2016 se establecieron una serie de medidas de fomento de la misma que han



continuado durante el año 2017. Las medidas introducidas fueron, en resumen, las siguientes:

- La **compra del gas de operación**<sup>10</sup> en el mercado organizado, establecido mediante la **Resolución de 23 de diciembre de 2015** de la Secretaría de Estado de Energía, y que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde el 14 de enero de 2016.
- La **compra del gas talón y colchón** en el mercado organizado, establecido mediante la **Resolución de 6 de junio de 2016** de la Secretaría de Estado de Energía, a través de los productos intradiario, diario y mensual, y que se realiza durante el periodo estival de menor demanda de gas.
- La realización de **acciones de balance** en el mercado organizado 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)<sup>11</sup>. Dichas acciones son realizadas por el GTS en los productos intradiario y diario desde el 1 de octubre de 2016.
- El servicio de **creador de mercado voluntario** en el mercado organizado, reglado mediante la **Resolución de 6 de junio de 2016** de la Secretaría de Estado de Energía. El Operador del Mercado ha realizado varias convocatorias para la prestación del mismo, con una periodicidad semestral desde principios de 2017.

Los resultados de estas medidas de liquidez durante el año 2017 han sido los siguientes:

- La **compra del gas de operación**, ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de 927 GWh en 2017.
- La **compra del gas colchón** para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2017, por un volumen de 420 GWh, que se realizó entre los meses de abril y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos diario, resto de mes y mensual.
- Las **acciones de balance** para la red de transporte realizadas por el GTS, por un volumen total de 1.656 GWh (1.106 GWh de compras y 550 GWh de ventas) en el año 2017.

Adicionalmente a estas medidas, MIBGAS realizó dos convocatorias para el servicio de creador de mercado voluntario, para el primer y segundo semestre de 2017, siendo los resultados los siguientes:

---

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> 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.



- La adjudicación del servicio mediante **Resolución de la DGPEM de 20 de enero de 2017 a Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch**, para actuar durante el **primer semestre** en los productos diario y mensual. Este servicio comenzó el 30 de enero y terminó el 30 de junio, y los resultados fueron un total de 50.596 MWh de compra y 42.439 MWh de venta en el producto diario, y 59.860 MWh de compra y 44.890 MWh de venta en el producto mensual.
- La adjudicación del servicio mediante **Resolución de la DGPEM de 30 de junio de 2017 a Axpo Iberia S.L.**, para actuar durante el **segundo semestre** en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de julio y terminó el 31 de diciembre, y los resultados fueron un total de 128.130 MWh de compra y 221.930 MWh de venta.

Por último, en el cuarto trimestre de 2017 MIBGAS realizó una nueva convocatoria para el servicio de creador de mercado (voluntario), para el primer semestre de 2018, que fue finalmente adjudicado mediante la **Resolución de la DGPEM de 21 de diciembre de 2017** a Engie España S.L.U.

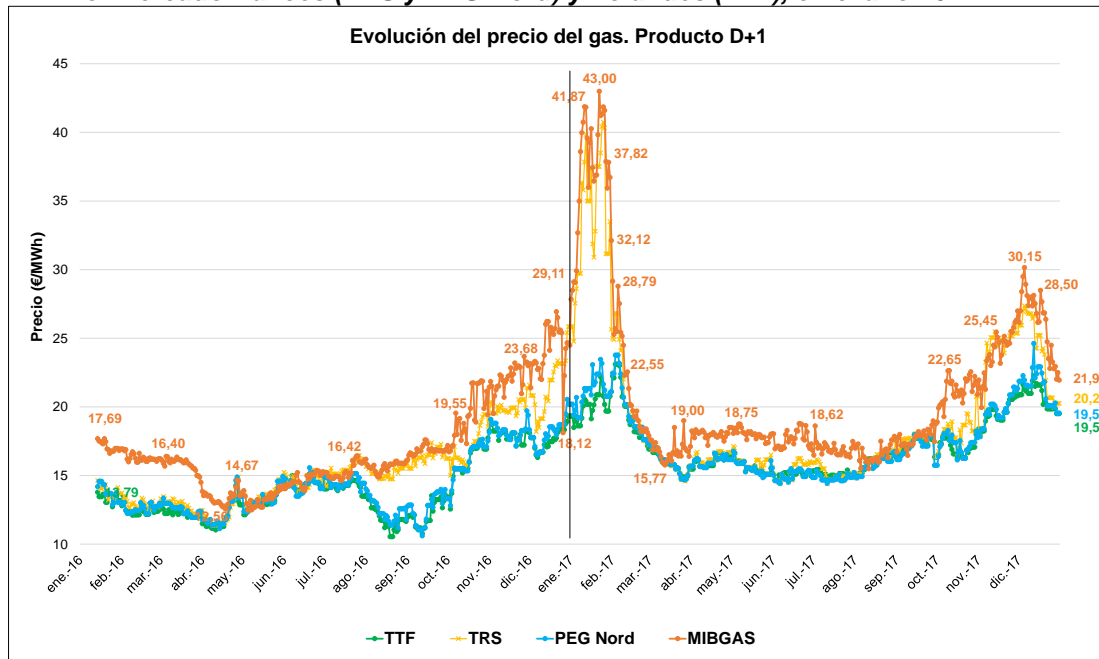
Además, mediante la **Resolución de 11 de diciembre de 2017**, de la Secretaría de Estado de Energía, se estableció las condiciones para la prestación del **servicio de creador de mercado obligatorio** para los operadores dominantes (Gas Natural y Endesa), y que comenzó a partir de enero de 2018.

### 5.1. Evolución del precio del mercado MIBGAS

La evolución del precio del gas (producto D+1) en el mercado MIBGAS durante el año 2017 permite distinguir cuatro periodos con distinto comportamiento:

- Durante el **primer trimestre de 2017**, el precio del MIBGAS se ve afectado por las tensiones en el precio spot del GNL y sube con fuerza, a la par que el mercado francés TRS, desde los 27 €/MWh hasta alcanzar un máximo en enero de 43 €/MWh, situándose muy por encima del resto de mercados europeos. Tras esta subida se produce una bajada significativa del precio, que se acopla con el resto de mercados europeos durante el mes de marzo, finalizando el mes en el entorno de los 15 €/MWh.
- Desde **finales de marzo hasta inicios de agosto**, el precio del mercado MIBGAS se mueve entre 16 y 19 €/MWh, con poca volatilidad, y muestra un diferencial promedio de unos 2 €/MWh con el resto de mercados europeos.

**Figura 9. Evolución del precio del producto D+1 en el mercado MIBGAS, en comparación con el mercado francés (TRS y PEG Nord) y holandés (TTF), en el año 2017**



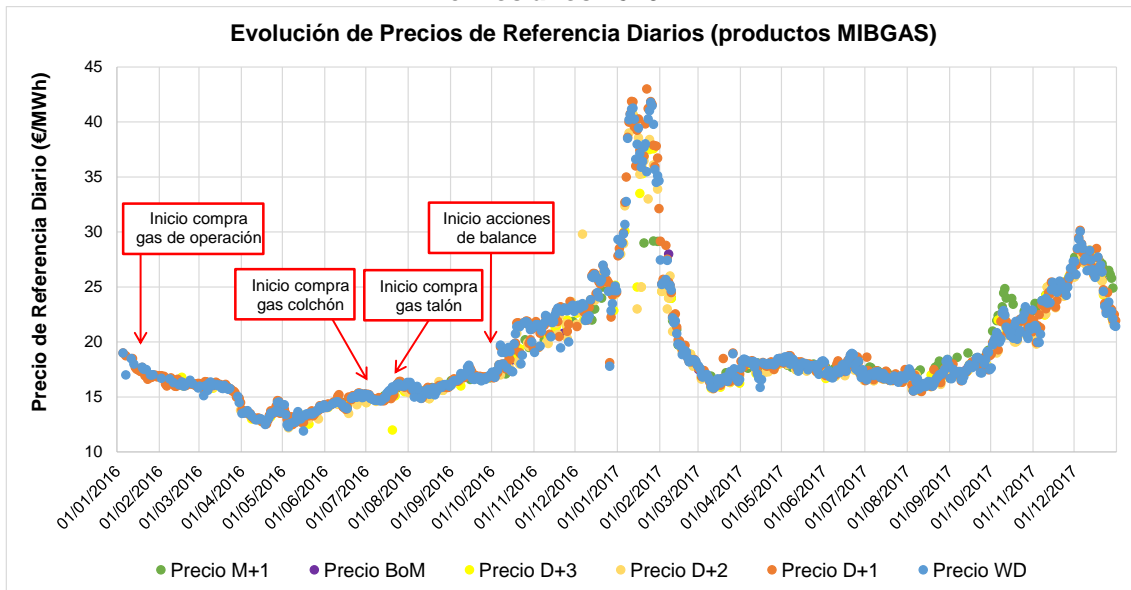
Fuente: ICIS y MIBGAS

- **Entre agosto y octubre** el precio en MIBGAS vuelve a estar acoplado con el resto de mercados europeos, con tendencia ascendente desde los 16 €/MWh hasta precios cercanos a los 19 €/MWh, apoyada por el aumento de los precios internacionales del carbón y del petróleo, que se mantendrá en el cuarto trimestre.
- En el **cuarto trimestre de 2017**, tanto MIBGAS como el resto de mercados europeos continúan subiendo, afectados por la mayor demanda de gas para generación eléctrica en toda Europa occidental. El aumento del precio del GNL spot en el mercado internacional provoca que MIBGAS y TRS se sitúen en niveles más elevados que el resto de mercados europeos, alcanzando MIBGAS los 30 €/MWh, con un diferencial de precios entre 3 y 7 €/MWh hasta fin de año.

### 5.1.1. 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.

**Figura 10. Evolución del precio de referencia de los productos negociados en MIBGAS, en los años 2016-17**



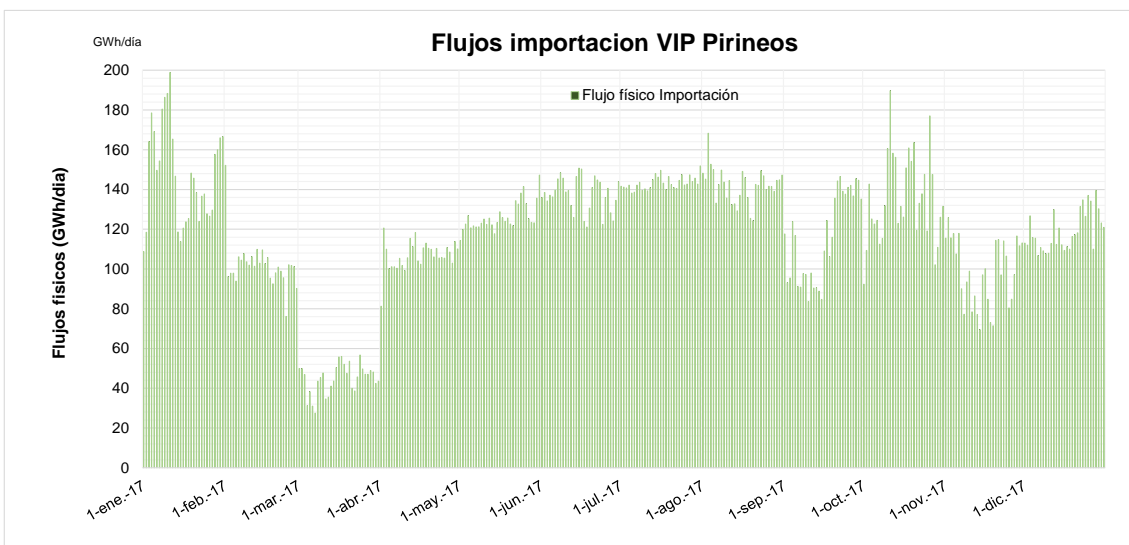
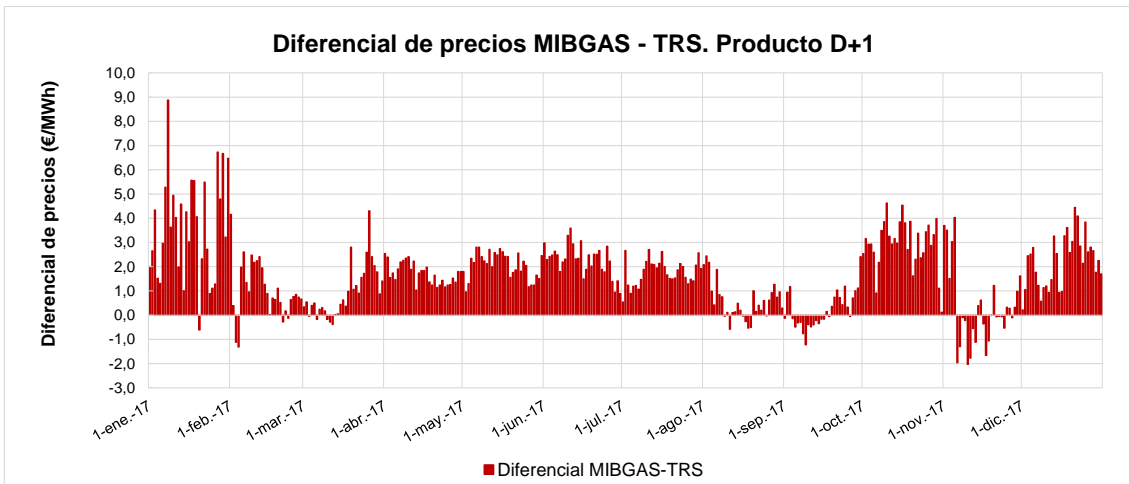
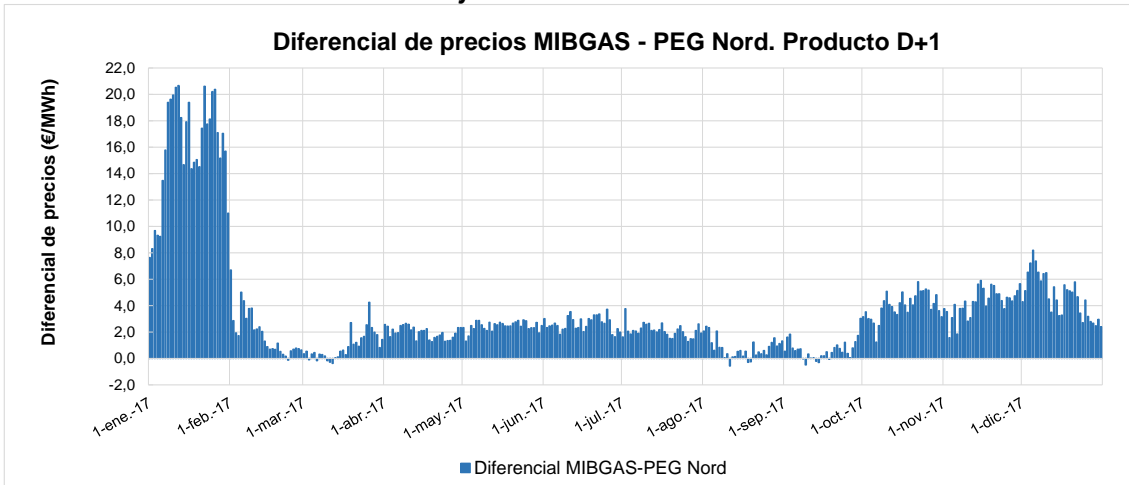
Fuente: ICIS y MIBGAS

En general, no se observan grandes diferencias de precios entre los productos, si bien en el primer mes del año y el último trimestre de 2017, el incremento de la volatilidad de los precios del mercado hace que, puntualmente, puedan existir diferencias de precios más elevadas entre ellos, especialmente en los productos con volúmenes de negociación más reducidos.

### 5.1.2. Comparativa del precio del MIBGAS con los mercados europeos

Durante todo el año 2017, 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, especialmente al comienzo y al final del año. Estos diferenciales derivan 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 y del nivel de peajes, provocando la no convergencia de los precios.

**Figura 11. 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

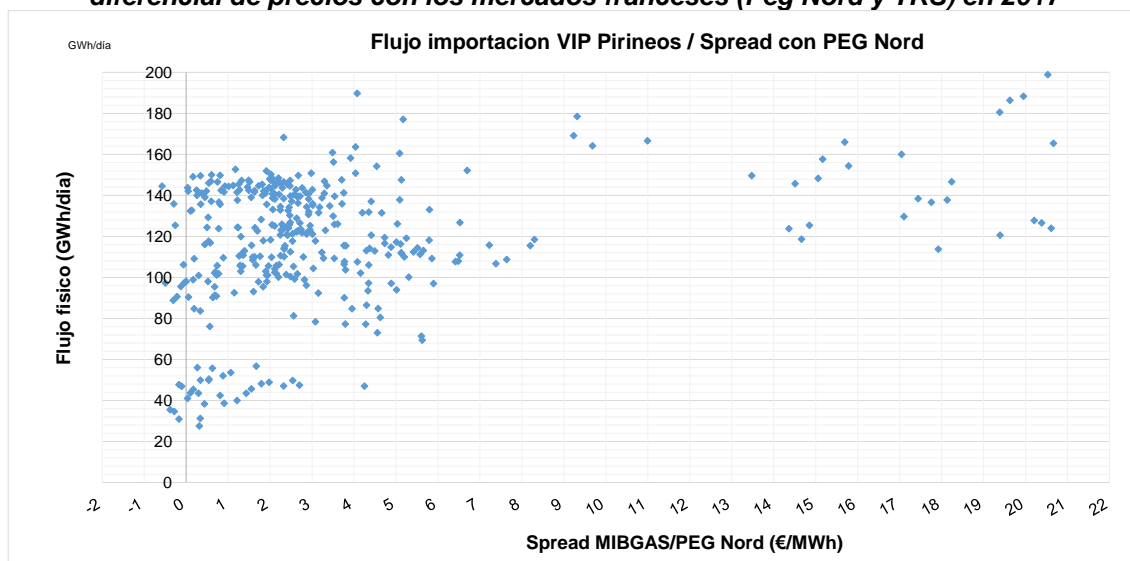
En concreto, se observan unas grandes divergencias con el resto de mercados europeos durante los dos primeros meses del año 2017, que ya se habían apreciado durante el mes de diciembre de 2016. Los precios de MIBGAS y del TRS subieron por encima de los 30 €/MWh, debido a una mayor demanda a causa de las temperaturas invernales y el mayor consumo para generación eléctrica en España, y por la situación de escasez energética en la zona sur de Francia, debida a las olas de frío, las paradas no programadas de varias centrales nucleares y ciertas restricciones en el aprovisionamiento de GNL, así como alzas en el precio del GNL en Asia.

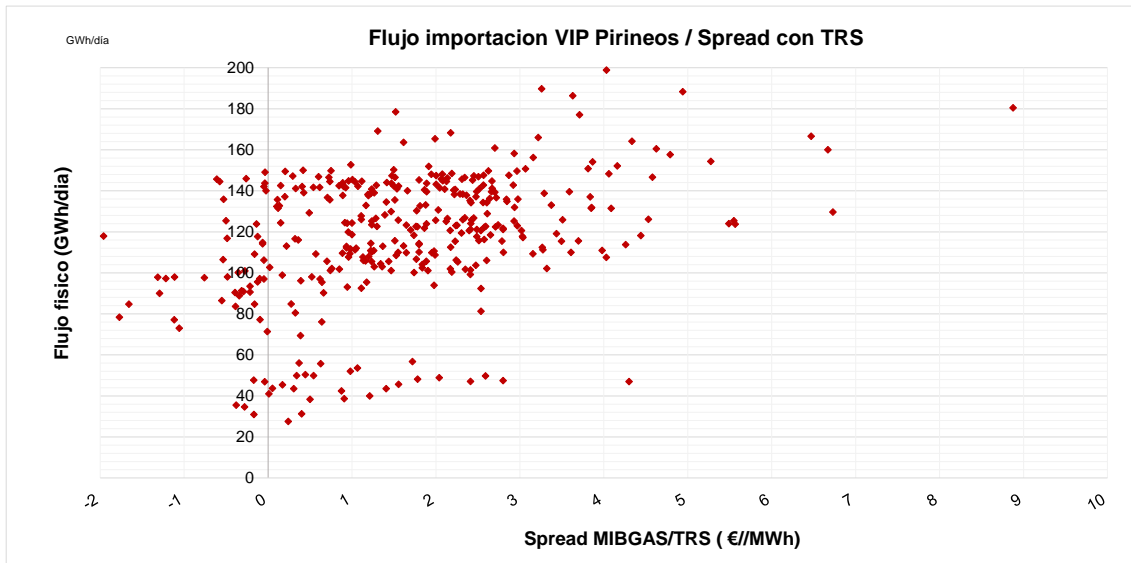
Tras ello, el precio de MIBGAS se acopla con los mercados europeos y disminuye sensiblemente el flujo físico hacia España. A finales de marzo comienza un periodo de desacople con el TRS que se prolonga hasta principios de agosto, con diferencias en torno a los 2 €/MWh, lo que implica mayores flujos físicos por la interconexión (superiores a 100 GWh/día).

En agosto y septiembre los precios vuelven a estar prácticamente acoplados y a pesar de ello el flujo de importación sigue siendo alto. En el último trimestre, y coincidiendo con el inicio del periodo invernal, vuelven a aumentar las diferencias con el PEG Nord y el TRS, situándose entre 3 y 6 €/MWh, salvo en el mes de noviembre en que el diferencial es incluso negativo con el TRS, y a pesar de lo cual sigue habiendo flujo físico hacia España (aunque en menor volumen).

Las correlaciones de precios y flujos de gas entre el mercado MIBGAS y el PEG Nord/TRS se muestran en las siguientes gráficas, donde se puede observar ciertas anomalías en el caso del TRS, ya que se refleja un alto número de casos en los que siendo el diferencial de precios negativo se produce un flujo físico hacia España, incluso de alto volumen (puntos a la izquierda del eje de ordenadas del segundo gráfico de la figura 10).

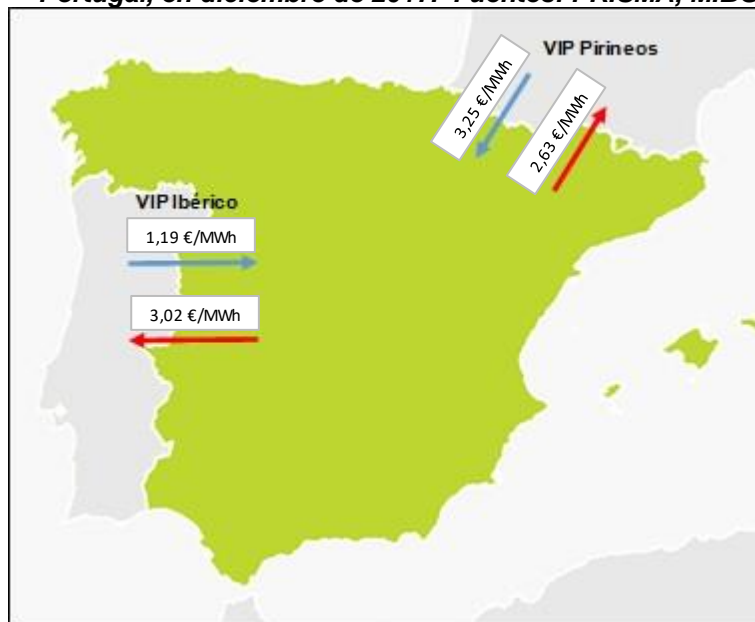
**Figura 12. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con los mercados franceses (Peg Nord y TRS) en 2017**





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.

**Figura 13. Coste del peaje diario de las interconexiones gasistas con Francia y Portugal, en diciembre de 2017. Fuentes: PRISMA, MIBGAS**

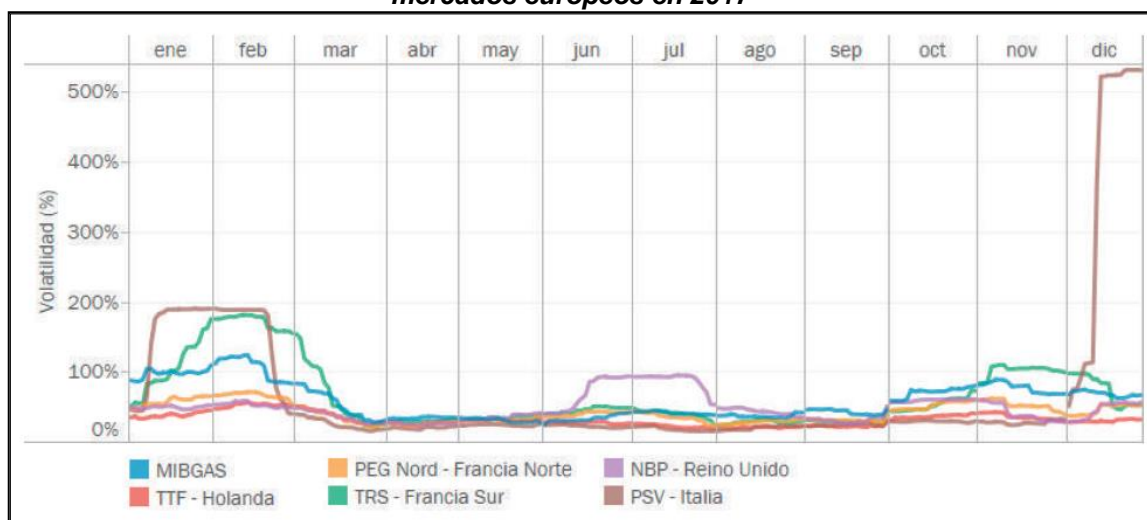


### 5.1.3. Volatilidad del precio del mercado

La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS se mantuvo en niveles similares, o incluso inferiores a los de otros mercados de gas europeos durante la mayor parte del año 2017, a excepción del último trimestre, en el que se incrementa notablemente la volatilidad.

En comparación con otros mercados europeos, se observa que la volatilidad<sup>12</sup> de los índices de precios en todos los mercados es muy similar durante el periodo de marzo a septiembre de 2017. A principios de año se observa una mayor volatilidad en el MIBGAS y el TRS, por las circunstancias ya comentadas en el punto anterior, así como en el último trimestre del año, coincidiendo con el inicio del periodo invernal. Como nota destacada, el mercado italiano PSV es el que más se ve afectado por dicho periodo invernal, como se puede observar en la siguiente gráfica:

**Figura 14. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los principales mercados europeos en 2017**



Fuente MIBGAS, ICE, GME y Powernext

## 6. 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 2017 asciende a un total de 515,77 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 147% de la demanda en dicho periodo (351 TWh). El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 42,2%, pasando de 124.318 operaciones en el año 2016, a 176.753 operaciones en el año 2017, lo que supone una media de unas 15.000 transacciones al mes, con 82 comercializadores activos en este mercado.

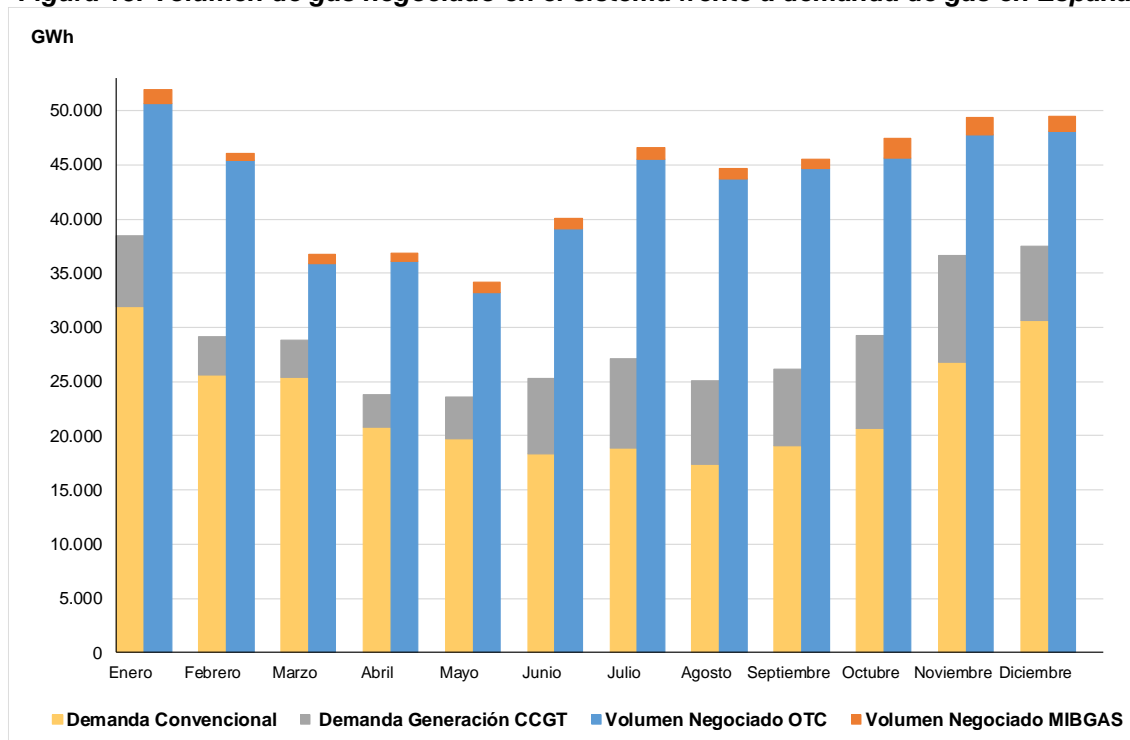
Por otra parte, en el conjunto de 2017, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de 13.375 GWh, lo que supone un 3,8% del total de la

<sup>12</sup> La metodología empleada para el cálculo de la volatilidad diaria anualizada es la de la media móvil de los rendimientos de los precios en los últimos 30 días laborales, excluyendo los fines de semana y festivos.



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

**Figura 15. Volumen de gas negociado en el sistema frente a demanda de gas en España**



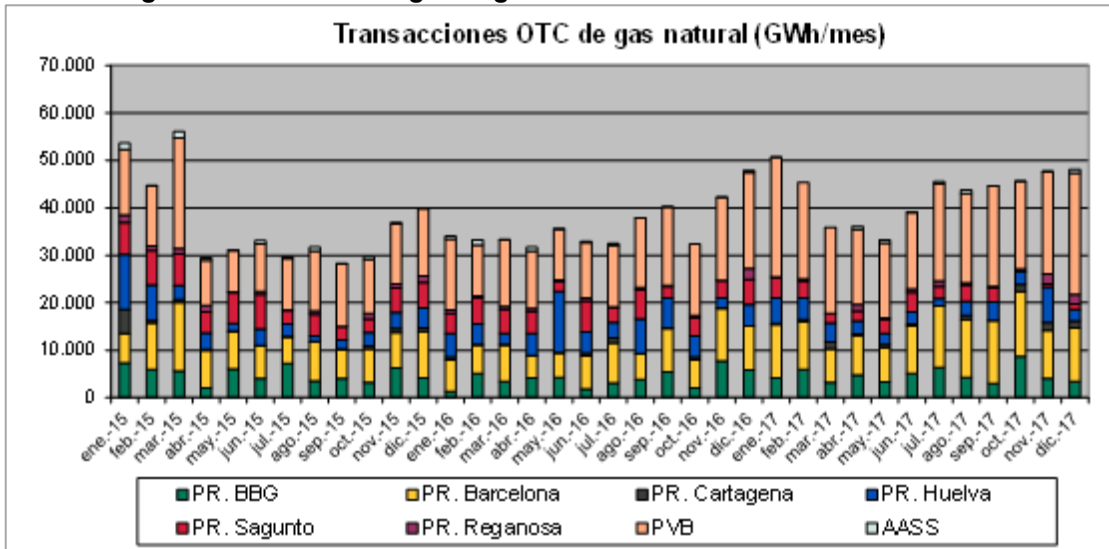
Fuente: CNMC

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.

### 6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

Como ya se ha comentado, el volumen total negociado en el mercado OTC en el año 2017 ascendió a un total de 515,77 TWh, un 18,86% superior al volumen negociado durante 2016. De ellos 274,8 TWh fueron negociados en las plantas (el 53,3%), 237,5 TWh en la red de transporte (el 46%), y 3,49 TWh en los almacenamientos (el 0,7%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2015:

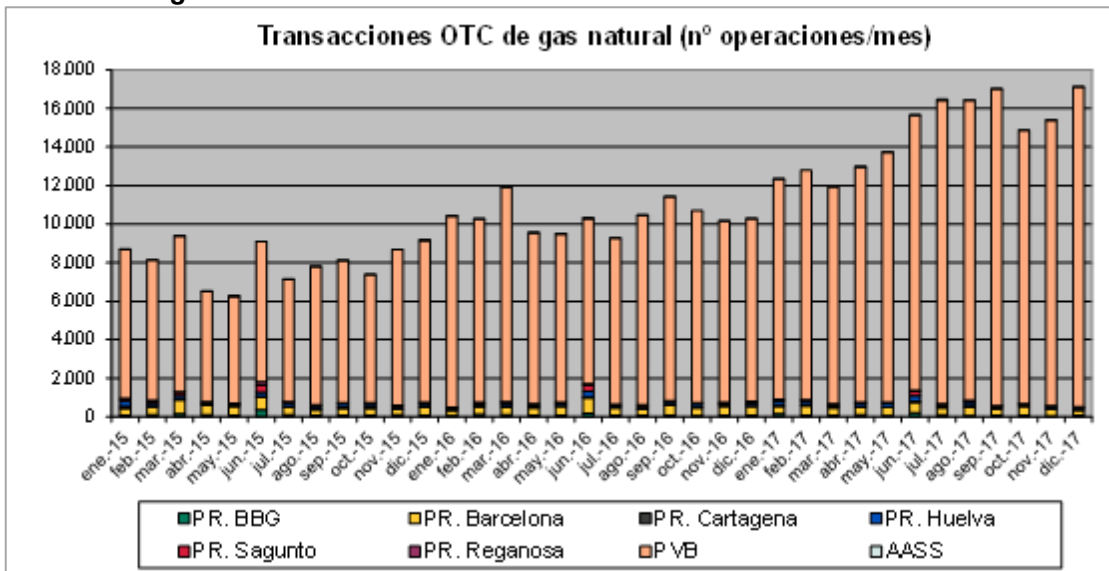
**Figura 16. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas fue de 176.753 operaciones en el año 2017, lo que supuso un aumento del 42,2% respecto al año 2016. De estas transacciones se realizaron 9.226 en las plantas (el 5,2%), 167.320 en la red de transporte (el 94,7%), y 207 en los almacenamientos (el 0,1%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas durante los años 2015 y 2017.

**Figura 17. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

El modelo actual genera un importante incentivo a contratar las descargas, almacenamiento y regasificación en las plantas de regasificación con mayor liquidez, puesto que a través del mercado pueden optimizar la gestión de las existencias de GNL. Además, operar en una sola planta evita a los usuarios

duplicaciones en la contratación de los servicios de regasificación y entrada al sistema de transporte.

**Figura 18. Volumen de transacciones OTC en las plantas de GNL**

	2013 (GWh)	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)
<b>Planta de Barcelona</b>	70.868	92.439	97.454	86.356	127.422
<b>Planta de Huelva</b>	62.718	105.675	46.617	61.438	42.564
<b>Planta de Bilbao</b>	49.776	36.639	59.432	48.190	56.477
<b>Planta de Cartagena</b>	26.593	42.973	9.186	3.583	8.780
<b>Planta de Mugarodos</b>	22.287	11.940	9.826	7.136	9.880
<b>Planta de Sagunto</b>	29.578	75.622	62.611	52.311	29.676
<b>Total transacciones</b>	<b>261.820</b>	<b>365.288</b>	<b>285.126</b>	<b>259.014</b>	<b>274.799</b>

Por este motivo, en los últimos 4 años se ha producido una importante concentración de las transacciones de GNL en la planta de regasificación de Barcelona, que concentra en 2017 el 46% de la negociación de GNL en España, frente al 27% que suponía la negociación en 2013. En paralelo, se ha reducido de manera muy significativa la negociación de GNL en las plantas de Mugarodos y Cartagena, con una liquidez que es 13-14 veces menor que la de Barcelona. La tendencia podría agravarse en los próximos años, ya que los usuarios actuales de las plantas con menor liquidez están analizando su traslado a las plantas más activas

## 6.2. Evolución del volumen negociado en MIBGAS

Durante todo el año 2017, el número de transacciones y el volumen negociado en el MIBGAS han seguido creciendo progresivamente.

En el conjunto de 2017, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **13.376 GWh**, lo que supone un **3,8%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 2% en el 2016.

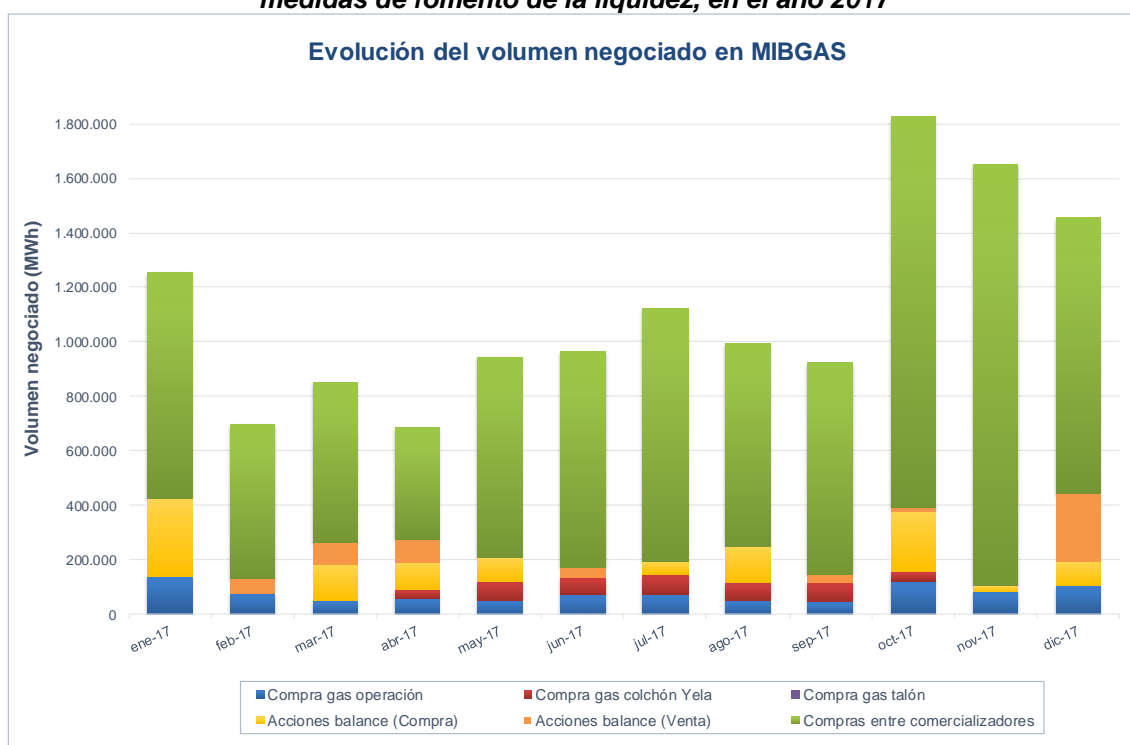
El incremento en las transacciones ha venido apoyado durante el 2017, por el mantenimiento de algunas de las medidas de fomento de la liquidez que comenzaron a aplicarse en el año 2016, como la compra de gas de operación, las compras del gas colchón de Yela y las acciones de balance, pero principalmente, gracias al incremento del volumen negociado entre empresas, hecho al que ha afectado positivamente el establecimiento de la figura de los creadores de mercado voluntarios.

El mes de octubre de 2017 fue el mes con mayor volumen negociado en el año, debido a una combinación de un alto volumen transaccionado de acciones de balance y a que es el segundo mes con mayor volumen negociado entre comercializadoras (el mes en el que se dio un mayor volumen de compras entre

comercializadoras es noviembre). 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.

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

**Figura 19. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez, en el año 2017**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 77,5% del total de la negociación en MIBGAS, y superan durante todos los meses el volumen total negociado de gases regulados. El día de mayor negociación entre comercializadores, fue el 20 de noviembre, con 154 GWh (excluido el cómputo de compras de gases regulados).

Durante el año 2017 no se realizaron compras de gas talón, pero sí de gas operación y gas colchón.

Las compras de gas colchón se llevaron a cabo entre abril y octubre y mientras que las de gas operación se realizan todos los días del año. Las compras diarias de gas operación por parte del GTS, se realizan a través de la subasta del producto D+1, con cantidades que en 2017 suponen un promedio de 2,5 GWh por día.

Las acciones de balance del GTS tienen un peso mayor en el año 2017 que en 2016, ya que la Circular de balance comenzó a aplicarse a partir del cuarto trimestre de 2016. Durante 2017, las acciones de balance suponen el 8% de las compras y el 4% de las ventas realizadas en el MIBGAS.

Por otro lado, desde enero de 2017 comenzaron a operar los Creadores de mercado voluntarios. La figura del creador de mercado se compromete a la presentación de ofertas de compra y venta de los productos indicados en el acuerdo (hasta la fecha MA+1 y DA+1), por una cantidad mayor o igual que la cantidad establecida y dentro del rango máximo de separación de precios entre la oferta de venta y la de compra, dando lugar a una mayor introducción de ofertas en el mercado y fomentando así la liquidez de los productos en los que participa.

A lo largo de 2017, se han organizado dos convocatorias para la prestación de este servicio. Durante el primer semestre, operó como creador de Mercado en el mercado Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch para la introducción de ofertas de los productos Diario y Mensual. En el segundo semestre del año la comercializadora elegida para desarrollar el servicio fue Axpo Iberia S.L.U., centrándose en esta ocasión únicamente en el producto mensual.

Aunque la aportación de los creadores de mercado es pequeña en términos de volumen de operaciones, suponiendo menos del 2%, su presencia es muy importante para impulsar la liquidez de productos como el mensual, asegurando la disponibilidad de ofertas y la transparencia del precio del producto.

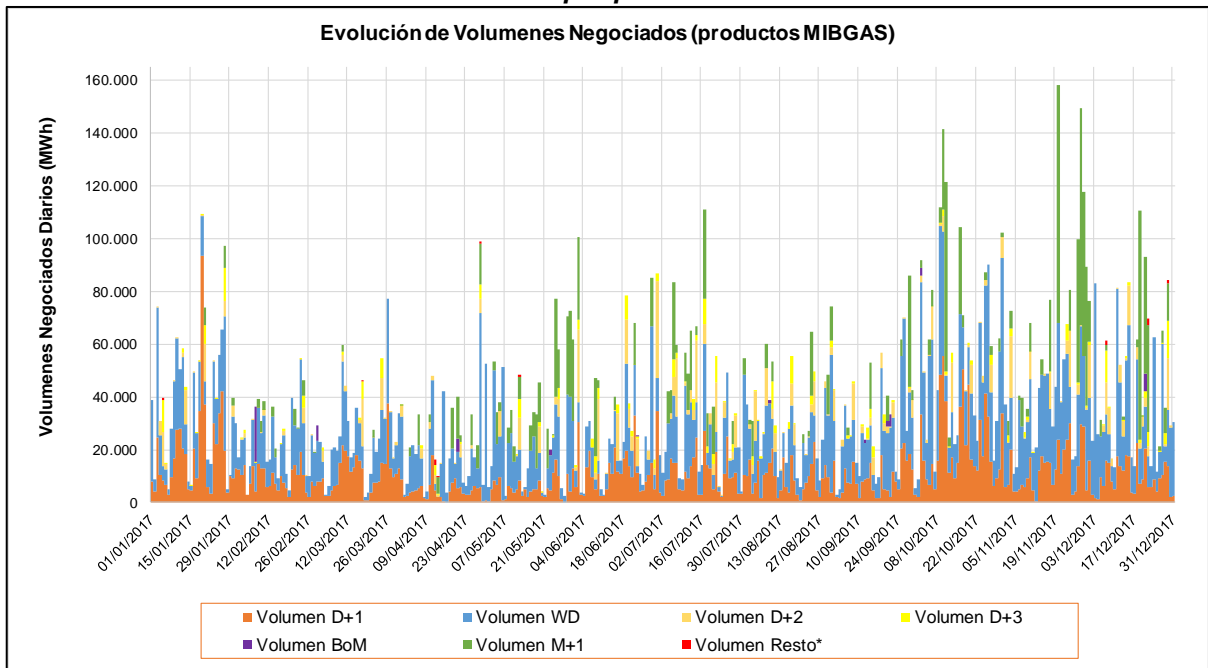
### 6.3. Evolución de los volúmenes negociados por sesión y producto

#### a) Volumen negociado por sesión de negociación

A lo largo de 2017, continúa la tendencia al incremento del volumen negociado por sesión, como es de esperar en un mercado de reciente implantación.

Así, el volumen promedio negociado por sesión pasa de 18 GWh/día en el año 2016, a un volumen **promedio anual de 36,6 GWh/día** en 2017. La tendencia también es creciente a lo largo del año, y el volumen medio negociado en el cuarto trimestre (generalmente el de mayor actividad, por ser el inicio del periodo invernal), asciende a 53,6 GWh/día.

**Figura 20. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2017, 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)

La sesión con mayor volumen negociado durante 2017 fue el 20 de noviembre, con **158,2 GWh**, registrándose el mayor volumen negociado entre comercializadores hasta esa fecha (excluidas las compras de gases regulados). Desde el comienzo del funcionamiento del mercado organizado, la sesión con el mayor volumen negociado fue la del 30 de junio de 2016, con **215 GWh**, en el que se realizó la primera compra mensual de gas colchón para Yela, con entrega en julio, concentrado en una sola sesión.

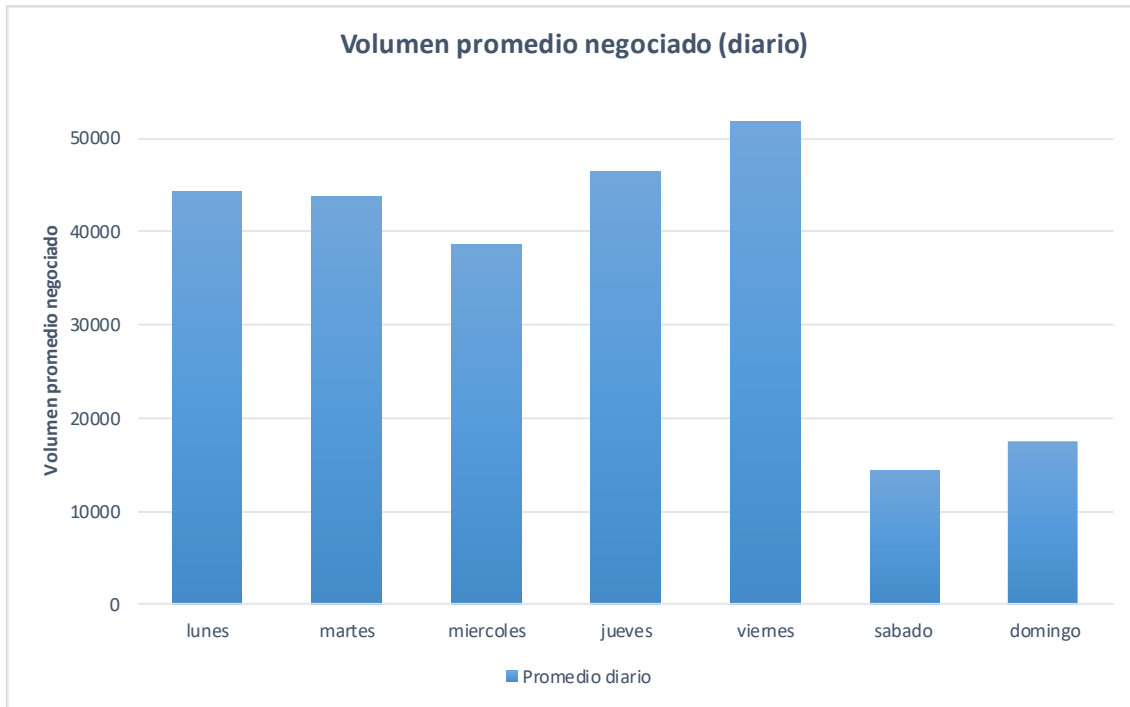
El mes con mayor volumen negociado es octubre, con un total negociado de 1.827 GWh/mes, muy por encima de la media anual, de 1115 GWh/mes.

A lo largo de 2017, se superaron los 100 GWh en varias sesiones de negociación de los meses octubre y noviembre. Destacar los 149,6 GWh negociados el día 28 de noviembre (relacionado con un gran volumen negociado entre comercializadoras) y el día 10 de octubre con un total de 141,6 GWh (repartidos entre acciones de balance de compra del GTS, compras entre comercializadoras y adquisición de gases regulados).

El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana, cuando el promedio de negociación diaria se sitúa entre 14 y 16 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen promedios de negociación diaria de entre 38 y 52 GWh/día durante el año 2017.

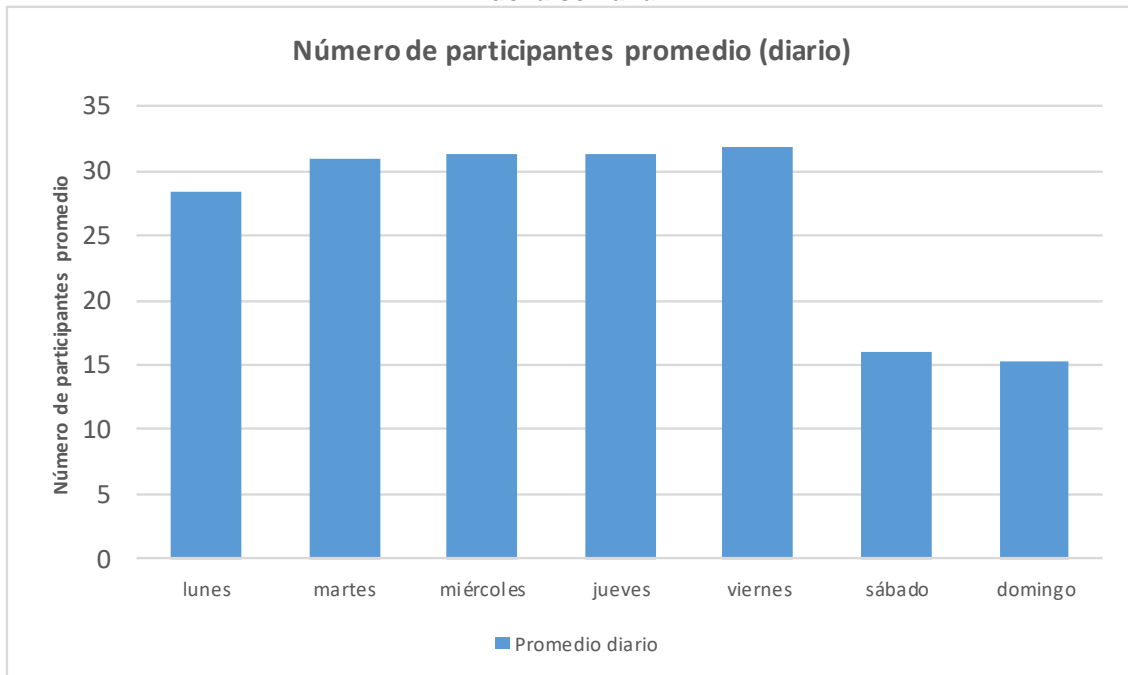


**Figura 21. Volumen de negociación diaria en el MIBGAS en 2017, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Figura 22. Número de agentes participando en el MIBGAS en 2017, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## b) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2017, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de la plataforma de mercado fue de 104.552, lo que supone un promedio de 286 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 46.704 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (12.638 ofertas) y en el producto intradiario (28.202 ofertas).

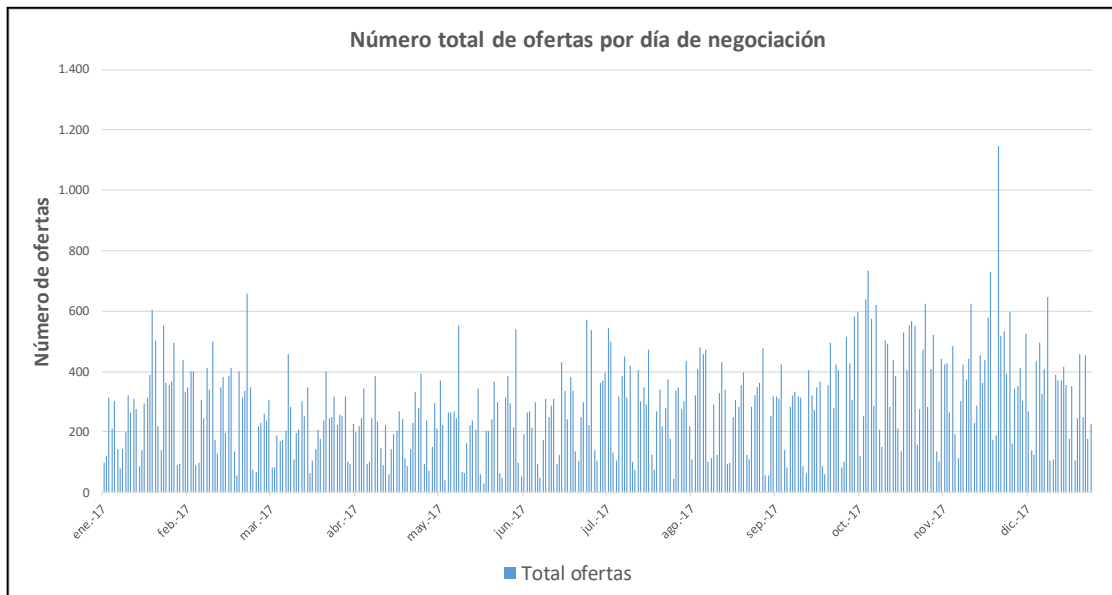
**Tabla 1. Número de ofertas y transacciones (2016-2017)**

	2016	2017
<b>Número total de ofertas de compra o venta</b>	39.338	104.552
<b>Ofertas por día (promedio diario)</b>	108	286
<b>Total de transacciones</b>	10.607	46.704

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

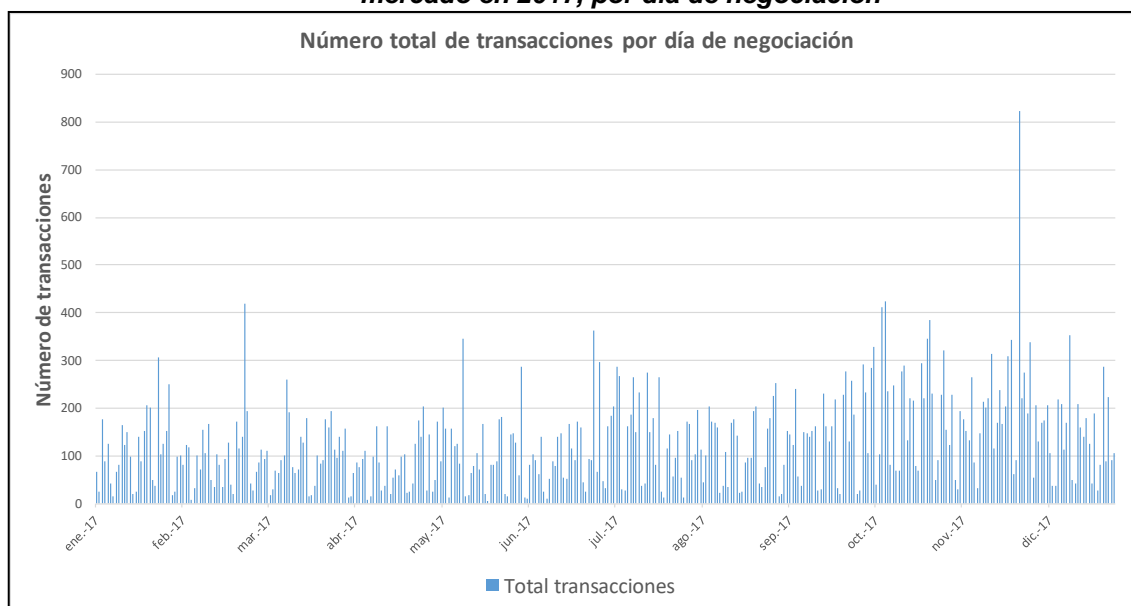
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación, concentrándose las sesiones con mayor volumen en el último trimestre del año, como se observa en las siguientes figuras.

**Figura 23. Evolución del número de ofertas introducidas en la plataforma de mercado en 2017, por día de negociación**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

**Figura 24. Evolución del número de transacciones casadas en la plataforma de mercado en 2017, por día de negociación**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

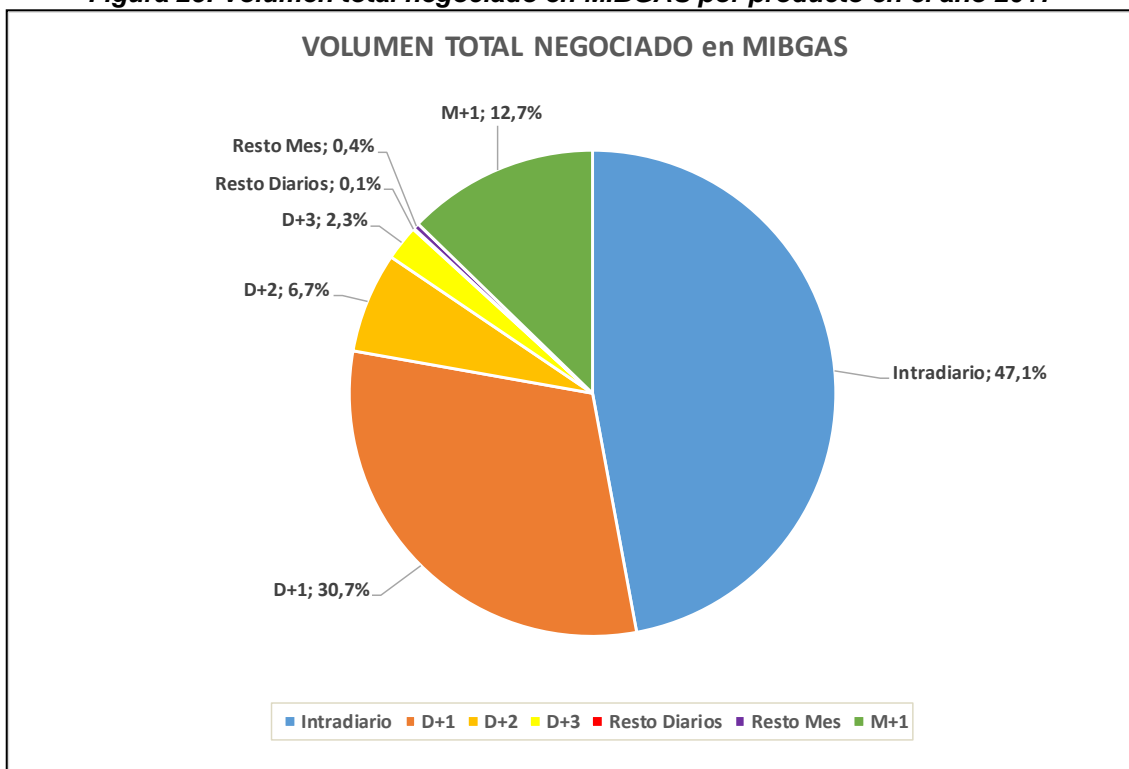
La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2017, fue la del 27 de noviembre, con 1.145 ofertas, que dieron lugar a 824 transacciones entre agentes y se negociaron 99,85 GWh.

### **c) Volumen negociado en MIBGAS por producto**

En el conjunto de 2017, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 47,1% del volumen total negociado, seguido del producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 30,7% del volumen.

Por otro lado, se ha producido un aumento en la negociación del producto mensual, que alcanza el 12,7% del mercado, hecho especialmente notable en el segundo semestre del año, impulsado por la introducción de los creadores de mercado voluntarios.

**Figura 25. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2017**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

**Tabla 2. Volúmenes negociados por producto (MWh) hasta diciembre de 2017**

Mes	INTRADIARIO	DIARIO						BoM	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6			
<b>Total 2016</b>	<b>2.309.101</b>	<b>2.635.328</b>	<b>252.651</b>	<b>133.446</b>	<b>3.427</b>	<b>400</b>	<b>-</b>	<b>226.533</b>	<b>1.005.204</b>	<b>6.566.090</b>
Enero	557.766	583.380	60.722	34.706	442	-	-	-	17.920	1.254.936
Febrero	370.873	251.624	13.850	7.075	-	-	-	21.000	31.000	695.422
Marzo	431.409	342.032	45.988	18.200	360	-	-	6.000	5.700	849.689
Abril	421.046	128.932	23.925	11.592	2.552	333	-	5.000	93.310	686.690
Mayo	449.882	174.434	41.296	13.661	750	-	-	2.000	262.200	944.223
Junio	301.350	364.962	154.992	42.221	-	-	-	700	103.230	967.455
Julio	442.316	330.031	123.296	47.051	-	-	-	-	182.590	1.125.284
Agosto	487.140	288.619	87.371	41.698	-	-	-	1.100	88.500	994.428
Septiembre	478.241	270.876	66.690	19.023	-	-	-	7.580	82.460	924.870
Octubre	864.104	691.719	77.671	14.502	-	-	-	2.900	176.700	1.827.596
Noviembre	745.565	376.032	82.145	16.752	-	-	-	-	429.040	1.649.534
Diciembre	749.784	304.017	114.700	45.452	5.513	-	-	7.000	229.400	1.455.866
<b>Total 2017</b>	<b>6.299.476</b>	<b>4.106.658</b>	<b>892.646</b>	<b>311.933</b>	<b>9.617</b>	<b>333</b>	<b>-</b>	<b>53.280</b>	<b>1.702.050</b>	<b>13.375.993</b>
Variación 16/17	172,8%	55,8%	253,3%	133,8%	180,6%	-16,8%	0	-76,5%	69,3%	103,7%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En comparación con el año 2016, el producto que más crece en términos de volumen negociado en 2017 es el producto intradiario (+172,8%), que se consolida como herramienta de los usuarios para gestionar su posición de balance. Además, a partir de abril de 2017, el GTS está realizando todas sus

acciones de balance de manera preferente sobre el producto intradiario, contribuyendo al crecimiento del mismo.

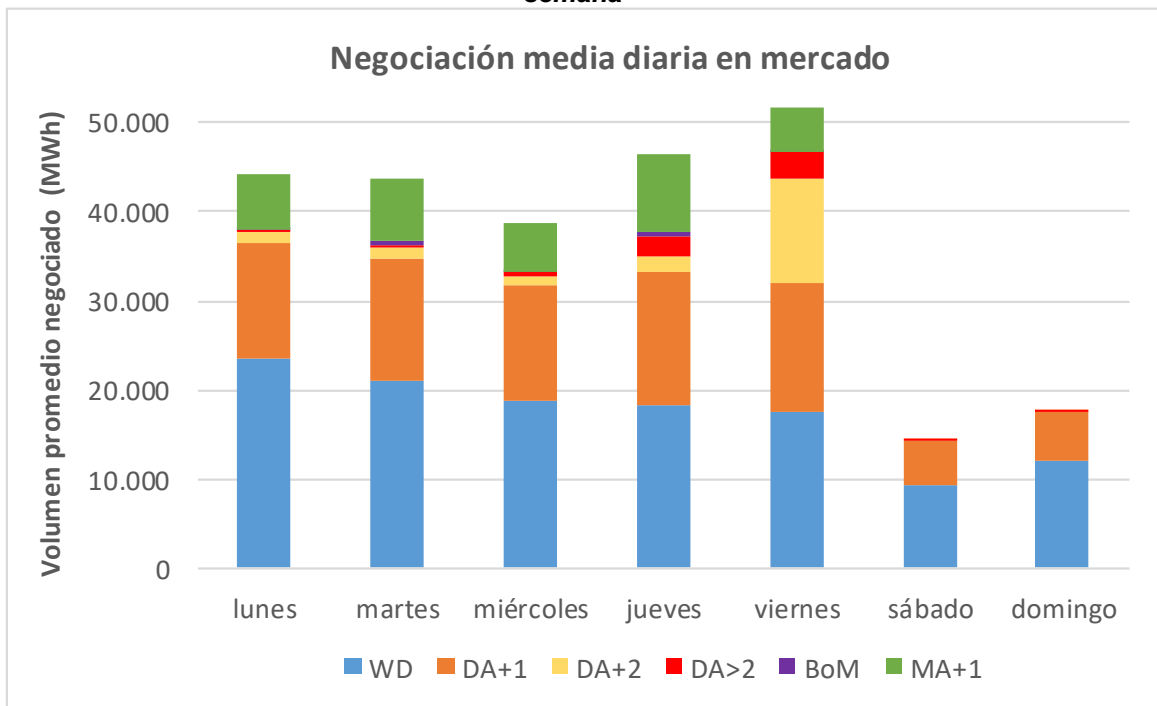
El volumen negociado del producto diario crece un 55,8 % en 2017, si bien cede el liderazgo al producto intradiario por su mayor crecimiento.

También se consolida la negociación de otros productos diarios (D+2, D+3 o superior), que 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 10% del volumen negociado en MIBGAS.

El producto mensual experimenta un crecimiento del 69 % en 2017, impulsado por la actuación de los creadores de mercado, lo que permite compensar las menores compras de gas colchón realizadas en este año

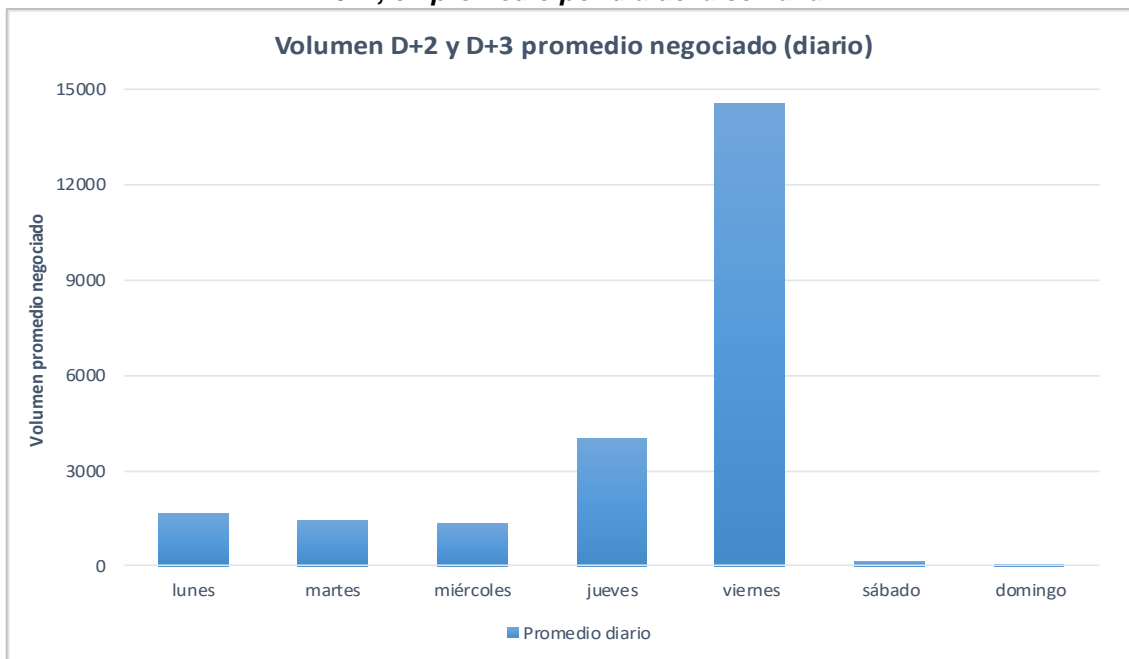
Si ahora tenemos en cuenta los volúmenes de mercado sobre el total de mercado, en la siguiente figura se observa cómo, si bien normalmente los productos diarios suponen la mitad de lo negociado en el mercado, los viernes los productos diarios representan la mayor parte de lo transaccionado en el mercado, ya que los agentes anticipan sus transacciones para evitar operar en el fin de semana.

**Figura 26. Volúmenes negociados en el MIBGAS en 2017, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Figura 27. Volumen de negociación diaria de los productos D+2 y D+3 en el MIBGAS en 2017, en promedio por día de la semana**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

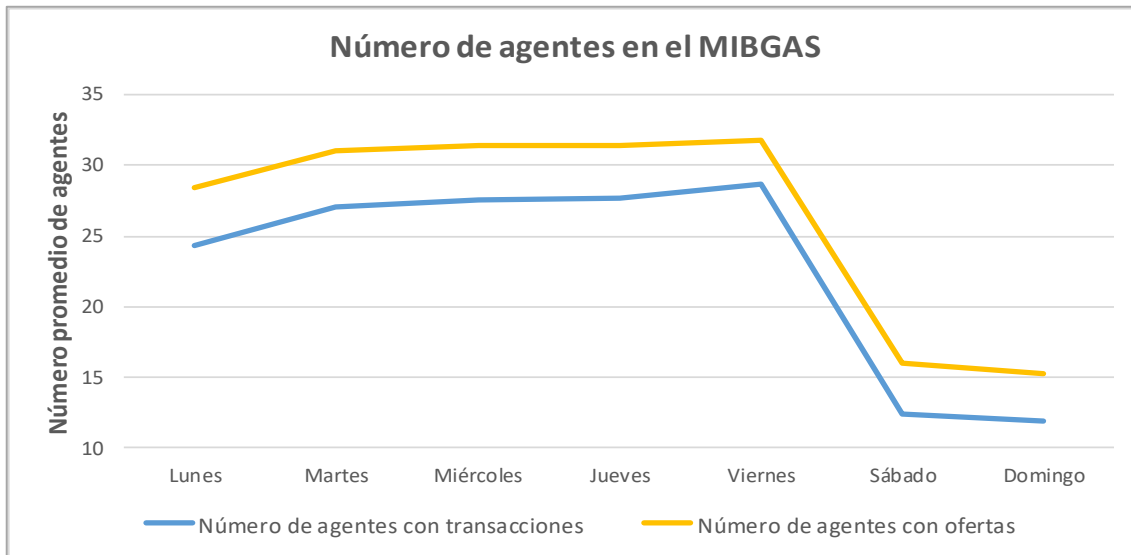
El volumen negociado de los productos DA+2 y DA+3, supone un 10% del volumen del producto DA a lo largo de la semana, salvo el viernes, en el que alcanzan un volumen negociado similar al negociado en el DA+1.

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían entre 24 y 29 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 12 los fines de semana. Algo similar ocurre con el número de agentes que presentan ofertas, el número en este caso varía entre los 28 y 32 agentes entre semana y se reduce a 15 los fines de semana.

Estas cifras indican una acusada diferencia en la presencia de agentes en el mercado entre semana y los fines de semana.



**Figura 28. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en el MIBGAS en 2017, en promedio por día de la semana**



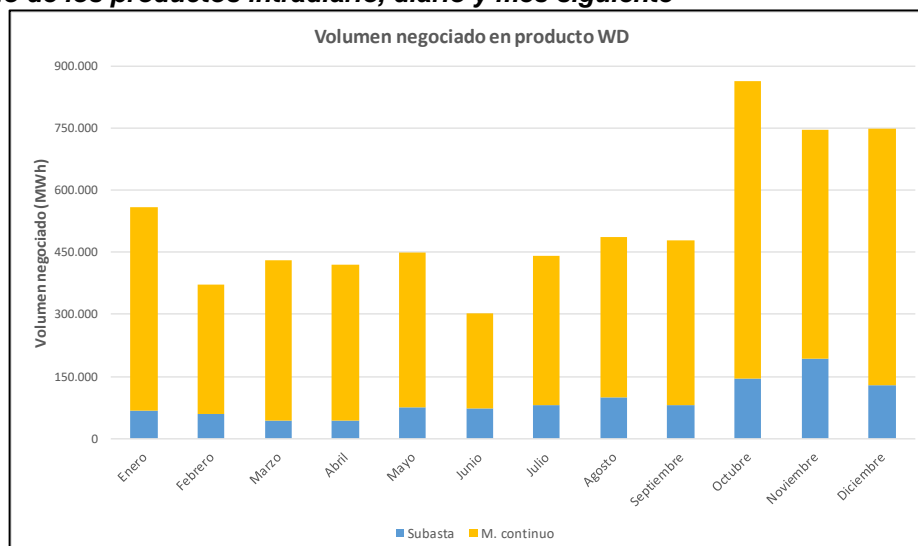
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

El volumen total negociado durante 2017 en las subastas fue del 24,75%, mientras que en el mercado continuo fue del 75,25%, por lo que predominan las operaciones en el mercado continuo.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 17,2% en la subasta y el 82,8% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 35,9% en la subasta y el 64,0% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 24,3% en la subasta y el 75,7% en el continuo.

**Figura 29. Volúmenes de gas negociados en la subasta de apertura y en el mercado continuo de los productos intradiario, diario y mes siguiente**





Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En general, en el transcurso de 2017, MIBGAS evoluciona hacia un mercado progresivamente más líquido, en el que se incrementan las transacciones del producto intradiario, hecho que es especialmente llamativo durante el cuarto trimestre del año. La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo, para los tres tipos de productos representados.

También destacar el incremento de liquidez en el producto mensual desde el establecimiento de la figura de los creadores de mercado voluntarios. Se espera que esta tendencia se consolide con la introducción de la figura de los creadores de mercado obligatorios en el año 2018.

#### 6.4. Análisis 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 2017.

En conjunto, las medidas de fomento de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2017, proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 3.242 GWh, lo que supone el 24,2% del total negociado.

La siguiente tabla recoge el volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el volumen aportado por las distintas medidas de fomento de la liquidez.

Se observa como la medida de fomento de la liquidez que mayor volumen aportó en 2017 sobre el total negociado fueron las acciones de balance, seguidas de las compras de gas de operación, mientras que en 2016 la medida que aportó más volumen fue la compra de gas colchón.

**Tabla 3. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2016-2017)**

	Volumen negociado en MIBGAS en 2016		Volumen negociado en MIBGAS en 2017	
	MWh	% sobre volumen negociado en MIBGAS	MWh	% sobre volumen negociado en MIBGAS
Compra gas operación	702.132	10,7%	927.139	6,9%
Compra gas colchón Yela	1.365.050	20,8%	420.007	3,1%
Compra gas talón	388.000	5,9%	0	0,0%
Acciones balance (Compra)	635.834	9,7%	1.106.639	8,3%
Acciones balance (Venta)	107.000	1,6%	549.846	4,1%
Compras entre comercializadores (Compras creadores de mercado)	3.368.074	51,3%	10.372.362	77,5%
	n/a	n/a	238.586	1,8%
<b>Total</b>	<b>6.566.090</b>	<b>100%</b>	<b>13.375.993</b>	<b>100%</b>

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

Yendo al detalle, a lo largo del año 2017 se han incrementado de compras de gas operación en un 32%, alcanzando los 927,1 GWh. Este incremento compensa en parte la caída en un 69,2% de las necesidades de adquisición de gas colchón para el almacenamiento subterráneo de Yela (420 GWh) y la no necesidad de realizar compras de gas talón para nuevas instalaciones en 2017.

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. Las compras entre comercializadores se han incrementado un 67,5%, con un total negociado de 10.372 GWh en 2017.

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 4. 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)
<b>Total 2016</b>	<b>702.132</b>	<b>1.365.050</b>	<b>388.000</b>	<b>635.834</b>	<b>107.000</b>	<b>3.368.074</b>	<b>6.566.090</b>
Enero	137.730	-	-	285.818	-	831.388	1.254.936
Febrero	76.700	-	-	-	55.428	563.294	695.422
Marzo	52.150	-	-	129.834	80.390	587.315	849.689
Abril	56.550	34.731	-	97.301	86.416	411.692	686.690
Mayo	51.200	70.119	-	85.691	-	737.213	944.223
Junio	71.900	63.755	-	-	39.328	792.472	967.455
Julio	73.200	76.315	-	45.130	-	930.639	1.125.284
Agosto	49.880	70.413	-	128.436	-	745.699	994.428
Septiembre	46.300	69.999	-	-	30.250	778.321	924.870
Octubre	122.103	34.675	-	220.006	13.948	1.436.864	1.827.596
Noviembre	85.929	-	-	21.289	-	1.542.316	1.649.534
Diciembre	103.497	-	-	93.134	244.086	1.015.149	1.455.866
<b>Total 2017</b>	<b>927.139</b>	<b>420.007</b>	<b>-</b>	<b>1.106.639</b>	<b>549.846</b>	<b>10.372.362</b>	<b>13.375.993</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

#### 6.4.1. 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 en el MIBGAS por parte del Gestor Técnico del Sistema, que se realiza en la subasta de apertura del producto diario.

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.

La primera compra de gas de operación realizó el 14 de enero de 2016.

A lo largo del año 2017 el GTS ha comprado gas de operación todos los días salvo el 16 de abril, 28 de mayo, 27 de agosto y 3 de diciembre, con un volumen medio de 2.568 MWh por sesión.

Se ha producido un aumento del volumen total negociado de gas operación respecto a 2016, como se observa en la siguiente tabla.

**Tabla 5. Volumen mensual (MWh) de compra de gas de operación (2016-2017)**

Mes	Compra gas operación	
	2016	2017
Enero	52.635	137.730
Febrero	64.568	76.700
Marzo	56.094	52.150
Abril	49.944	56.550
Mayo	29.917	51.200
Junio	62.400	71.900

Julio	49.800	73.200
Agosto	38.500	49.880
Septiembre	64.600	46.300
Octubre	57.490	122.103
Noviembre	81.900	85.929
Diciembre	94.284	103.497
<b>Totales</b>	<b>702.132</b>	<b>927.139</b>

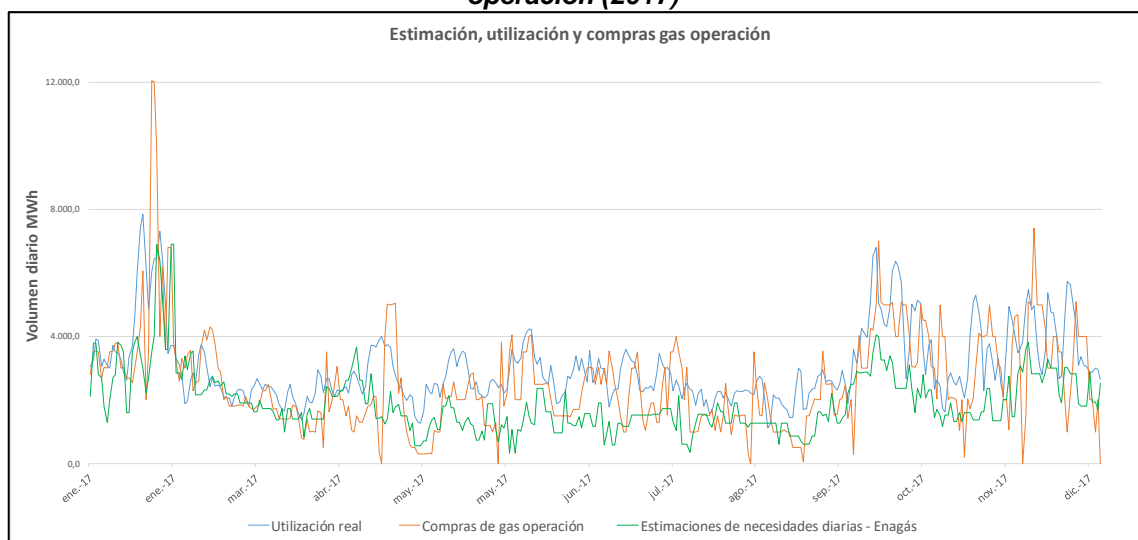
*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

### Comparativa entre las estimaciones de compra, las compras reales en mercado y la utilización de gas operación

El GTS debe publicar una estimación de sus necesidades de gas diarias de gas de operación, a efectos de proporcionar información a los agentes en el mercado del volumen de sus compras en el mercado diario.

En las siguientes figuras se realiza un análisis de la fiabilidad de las estimaciones diarias de gas de operación, comparando dichas estimaciones con las compras reales en el mercado y con la utilización diaria de gas de operación.

**Figura 30. Volúmenes diarios (MWh) de compra, utilización y estimación de gas operación (2017)**

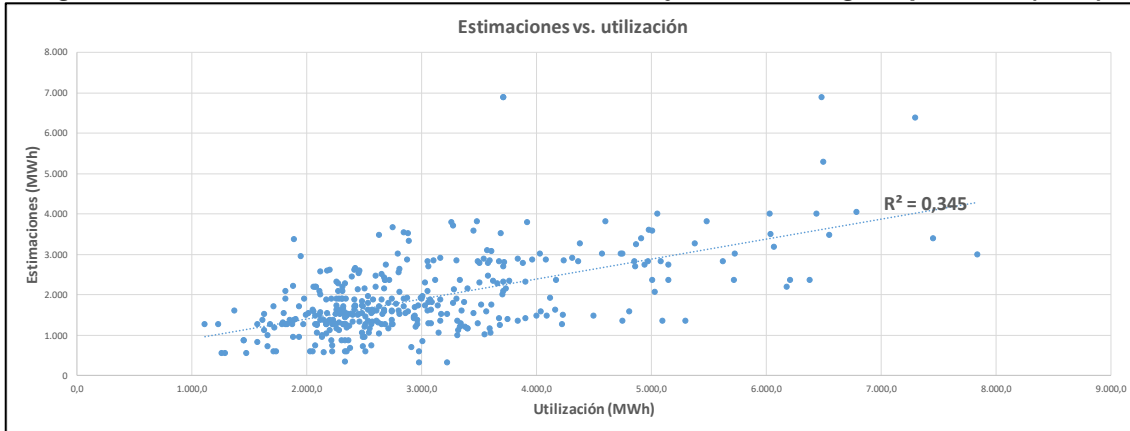


*Fuente: Enagás y elaboración propia*

Como se observa en la figura existen diferencias significativas entre las estimaciones de compra, las compras reales y la posterior utilización diaria del gas de operación.

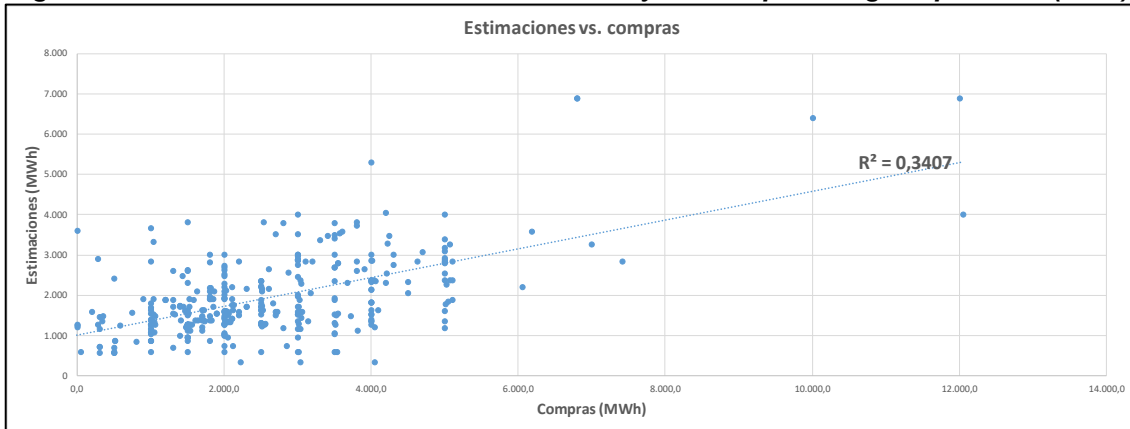
En las siguientes figuras queda recogida la correlación entre las series de datos, siendo esta muy baja.

**Figura 31. Correlación entre el volumen estimado y utilizado de gas operación (2017)**



Fuente: Enagás y elaboración propia

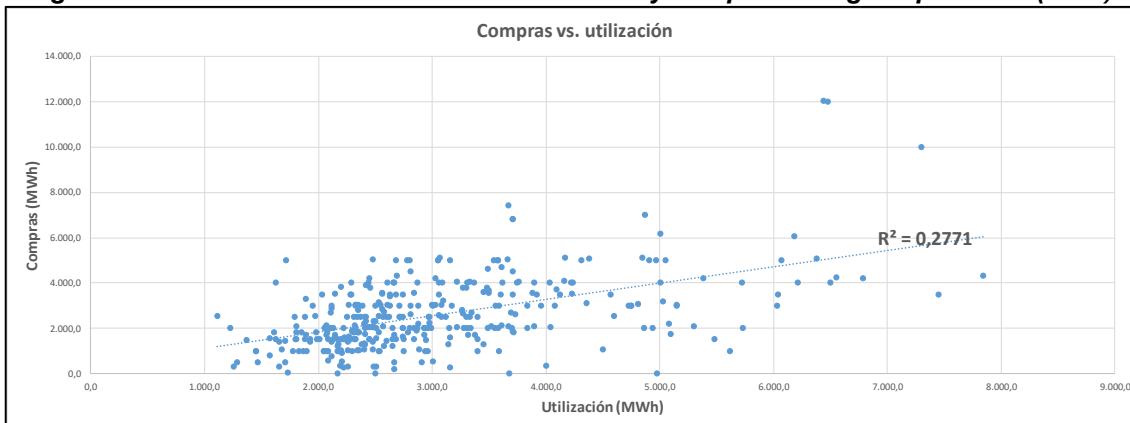
**Figura 32. Correlación entre el volumen estimado y las compras de gas operación (2017)**



Fuente: Enagás y elaboración propia

A título de ejemplo, en la gráfica anterior, se observa que hay 2 días en los que el GTS realizó compras de gas de operación por 12 GWh, a pesar de que había publicado una estimación de 4 y 7 GWh, respectivamente (el día de máxima utilización de gas de operación en 2017 no superó los 8 GWh).

**Figura 33. Correlación entre el volumen utilizado y comprado de gas operación (2017)**



Fuente: Enagás y elaboración propia



A la vista de las tres anteriores figuras, se considera que el GTS debe mejorar su previsión de estimaciones de compra de gas de operación, ajustando mejor dicha previsión a sus necesidades operativas, y realizar sus operaciones en el mercado de manera más coherente con las previsiones de compra publicadas.

#### 6.4.2. 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.

Las compras de gas colchón pierden importancia en 2017, y no se realizarán en 2018.

#### 6.4.3. Gas colchón para el almacenamiento de Yela

La compra del gas colchón para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2017 supuso en total un volumen de compras en el mercado de 420 GWh, y se realizó entre los meses de abril y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos mes, resto de mes y diario, cumpliendo así mismo con lo dispuesto en la Resolución de 6 de junio de la Secretaría de Estado de Energía.

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 añadirá 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.

**Tabla 6. Volumen mensual (MWh) de compra de gas colchón (2016-2017)**

Mes	Compra gas colchón	
	2016	2017
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	0	34.731
Mayo	0	70.119
Junio	431.035	63.755
Julio	337.301	76.315
Agosto	227.074	70.413
Septiembre	286.662	69.999
Octubre	82.978	34.675
Noviembre	0	0
Diciembre	0	0
<b>Totales</b>	<b>1.365.050</b>	<b>420.007</b>

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

Como puede apreciarse en 2017 se han reducido a la tercera parte las necesidades de compra de gas colchón para el almacenamiento de Yela.

#### **6.4.4. Gas Talón**

La compra del gas talón ha de realizarse, según lo establecido en la Resolución de la SEE de 6 de junio de 2016, en la subasta de apertura de los productos diario e intradiario.

Durante el año 2017 no se produjeron compras de gas talón.

#### **6.5. Acciones de balance realizadas a través del MIBGAS**

El 6 de octubre de 2016, el GTS llevó a cabo su primera acción de balance realizando compras del producto intradiario de gas. En el conjunto del año 2017, el GTS realizó acciones de balance por un total de 1.656,5 GWh (1.106,6 GWh de compras de gas y 550 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.

##### **6.5.1. Análisis de las acciones de balance del GTS realizadas en el MIBGAS**

A lo largo de 2017, el GTS realizó acciones de balance 64 días. En cuarenta y dos ocasiones, las acciones fueron de compra de gas (1.106.639 MWh) y, en veintidós ocasiones, se realizaron ventas de gas (549.846 MWh). Por tanto, la posición de los agentes a lo largo del año ha sido, en general, corta en gas.

En el cuadro de la página siguiente se muestra un resumen por día de sesión de las acciones de balance realizadas por el GTS correspondientes a compras y ventas de gas del producto diario e intradiario en el mercado continuo a lo largo de 2017, ya que este año no se han producido transacciones de acciones de balance en la subasta.

El volumen promedio de las acciones de balance fue de 25,9 GWh, y el día en que se produjeron mayores compras de gas para el balance del sistema fue el 3 de diciembre (75,9 GWh).

En relación con el producto sobre el que el GTS efectúa las acciones de balance, el producto diario representó el 16,2% del volumen, y el intradiario el 83,8% del volumen de las acciones de balance realizadas en 2017.

Cabe destacar que, a partir del mes de abril de 2017, las operaciones de balance del GTS se realizan prioritariamente en el producto intradiario, antes que en el producto diario, según lo establecido en el Reglamento europeo.

Este cambio en la operativa ha contribuido al crecimiento del volumen negociado del producto intradiario, que como hemos visto, supone el 47% del total negociado en MIBGAS y supera al producto diario como el producto más líquido.

**Tabla 7. Acciones de balance realizadas por el GTS en 2017**

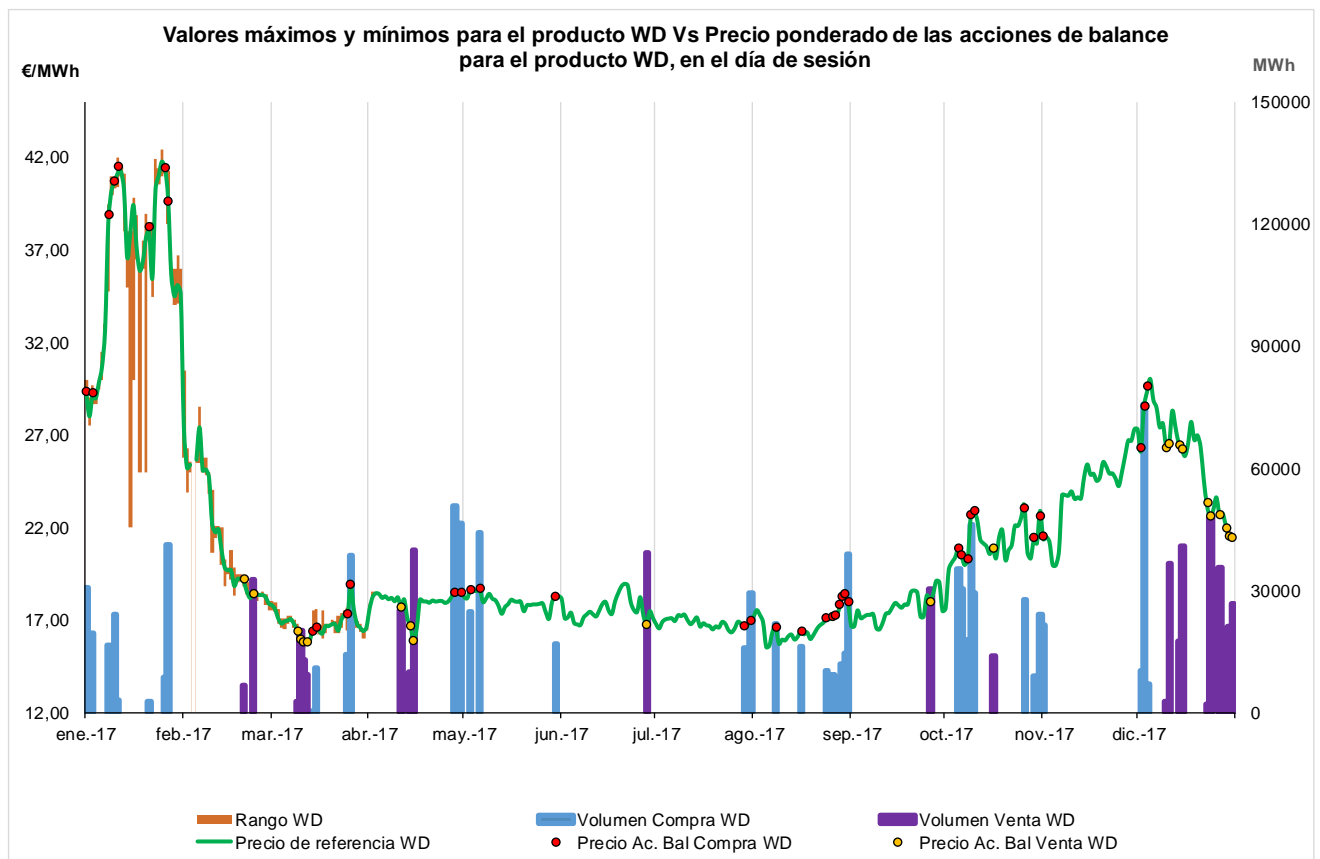
Día de sesión	DIARIO (D+1)		INTRADIARIO		TOTAL (MWh)
	Venta	Compra	Venta	Compra	
01/01/2017		5.200		30.700	35.900
03/01/2017		10.625		19.600	30.225
08/01/2017		6.200		16.500	22.700
10/01/2017		16.450		23.923	40.373
11/01/2017		19.455		3.050	22.505
19/01/2017		43.110			43.110
20/01/2017		11.210			11.210
21/01/2017		3.500		2.800	6.300
26/01/2017		19.500		8.582	28.082
27/01/2017		4.199		41.214	45.413
20/02/2017			6.515		6.515
23/02/2017	16.193		32.720		48.913
09/03/2017			2.500		2.500
10/03/2017	11.000		20.070		31.070
11/03/2017	10.000		13.000		23.000
12/03/2017	14.700		9.120		23.820
14/03/2017		5.240		480	5.720
15/03/2017		10.861		10.803	21.664
25/03/2017		12.753		14.097	26.850
26/03/2017		37.000		38.600	75.600
11/04/2017	11.500		24.916		36.416
14/04/2017			10.000		10.000
15/04/2017			40.000		40.000
28/04/2017				50.792	50.792
30/04/2017				46.509	46.509
03/05/2017				24.791	24.791
06/05/2017				44.000	44.000
30/05/2017				16.900	16.900
28/06/2017			39.328		39.328
29/07/2017				15.750	15.750
31/07/2017				29.380	29.380
08/08/2017				21.698	21.698
16/08/2017				16.070	16.070
24/08/2017				10.263	10.263
26/08/2017				9.272	9.272
27/08/2017				4.296	4.296
28/08/2017				1.584	1.584
29/08/2017				11.822	11.822
30/08/2017				14.431	14.431
31/08/2017				39.000	39.000
26/09/2017			30.250		30.250
05/10/2017				35.356	35.356
06/10/2017				30.398	30.398
08/10/2017				17.816	17.816
09/10/2017				46.127	46.127
10/10/2017				29.399	29.399
16/10/2017			13.948		13.948
26/10/2017				27.730	27.730
29/10/2017				9.000	9.000
31/10/2017				24.180	24.180
01/11/2017				21.289	21.289
02/12/2017				10.256	10.256
03/12/2017				75.875	75.875
04/12/2017				7.003	7.003
10/12/2017			2.500		2.500
11/12/2017			36.500		36.500
14/12/2017			17.348		17.348
15/12/2017			40.904		40.904
23/12/2017			1.839		1.839
24/12/2017			48.048		48.048
27/12/2017			35.665		35.665
29/12/2017			13.539		13.539
30/12/2017			21.203		21.203
31/12/2017			26.540		26.540
<b>Total general</b>	<b>63.393</b>	<b>205.303</b>	<b>486.453</b>	<b>901.336</b>	<b>1.656.485</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

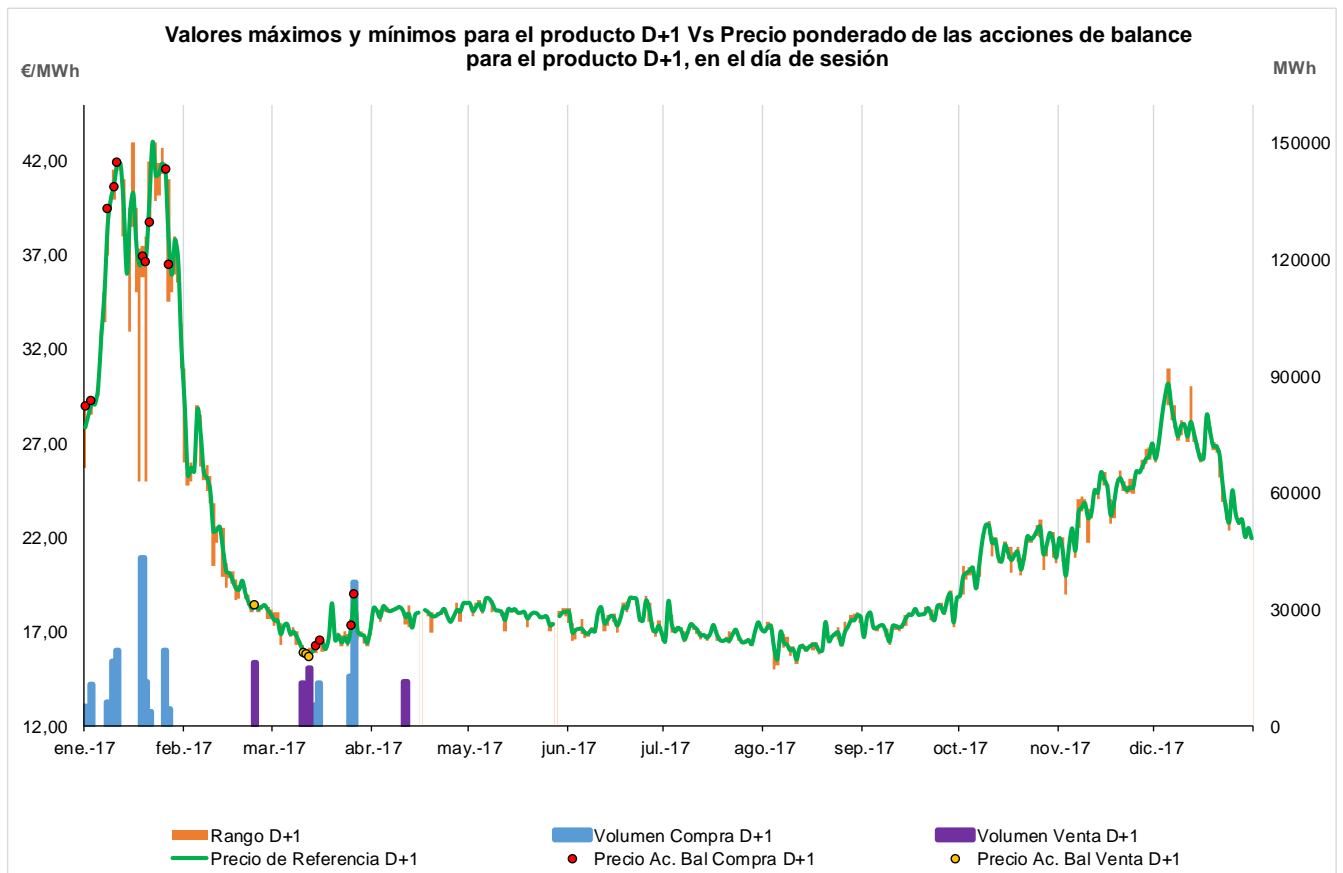
Tomando en cuenta los volúmenes negociados a lo largo del año, en total hay tres días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 49 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y once días en los que fue inferior a 10 GWh. Es decir, 78% del volumen de las acciones de balance se concentra en esos 50 días en los que el volumen negociado se sitúa entre 10-50 MWh. El 5% del volumen se concentra en esos días en los que el volumen negociado supera los 50 MWh y el restante 17% en esos días en los que el volumen negociado no supera los 10 MWh.

En la siguiente figura se puede observar la evolución del precio y volumen de las transacciones realizadas por ENAGÁS GTS correspondiente a acciones de balance a lo largo del año, en comparación con los precios máximos, mínimos y promedio de la sesión correspondiente.

**Figura 34. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado**



Nota: Los días 18 y 19 de enero se produjeron casaciones de 25 MWh a 1€/MWh, debidas a errores humanos, que han sido obviadas en la gráfica.



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

Por otra parte, las acciones de balance pueden tener un efecto lógico en el precio del mercado por el equilibrio entre la oferta y la demanda que rige el buen funcionamiento del mercado: 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.

A lo largo de 2017, en los 64 días en los que el GTS realizó acciones de balance, solamente hubo 14 días en los que el precio marginal del día fue determinado por las acciones de balance del GTS. Las compras de gas por acciones de balance del GTS supusieron un 8,3% del volumen total negociado en MIBGAS en 2017, mientras que las acciones de venta fueron un 4,1%.

Resulta curioso observar que las acciones de venta del GTS se concentran, principalmente, a finales de febrero, principios de marzo y en el mes de diciembre de 2017, en periodos que coinciden con los principales movimientos bajistas del precio del mercado, en los que la demanda real de gas se sitúa por debajo de las previsiones iniciales, y por tanto hay más comercializadores con exceso de gas en su balance.



## 6.6. Previsiones de volúmenes de gases regulados en 2018

En la siguiente tabla se muestran las previsiones del GTS para 2018 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 2017, a efectos de conocer el volumen de liquidez que aportarán estas medidas al mercado en 2018.

**Tabla 8. Volumen programado de compra de gases regulados para el periodo marzo 2018 – febrero 2019**

	Compras reales en 2017 (GWh)	Previsiones de compras (1-marzo-2018 a 28 feb-2019) (GWh)
Gas Talón	0	0
Gas Colchón	420	0
Gas de Operación	927	1.057,3
<b>Total</b>	<b>1.347</b>	<b>1.057,3</b>

Fuente: CNMC

Como se observa en la tabla anterior, el volumen previsto de compras reguladas en 2018 es, aproximadamente, de 1.057 GWh, lo que supone una disminución significativa con el volumen de compras realizadas en 2017 (1.347 GWh), ya que no se prevé adquirir gas colchón ni gas talón en 2018.

## 7. ANALISIS DE LA CONTRIBUCIÓN DE LOS CREADORES DE MERCADO A LA LIQUIDEZ DEL MIBGAS

### 7.1. Normativa de aplicación a los creadores de mercado

#### 7.1.1. Creadores de mercado voluntarios (normativa)

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 los creadores de mercado, indicando que las Reglas del Mercado establecerán los términos y condiciones de participación voluntaria de agentes creadores de mercado.

De acuerdo con el punto 2.1.5 de las *Reglas del Mercado* aprobadas por *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 Operador del Mercado, con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el mercado, puede promover Acuerdos de creación de mercado con agentes en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Conforme a lo establecido en las Reglas del Mercado, la *Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado de gas*, aprobó el Modelo de acuerdo de creadores de mercado que recoge los términos y condiciones para la realización de las funciones de creador de mercado de forma voluntaria.

Mediante el Acuerdo de creador de mercado, el comercializador que asume esta función se compromete, desde la fecha de entrada en vigor del acuerdo, a la presentación de ofertas de compra y venta de los productos indicados en el acuerdo, 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), así como a las demás condiciones que se establecen en dicho acuerdo, a cambio de una contraprestación económica.

Además, 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 más el producto de compra que haya casado el creador de mercado no supere la cantidad máxima a casar por sesión de negociación.

El creador de mercado podrá realizar libremente ofertas adicionales a los diferentes productos conforme a las reglas de mercado.

### **7.1.2. Creadores de mercado obligatorios (normativa)**

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, añadió una Disposición adicional trigésimo cuarta en la Ley 34/1998, que indica que el Gobierno podrá obligar a los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes a actuar de creadores de mercado en el MIBGAS.

Según lo dispuesto en la D.A. 34 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

El Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017 estableció la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural por un periodo de cuatro años. Actualmente, son operadores dominantes en el sector del gas natural los grupos empresariales Gas Natural Fenosa y Endesa<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Resolución de la CNMC de 31 de octubre de 2017 por la que se establecen y hacen públicas, a lo dispuesto en la DA Tercera del RD-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.

El Acuerdo del Consejo de Ministros se complementa con dos resoluciones de desarrollo<sup>14</sup> que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, y que recogen, con muy pocas variaciones, la metodología propuesta por la CNMC.

El establecimiento de esta obligación se resume en el conjunto de parámetros que figuran en la siguiente tabla.

**Tabla 9. Obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes**

	Propuesta Resolución	
	Diario D+1	Mes siguiente
Volumen Anual máximo a casar	5,68% de su volumen de aprovisionamiento	
Productos en los que debe actuar	Si	Si
Límite máximo requerido de cantidad a casar por sesión de negociación.	34%	66%
Cantidad mínima ofertada en cada momento en compra o venta por producto.	500 MWh/día	100 MWh/día
Separación de precios	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh
Separación máxima de precios en condiciones de fast market	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ≤1 €/MWh si el precio del producto varía más de 2 €/MWh sobre el precio inicial de la sesión de negociación</li> <li>• ≤1,5 €/MWh si el precio varía más de 3 €/MWh</li> </ul>	
Numero de sesiones en las que el creador de mercado estará exonerado de sus obligaciones de presentación de ofertas	Durante tres sesiones al mes, consecutivas o no, siempre que medie un preaviso mínimo de diez días naturales.	
% diario de tiempo del periodo de contratación en que el creador de mercado estará exonerado de sus obligaciones de presentación de ofertas.	20% de cada sesión (en el fin de semana, la obligación de presencia será del 100% en la franja de 10:00 a 13:00)	
Otras causas de exoneración de obligaciones de presentación de ofertas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situación técnica extraordinaria del agente</li> <li>• Acceso a información privilegiada (hasta que se haga pública)</li> <li>• Declaración de SOE nivel 1 y 2</li> <li>• Por acciones de balance, de duración: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hasta dos horas: mientras dure la acción</li> <li>• Superior a dos horas: el periodo diario exento se amplía al 40%</li> </ul> </li> </ul>	

<sup>14</sup> Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, y Resolución de la DGPEyM de fecha 20 de diciembre de 2017

La empresa Endesa Energía S.A. comenzó a operar como creador de mercado obligatorio el día 2 de enero de 2018 y la empresa LA ENERGÍA S.A. (por parte del Grupo Gas Natural Fenosa – Naturgy) el día 3 de enero.

## **7.2.Convocatorias del servicio de creador de mercado voluntario realizadas en 2017**

La primera adjudicación fue aprobada por Resolución de la DGPEM del 20 de enero de 2017 (previo informe de la CNMC de 10 de enero de 2017), en la que se adjudicaba el servicio a la empresa GUNVOR INTERNATIONAL BV Amsterdam, Geneva Branch, hasta el final del primer semestre de 2017.

Durante el primer semestre, Gunvor International B.V. Amsterdam actuó como creador de mercado en los productos diario y mensual.

La segunda adjudicación fue aprobada por Resolución de la DGPEM en junio de 2017 (previo informe de la CNMC de 28 de junio de 2017), en la que se adjudicaba el servicio a la empresa AXPO IBERIA SLU, hasta el final del segundo semestre de 2017, con fecha de inicio efectiva notificada por MIBGAS desde el 4 de julio de 2017.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2017 se muestran en la siguiente tabla:  
**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 10. Condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en 2017**  
**[FIN CONFIDENCIAL]**

La reducción del spread a 0,50€/MWh fue positiva, dando lugar a una mayor casación como se muestra en el apartado posterior.

El tercer procedimiento de adjudicación del servicio de creador de mercado se realizó en el último trimestre de 2017, para la prestación de servicio en el primer semestre de 2018.

La adjudicación fue aprobada por Resolución de la DGPEM el 21 de diciembre de 2017 (previo informe de la CNMC de 19 de diciembre de 2017), en la que se adjudicó el servicio a la empresa ENGIE ESPAÑA S.L.U., para el primer semestre de 2018.

La empresa ENGIE ESPAÑA S.L.U. comenzaba a operar como creador de mercado voluntario el día 1 de enero de 2018, únicamente sobre el producto mensual.

### **7.2.1. Actividad de los Creadores de mercado voluntarios en el año 2017**

El grado de presencia del creador de mercado en cada sesión se analiza verificando que se cumplen tres criterios principales: Cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 100 MWh durante el 80% del

tiempo de la sesión de negociación, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo, y tiempo de reposición de ofertas casadas inferior o igual a 5 minutos.

De acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado, durante el primer y segundo semestre, tanto GUNVOR como AXPO Iberia cumplieron con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos Acuerdos de creador de mercado, con un grado de presencia en el caso de GUNVOR de 95 sesiones para el producto mensual y 92 para el diario (con 10 sesiones en las que solicita la exoneración) y en el caso de AXPO, con un grado de presencia de 122 sesiones (con 6 sesiones en las que solicita exoneración).

En relación con los volúmenes negociados, en el producto diario (D+1), y desde el comienzo de prestación del servicio (día 30 de enero) hasta el 31 de junio, GUNVOR realizó casaciones en un total de 89 sesiones (de un total de 152), con un volumen total de compras y ventas de 50.596 MWh y 42.439 MWh respectivamente, que han supuesto el 3,9% y el 3,3% del total negociado para dicho producto.

	Volumen GUNVOR en D+1 (MWh)	Volumen TOTAL en D+1 (MWh)	% sobre total negociado	Nº días con transacciones	% sobre total sesiones
<b>COMPRAS</b>	50.596	1.284.124	3,9%	65	42,8%
<b>VENTAS</b>	42.439	1.284.124	3,3%	65	42,8%

Por su parte, en el producto mensual (M+1) y durante el periodo de prestación del servicio, GUNVOR ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 23 sesiones (de un total de 105 sesiones del semestre), con un volumen total de 59.860 MWh y 44.890 MWh respectivamente, que han supuesto el 12,0% y el 9,0% del total negociado para dicho producto.

	Volumen GUNVOR en M+1 (MWh)	Volumen TOTAL en M+1 (MWh)	% sobre total negociado	Nº días con transacciones	% sobre total sesiones
<b>COMPRAS</b>	59.860	498.240	12,0%	13	12,4%
<b>VENTAS</b>	44.890	498.240	9,0%	11	10,5%

Durante el segundo semestre, Axpo Iberia, S.L.U. actuó como creador de mercado únicamente en el producto mensual. Su presencia en el mercado dio como resultado la realización de casaciones con otros comercializadores en un total de 47 sesiones (de un total de 124 sesiones del semestre), con un volumen total de compras y ventas según la tabla siguiente:

	Volumen AXPO en M+1 (MWh)	Volumen TOTAL en M+1 (MWh)	% sobre total negociado	Nº días con transacciones	% sobre total sesiones
<b>COMPRAS</b>	128.130	1.188.690	10,78%	23	18,70%
<b>VENTAS</b>	221.930	1.188.690	18,67%	31	25,20%

Desde el comienzo de prestación del servicio (día 4 de julio) hasta el 31 de diciembre, AXPO ha realizado transacciones de compra y venta en el producto mensual por un total de 128.130 MWh y 221.930 MWh respectivamente, que han supuesto el 10,8% y el 18,7% del total negociado para dicho producto.

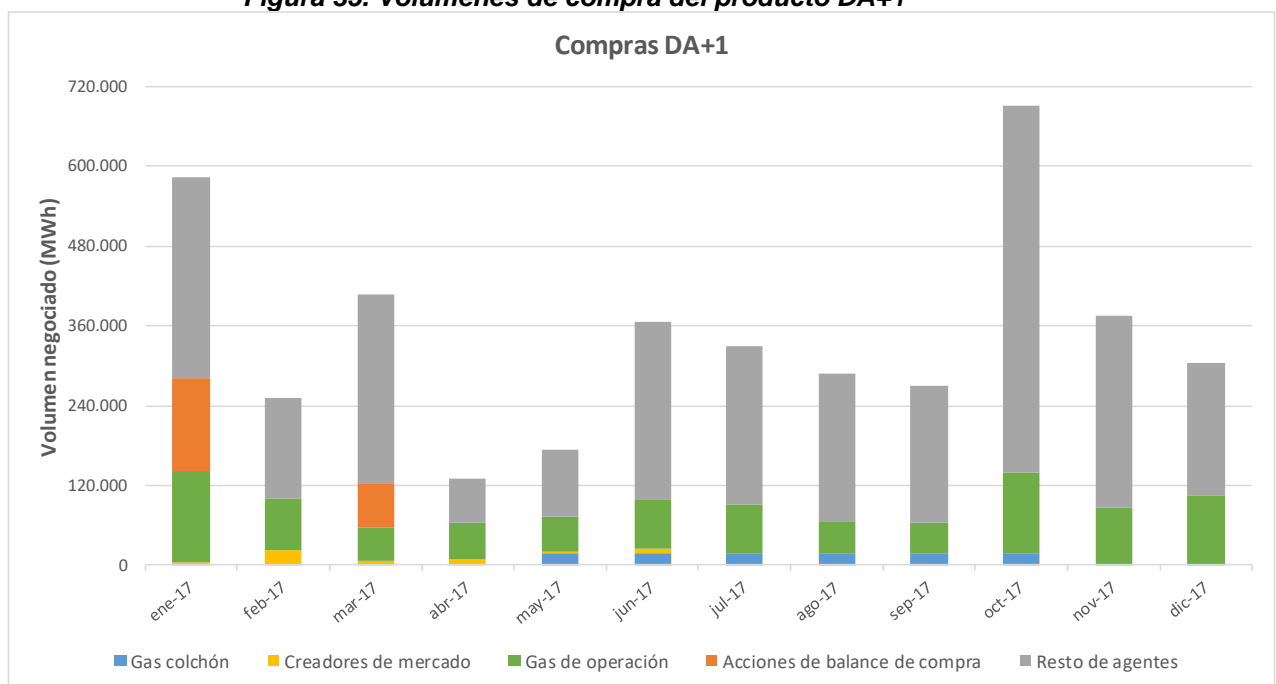
### 7.2.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario

La medida que más volumen aporta a la negociación del producto diario son las compras diarias de gas de operación, que se adquieren completamente a través del producto DA, y supusieron, en el año 2017, un total de adquisiciones de 927.143 GWh, lo que supone el 22,6% de la negociación del producto DA+1 durante el conjunto de 2017.

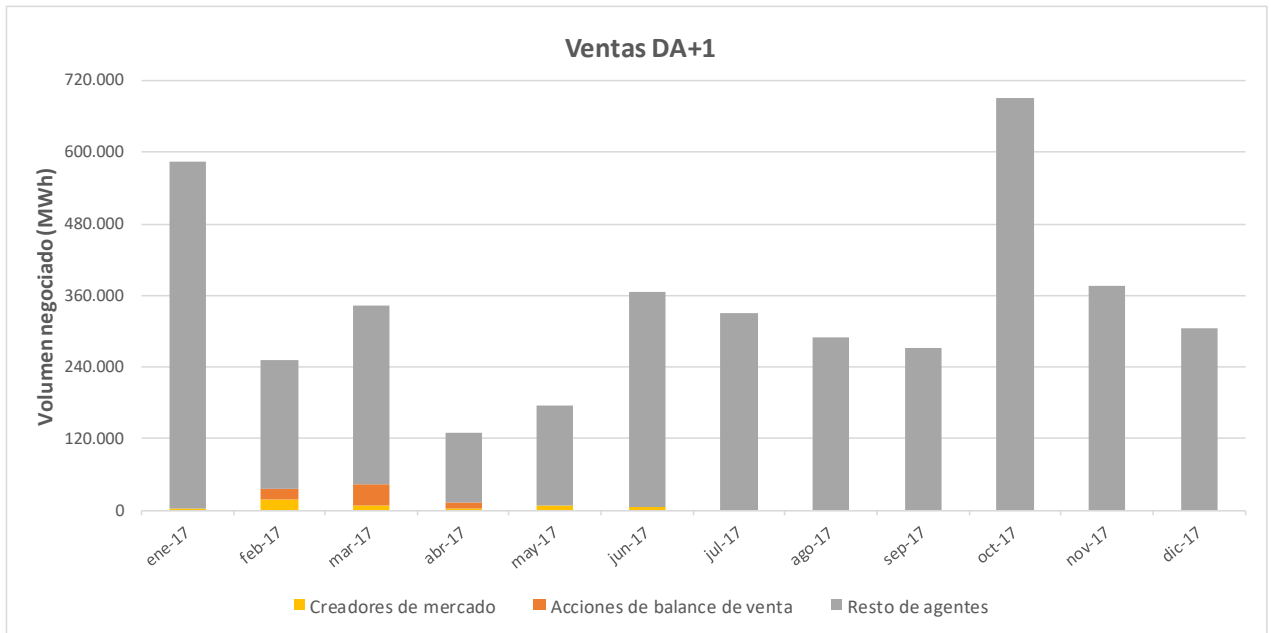
En menor proporción, se sitúan las compras de gas colchón a través del producto diario (105.246 GWh). Mientras que las compras de gas de operación se distribuyen de manera uniforme en todo el año, las compras de gas colchón se concentran en los meses de mayo y octubre.

Entre enero y abril de 2017, el GTS realizó compras para desbalances por un total de 205,3 GWh, y unas ventas de 63,3 GWh en el producto diario. A partir del mes de mayo de 2017, las compras-ventas del GTS para desbalances se concentran preferentemente sobre el producto intradiario, no habiéndose registrado operaciones en el producto diario entre mayo y diciembre de 2017.

**Figura 35. Volúmenes de compra del producto DA+1**



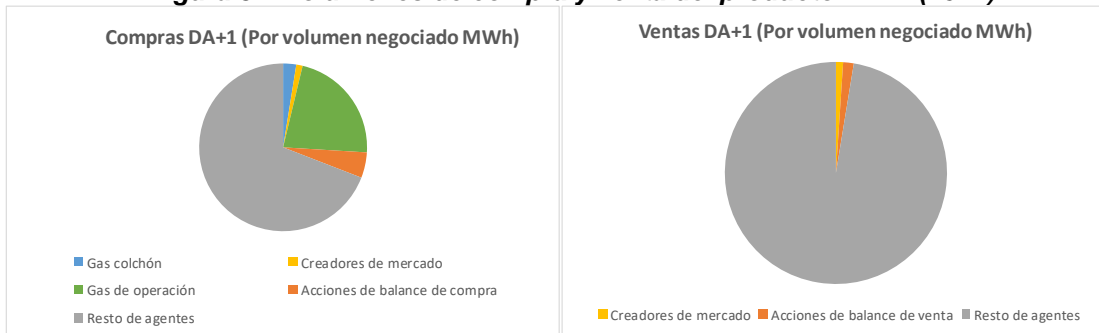
**Figura 36. Volúmenes de venta del producto DA+1**



Fuente: Mibgas y CNMC

En la siguiente figura se exponen los datos anuales agregados.

**Figura 37. Volúmenes de compra y venta del producto DA+1 (2017)**



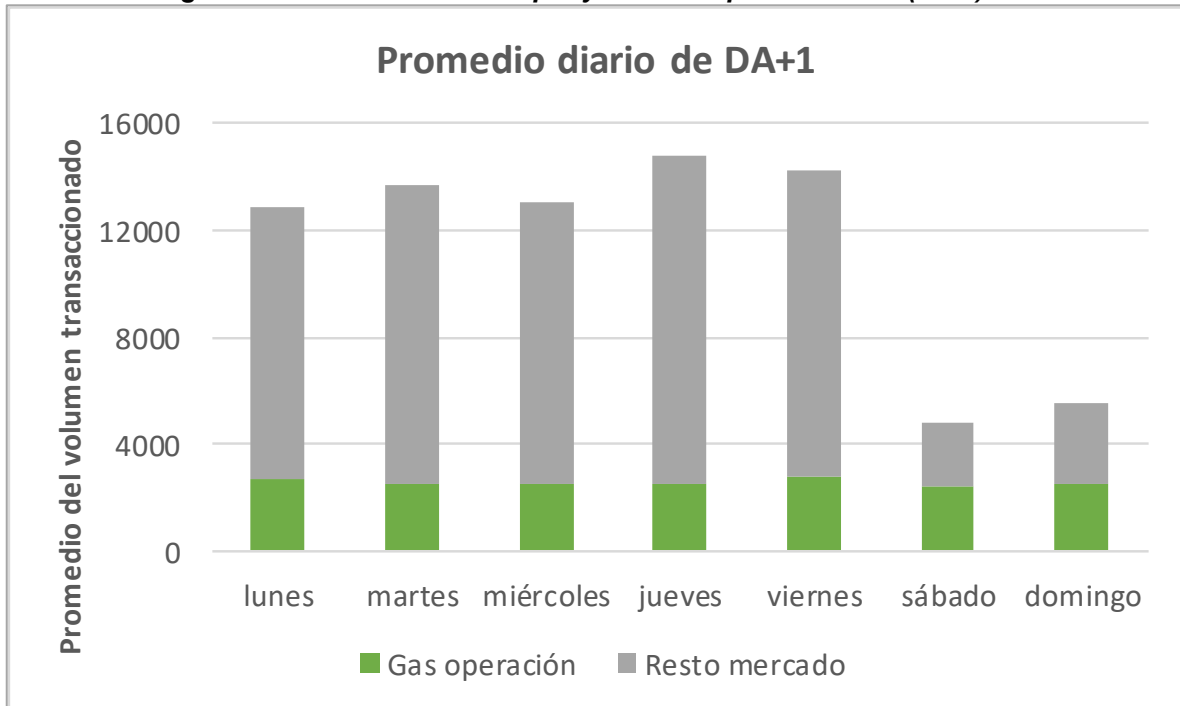
Fuente: Mibgas y CNMC

Como se observa en las figuras anteriores, la principal contribución a la liquidez del producto diario viene determinada por las compras diarias de gas de operación por parte del GTS.

Si ahora comparamos el gas operación comercializado cada día en relación con el total comercializado en el mercado, observamos cómo, como promedio, la cantidad en términos absolutos se mantiene constante a lo largo de la semana. Al bajar la negociación durante los fines de semana, la proporción de compras de gas de operación es mucho mayor durante los sábados y domingos.



**Figura 38. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2017)**



Fuente: Mibgas y CNMC

La regularidad de las compras de gas de operación asegura, además, la realización diaria de operaciones y la fijación del precio de referencia del mercado.

La contribución del creador de mercado a la liquidez del producto DA en el primer semestre fue relativamente pequeña, y no se observa una disminución de la liquidez del producto DA en el segundo semestre, en el que no estuvo operando un creador de mercado.

### 7.2.3. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

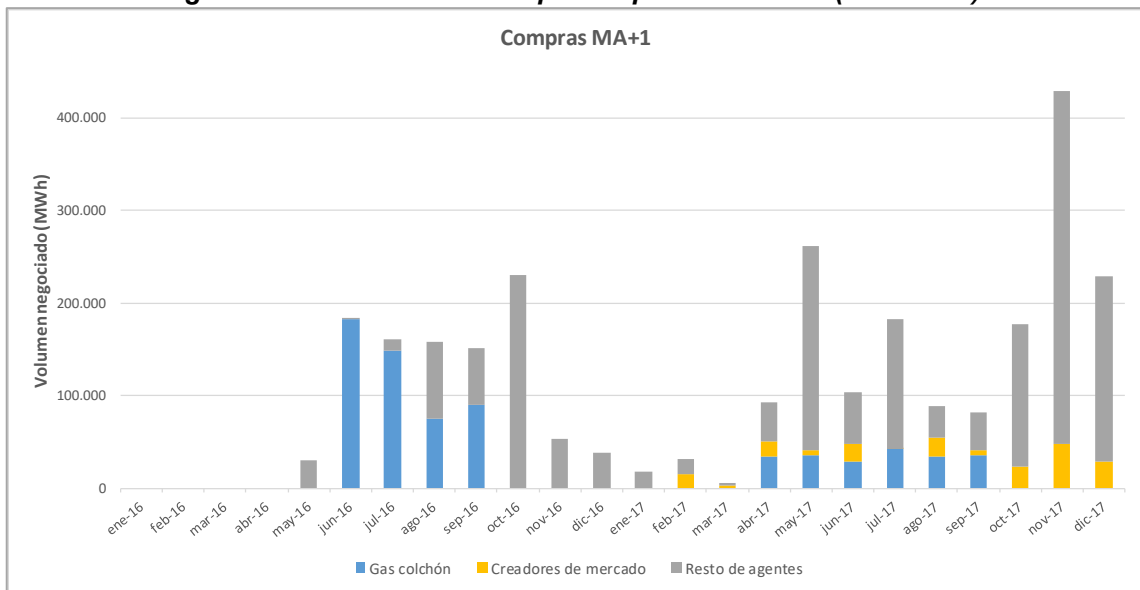
En este apartado se analiza la contribución conjunta de las medidas de liquidez al volumen negociado del producto mensual, que es el que se sitúa a más distancia del volumen negociado en otros mercados europeos.

En el año 2016, la liquidez del producto mensual estuvo sostenida por las compras de gas colchón, observándose muy pocas transacciones en los meses en los que no se realizan estas compras (a excepción de octubre de 2016). Cabe señalar que las compras se realizan en las sesiones de los jueves, lo que proporciona una ventana de liquidez para el producto mensual.

Durante el año 2017, continúa la realización de compras de gas colchón a través del producto mensual, aunque por un volumen bastante inferior a 2016, por las menores necesidades de gas colchón. Estas compras se concentran en los meses entre abril y septiembre, y totalizaron, en el conjunto del año, un volumen de 299.610 GWh.

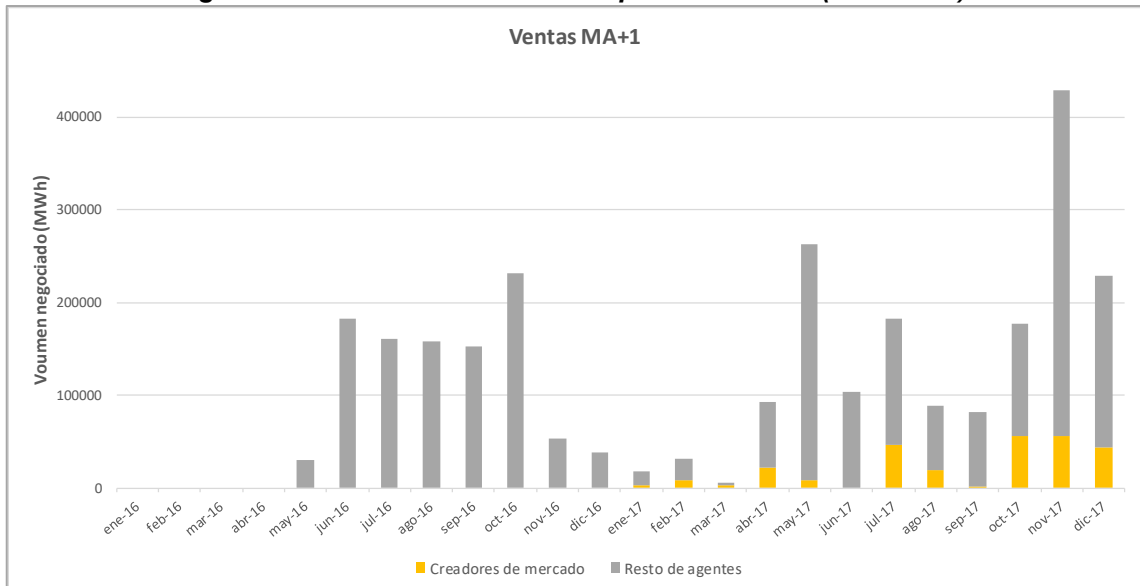
Por otra parte, la actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compraventas algo menor (266.820 GWh de ventas, que equivalen al 15,7% del total de ventas y 187.990 GWh de compra), pero con una presencia diaria en el mercado.

**Figura 39. Volúmenes de compra del producto MA+1 (2016-2017)**



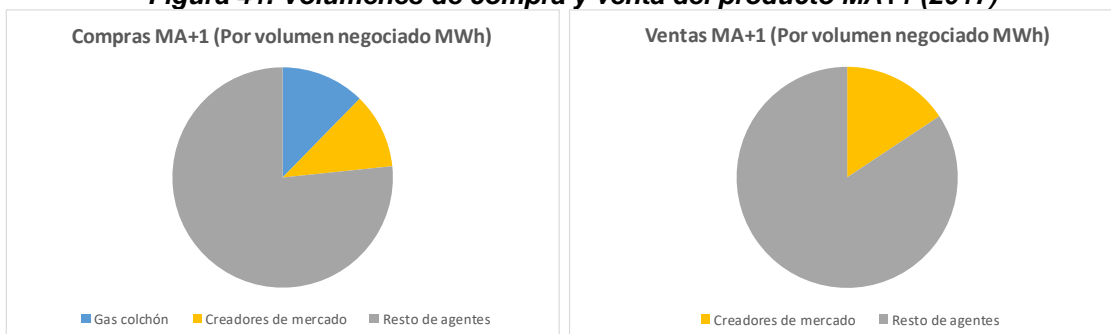
Fuente: Mibgas y CNMC

**Figura 40. Volúmenes de venta del producto MA+1 (2016-2017)**



Fuente: Mibgas y CNMC

**Figura 41. Volúmenes de compra y venta del producto MA+1 (2017)**



Fuente: Mibgas y CNMC

En este caso, el efecto de la presencia de los creadores de mercado no debe medirse únicamente en términos de volumen negociado, sino también en relación con el aumento del número de sesiones en las que se realiza alguna transacción del producto mensual. Así, en el año 2016, se realizaron casaciones en 35 sesiones, mientras que en el año 2017 el número de sesiones con casaciones se incrementó hasta 117 sesiones.

En general, en el conjunto de 2017, se aprecia una tendencia progresiva al incremento de la negociación del producto mensual, que continúa durante 2018, siendo conveniente mantener las medidas de liquidez en este producto. Cabe señalar que, en 2018, la reducción del spread ofertado por los creadores de mercado está incrementando el efecto del creador de mercado en la liquidez de este producto.

## 8. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS

### 8.1. 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 actividad<sup>15</sup> en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 171 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2017. 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.

**Tabla 11. 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
31-12-2017	171	21
<b>Total incorporaciones desde el año 2009</b>		<b>131</b>

Fuente: CNMC

De las 171 empresas comercializadoras de gas natural registradas, hay 46 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 2017 un total de 65 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado (sin contar con los dos agentes que se dieron de baja durante el año).

<sup>15</sup> Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

**Tabla 12. Evolución del número de agentes dados de alta en el Mercado Organizado**

Mes	Nº Agentes Habilitados
Diciembre 2015	16
Junio 2016	29
Diciembre 2016	44
Junio 2017	51
Diciembre 2017	65

*Fuente: MIBGAS*

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

## 8.2. 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 2017, 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.

### 8.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2017, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 56. Entre estos agentes, hay 30 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2017, y 26 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figuran como agentes con saldo neto comprador ENAGAS Transporte y ENAGAS GTS, por los importes de los gases regulados.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 13. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2017**

**[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 11,3% del volumen total negociado. Además, se incluye junto a los datos de MIBGAS las cuotas de ventas de las principales empresas en el mercado minorista, donde las cinco primeras son Gas Natural Fenosa (39,4%), Endesa (16,7%), Unión Fenosa Gas Comercializadora (8,2%), Iberdrola (6,9%), Cepsa (5,0%).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 14. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2017, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista (en rojo los cinco mayores operadores por ventas y en negrita los operadores dominantes)*

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Cabe señalar que los cinco comercializadores con mayor porcentaje de ventas en el mercado minorista en España, que en conjunto suponen un 75% de las ventas a consumidor final, únicamente han negociado un 26,3% del volumen total en el MIBGAS (habiendo participado en el 35,5% 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]**

### 8.2.2. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas

Durante el año 2017, hasta un total de 87 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 1.031.534 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC, según se muestra en la siguiente tabla.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 15. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2017, por agente de mercado*

*Tabla 16. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2017, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista (en rojo los 5 principales operadores por ventas)*

**[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), si bien para algunos grupos empresariales hay más correlación con las cuotas de mercado final que en MIBGAS.

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

El documento *European Gas Target Model review and update*<sup>16</sup> (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:

---

<sup>16</sup> [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

- 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

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, la CNMC ha procedido al cálculo de algunos de los indicadores contenidos en el anexo del GTM, basándose en la metodología establecida en el mismo y utilizando a tal efecto los datos publicados por el operador de mercado mayorista.

### 9.1. Indicadores de liquidez del mercado español

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 17. 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

*Fuente: GTM (ACER)*

Se describen a continuación los resultados del mercado español (MIBGAS) en el año 2017 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.

### 9.1.1. 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 Model<sup>17</sup>. El Operador de Mercado dispone de datos de este indicador desde el 19 de mayo de 2016.

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

**Tabla 18. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2016-2017)**

PRODUCTO	2016		2017		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	
Intradiario	83	97	125	137	≥2000
Diario D+1	44	94	108	125	≥2000
Resto de mes	-	-	-	-	≥470
Mes siguiente	5	0	11	17	≥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 no llega al 5% en el producto mes siguiente. A pesar de este hecho, se ha producido una mejora importante en este indicador, respecto los resultados del año 2017, por un incremento de actividad de los comercializadores y por la actividad de los creadores de mercado voluntarios, que se verá incrementada en 2018, al contar además con los creadores de mercado obligatorios

El mercado MIBGAS no realiza negociación en los productos a plazos mayores.

### 9.1.2. Diferencial entre oferta y demanda (spread)

<sup>17</sup> 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 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).

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

**Tabla 19. Diferencial entre oferta y demanda para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2016-2017)**

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)	% Sesiones con spread disponible	
	2016	2017		2016	2017
Intradiario	2,9%	2,2%	≤0,4%	69,6%	98,6%
Diario D+1	3,7%	3,4%	≤0,4%	64,9%	96,2%
Resto de mes	4,1%	7,5%	≤0,2%	11,9%	23%
Mes siguiente	4,1%	3,4%	≤0,2%	15,7%	92,3%
Mes + 3			≤0,7%		
Mes + 6			≤0,7%		
Mes + 12			≤0,7%		

Fuente: Elaboración propia

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.

Se ha producido un importante aumento en el número de sesiones con spread disponible respecto al año pasado, lo que es especialmente llamativo en los productos intradiario, diario y mensual. Esto se debe a que, durante la primera mitad del año 2016, los agentes comenzaron a operar en la plataforma y el número de negociaciones fue bastante reducido y a que, por otro lado, durante el año 2017 se ha incentivado la presencia en el mercado mensual a través de varias medidas de aumento de liquidez como la operación de los creadores de mercado voluntarios.

Podemos por tanto determinar que hay cada vez una mayor presencia en el mercado, pero todavía no se trata de un mercado eficiente.

Si se analiza la tendencia anual de este indicador a lo largo del año 2017, observamos una reducción progresiva y muy significativa del spread en el producto mensual, como se muestra en la siguiente tabla, hecho que indica la utilidad de la figura de los creadores de mercado.

**Tabla 20. Evolución del diferencial entre oferta y demanda de los productos DA+1, WD y MA en 2017**

MES	DIARIO (%)	INTRADIARIO (%)	MENSUAL (%)
Enero	7,00	5,29	15,47
Febrero	3,02	3,11	3,35
Marzo	2,59	1,97	4,46
Abril	5,57	2,94	3,16
Mayo	2,28	1,78	2,58
Junio	2,35	2,06	3,51
Julio	1,95	1,55	2,49
Agosto	3,11	1,51	2,34
Septiembre	2,19	1,41	2,19
Octubre	3,05	1,82	2,07
Noviembre	3,39	1,54	1,44
Diciembre	3,38	1,87	1,99

*Fuente: Elaboración propia*

### 9.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas

La sensibilidad de precios 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 la siguiente tabla se presentan los resultados de este indicador para los años 2016 y 2017, facilitado por MIBGAS, en base a las ofertas existentes en la Sesión de Negociación en determinados momentos del día.

**Tabla 21. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2016-2017)**

PRODUCTO	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra		Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta		Objetivo GTM (%)
	2016	2017	2016	2017	
Intradiario	0,8%	1,1%	1,0%	1,0%	≤0,02%
Diario D+1	0,8%	1,2%	1,3%	1,0%	≤0,02%
Mes siguiente	2,3%	-	-	1,2%	≤0,1%
Mes + 3					≤0,2%
Mes + 6					≤0,2%
Mes + 12					≤0,2%

Fuente: MIBGAS

#### 9.1.4. 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 GTM 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 2017 todavía están muy alejados de estos valores (con una media de 43 transacciones al día en los productos spot y una en los productos mensuales), según se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 22. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2017 y comparativa con los objetivos del GTM**

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2016	2017	
Intradiario	13,2	43	≥420
Diario D+1	13,2	21	≥420
Resto de mes	0,1	0,04	≥160
Mes siguiente	0,4	1	≥160

Fuente: Elaboración propia

Aunque el número de transacciones es muy bajo, cabe observar una considerable mejora en el número de las mismas a lo largo de 2017, en los productos diario, intradiario y mensual.

**Tabla 23. Evolución del número de transacciones de los productos DA+1, WD y MA en 2017**

MES	DIARIO	INTRADIARIO	MENSUAL
Enero	25,71	28,68	0,16
Febrero	21,61	32,32	0,57
Marzo	21,81	33,42	0,10
Abril	9,83	31,47	0,77
Mayo	12,00	37,13	3,29
Junio	20,13	30,47	0,53
Julio	23,06	42,19	1,55
Agosto	18,52	40,81	0,65
Septiembre	20,33	47,53	0,90
Octubre	36,13	69,23	2,03
Noviembre	26,00	73,40	2,93
Diciembre	17,90	52,32	2,10

Fuente: Elaboración propia

### 9.1.5. 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 2017.

**Tabla 24. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2017**

2017	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	% Sesiones con spread disponible	Compra	Venta	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	125	137	≥2000	2,2%	≤0,4%	98,6%	1,1%	1,0%	-	43	≥420
D+1	108	125	≥2000	3,4%	≤0,4%	96,2%	1,2%	1,0%	≤ 0.02%	21	≥420
Resto de mes	-	-	≥470	7,5%	≤0,2%	23%	NA	1,2%	-	0,04	≥160
Mes siguiente	11	17	≥470	3,4%	≤0,2%	92,3%	NA	NA	≤ 0.02%	1	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En resumen, aunque el mercado español está todavía muy lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM, se observa una progresión en la liquidez a lo largo de 2017, en todos los productos en los que opera MIBGAS.

### 9.2. 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.

### **9.2.1. 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 (HHI<sup>18</sup>), que es una medida del nivel de concentración de un mercado habitualmente utilizada por las autoridades de Competencia.

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 2017 el índice HHI alcanza un valor de 2.762; considerándose este valor el correspondiente al de un mercado concentrado. Este valor está condicionado por la cuota del 47,7% de Argelia (Sonatrach), principal suministrador del mercado español.

### **9.2.2. 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 2017, España recibió gas procedente de 10 países productores<sup>19</sup>, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

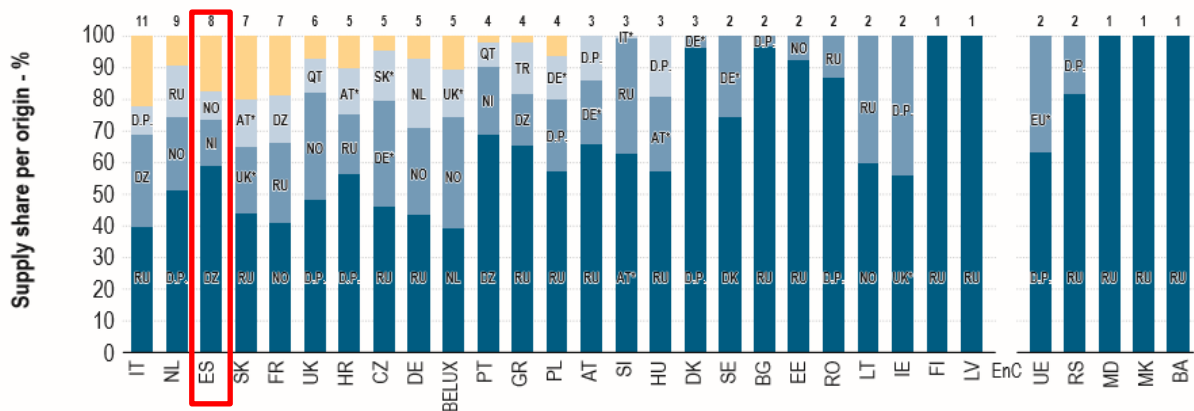
---

<sup>18</sup> 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.

<sup>19</sup> Además de las importaciones desde Francia y Portugal



**Figura 42. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países**



Fuente: ACER, MMR<sup>20</sup>

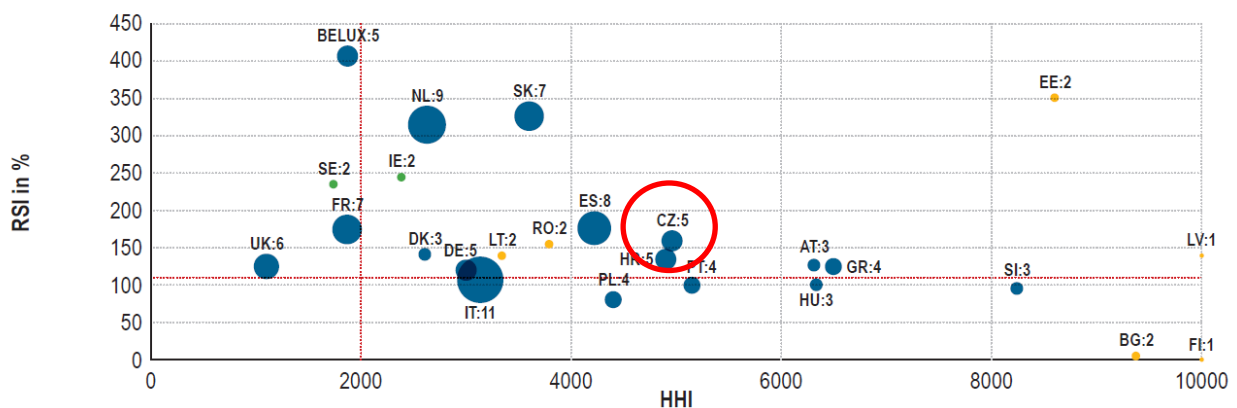
### 9.2.3. Residual Supply Index (RSI)

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 177%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM.

**Figura 43. Evaluación del índice RSI en la Unión Europea, por países**



<sup>20</sup> El informe de ACER todavía no incluye las importaciones de GNL desde EEUU y Angola a España, que elevan a 10 las fuentes de origen a España en 2017.

*Fuente: ACER, MMR*

#### 9.2.4. 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 16% y el agente con mayor cuota de ofertas de venta alcanza el 23%. Se produce una mayor concentración del lado de las ofertas de venta que de compra.

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 751, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 945, 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 ( $\leq 2.000$ ).

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 25. Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2017*

*Tabla 26. Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS en 2017*

**[FIN CONFIDENCIAL]**

#### 9.2.5. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2017 es el grupo Enagás (agregando las cantidades adquiridas por Enagás GTS y por Enagás Transporte) con un 19% de las compras en MIBGAS.

De esta forma, el cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 914, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ( $\text{HHI} \leq 2.000$ ).

Aunque las cantidades de gas compradas por Enagás en 2017 no son muy diferentes de las de 2016, el crecimiento de la negociación hace que su cuota de mercado se haya reducido muy notablemente.<sup>21</sup>

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 27. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2017*

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2017, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 16%, por lo que no supera el 40% establecido por el GTM.

---

<sup>21</sup> en el año 2016, Enagás aglutinaba una cuota de compras del 47,1%, lo que situaba el HHI en niveles por encima de 2.000, incumpliendo el objetivo propuesto por el GTM

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 728, reflejando un mercado competitivo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

*Tabla 28. Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2017*

[FIN CONFIDENCIAL]

### 9.2.6. 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 29. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español en el cuarto trimestre de 2017*

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	$\leq 2.000$	2.763
Número de fuentes de suministro	$\geq 3$	12
Residual Supply Index de los aprovisionamientos	$\geq 110\%$	177%
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 16% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 23%.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS es el Grupo Enagas con un 19%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 16%.

Fuente: ACER y MIBGAS

## 10. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS

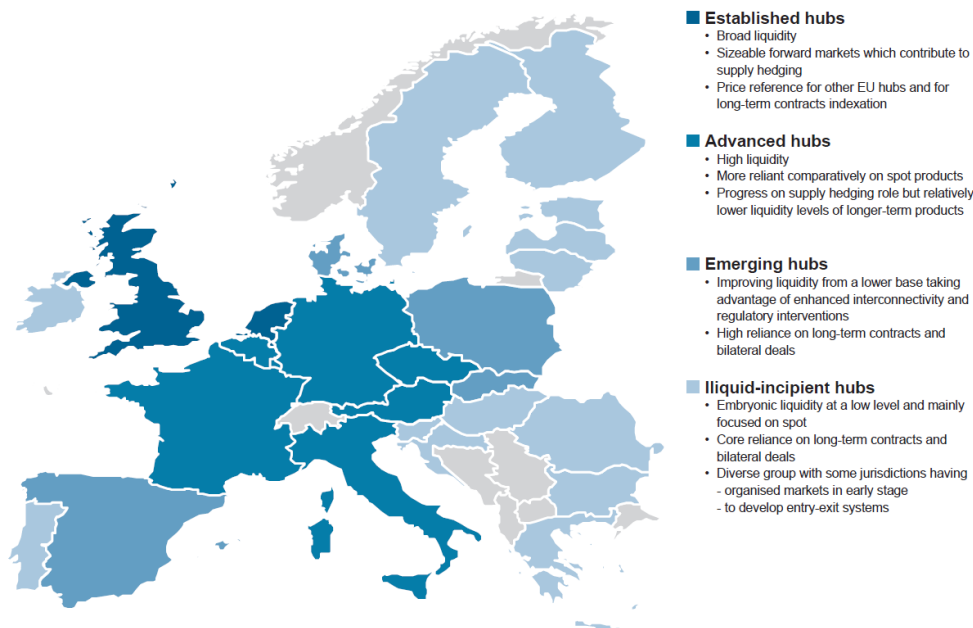
### 10.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

### 10.1.1. 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, República Checa, Austria, Italia). El mercado español se situaría a la cabeza de una tercera categoría de países (Polonia, Eslovaquia, Dinamarca) como mercados emergentes, siendo el español uno de los que más ha progresado en 2017. El resto de países, entre los que se encuentra Portugal, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

**Figura 44. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER**



Fuente: ACER, MMR 2017

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather and Beatrice Petrovich<sup>22</sup>, 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.

<sup>22</sup> European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. Oxford Energy Studies, 2017.

**Figura 45. Clasificación de los Hubs de gas europeos según 5 parámetros principales**

2017	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products*	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate	Score /15**
TTF	240	49	23855	20	55.2	15
NBP	185	44	21620	16	24.7	14
NCG	160	22	1730	15	3.4	9
GPL	130	20	1130	14	2.6	9
VTP	100	17	530	10	5.3	9
PSV	105	19	945	14	1.2	8
ZEE+ZTP	35+30	16	550	8	2.9	6
PEG Nord	42	17	540	12	1.7	6
VOB	21	12	100	6	1.1	5
PEG TRS	22	9	100	3	0.6	5
PVB	44	9	60	0	0.2	5

\* Hub Score in the OTC Active Traders table.

\*\* Score/64 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.

\*\*\* Score based on each of the Key Elements scoring zero for Grey; 1 point for Red; 2 points for Amber; 3 points for Green.

*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

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).

No obstante, resulta especialmente relevante el dato sobre el volumen negociado, en donde se aprecia la enorme distancia entre el TTF y el NBP, con más de 20.000 TWh negociados al año, que es un volumen más de 10 veces superior al siguiente grupo de hubs europeos más líquidos, que tienen una negociación entre 500 y 1.700 TWh/año. El mercado español, con 60 TWh negociados entre mercados organizados y bróker, se sitúa por volumen de negociación cerca del nivel del mercado del sur de Francia (TRS), pero a gran distancia del PEG Nord (540 TWh) o el mercado italiano PVS (945 TWh)

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.

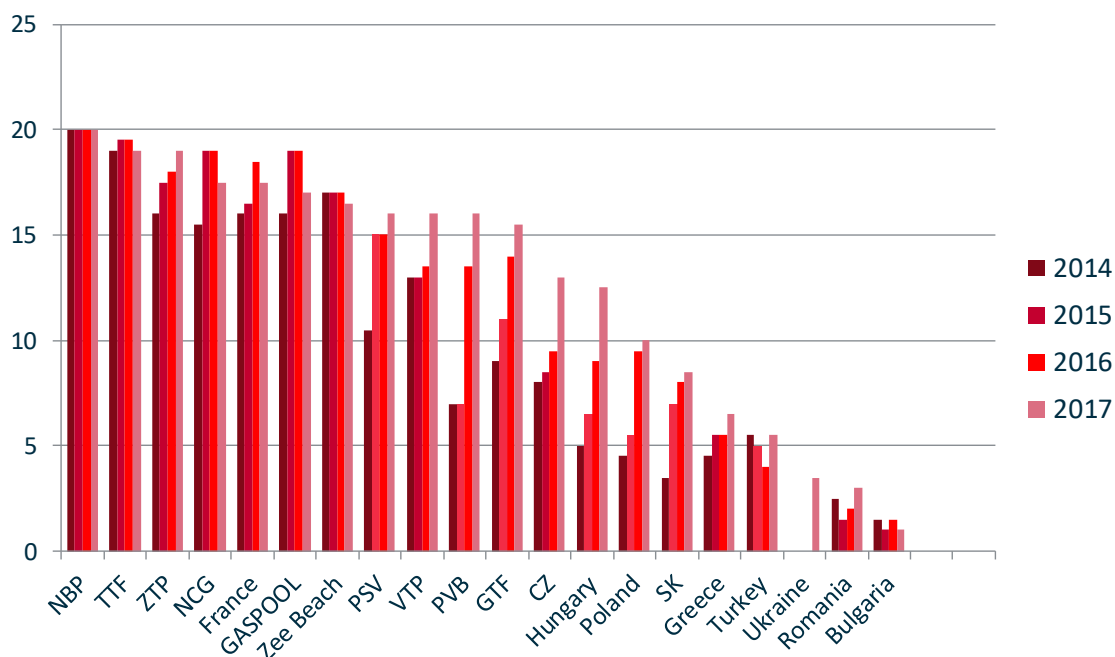
En la siguiente figura se muestra la puntuación asignada por EFET a la mayoría de los mercados europeos, así como su evolución entre los años 2014 a 2017.

Vuelve a desatacar el avance del mercado español en este ranking en 2017, al pasar de 13,5 en 2016 a 16 en 2017, avance que se produce principalmente

debido al avance del MIBGAS, la inclusión de la figura de los market makers y el establecimiento de una señal de precio fiable, entre otras.

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

**Figura 46. Clasificación de los Hubs de gas europeos elaborada por EFET, en base a 20 aspectos (regulatorios, de mercado y de funcionamiento del TSO)**



Fuente: EFET

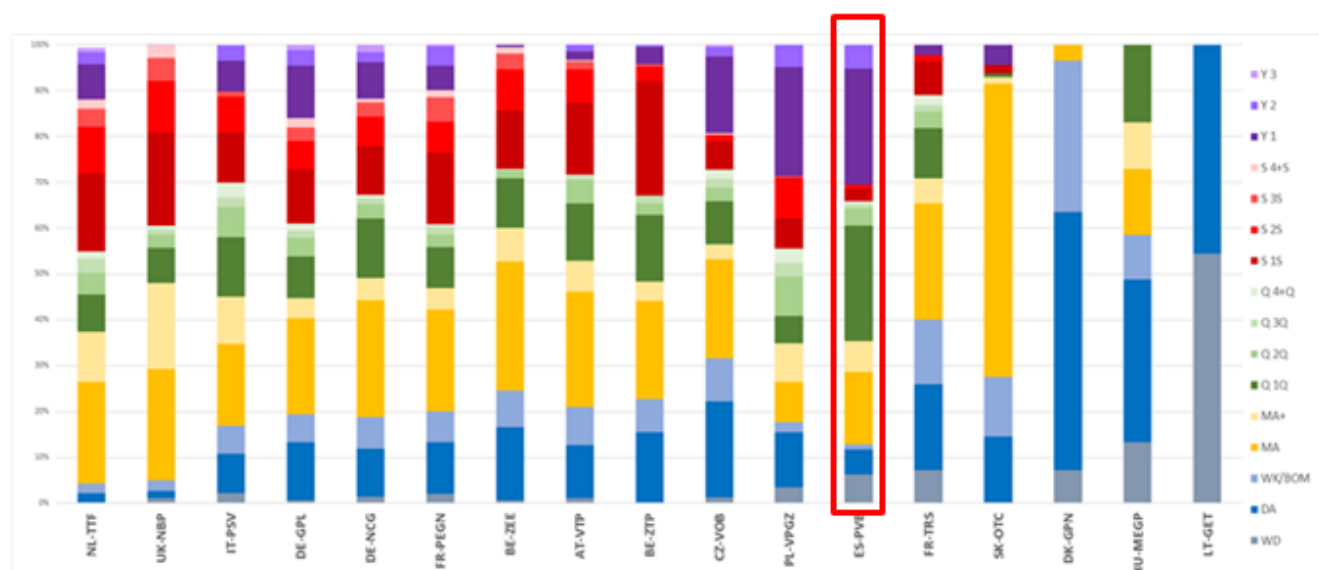
La conclusión general de estos estudios es que el mercado español ha continuado avanzando durante el año 2017, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET, ICIS u Oxford Energy Studies, sigue considerado como un hub emergente, que cada vez se acerca más al resto de mercados del noroeste de Europa.

### 10.1.2. Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los principales mercados europeos, desglosados los volúmenes por tipo de producto. Los datos empleados por ACER provienen de la base de datos REMIT, reporte obtenido de las propias plataformas de negociación y de lo reportado por los brokers en el caso de contratos OTC.

Excepto en los mercados de Dinamarca, Hungría y Lituania, los contratos a medio y largo plazo superan en volumen los contratos a corto plazo.

**Figura 47. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2017**



Fuente: Presentación de ACER

Así, por ejemplo, en el TTF y en el NBP, que son los mercados de mayor liquidez (a la izquierda de la figura), los contratos diarios e intradiarios (en tono azul) solo representan un 5% de la negociación; el contrato M+1 (en amarillo) supone un 20%-25% de la negociación, y el resto se distribuye entre contratos de futuros trimestrales, semestrales o anuales.

En otros mercados (Francia, Italia, Alemania), el porcentaje de contratos diarios e intradiarios alcanza el 20% de la negociación, mientras que, en los mercados europeos con menor liquidez (a la derecha de la gráfica), como Lituania, existe muy poca o nula negociación de productos futuros, por lo que la liquidez se corresponde casi en exclusiva a la contratación de productos spot, diarios o intradiarios.

En el caso del mercado español (resaltado en el gráfico), a pesar de estar entre los mercados de menos liquidez, resulta destacable la existencia de negociación de productos en todo el rango temporal de la curva, incluyendo contratos de futuros Y+1 e Y+2 (en color violeta), aunque estos contratos se negocian en casi su totalidad mediante acuerdos OTC, fuera de una plataforma de mercado organizada y con un volumen todavía no demasiado relevante. En particular destaca la negociación del producto trimestral y del Y+1, que suponen cada uno entre el 20 y el 25% del total negociado en el mercado español.



## 11. CONCLUSIONES

**Primera.-** En el mercado español, la mayoría del comercio de gas se negocia mediante transacciones bilaterales (**mercado OTC**). El volumen total negociado en el mercado OTC en el año 2017 asciende a un total de **515,77 TWh** (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 147% de la demanda en dicho periodo (351 TWh).

Respecto a la participación en el mercado OTC por empresas durante el año 2017, un total de 87 agentes reportaron la realización de alguna transacción de gas a través de la plataforma MS-ATR.

**Segunda.-** En el año 2017, el segundo año de funcionamiento del **mercado organizado MIBGAS**, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS en el conjunto del año fue de **13.376 GWh**, más del doble de la negociación en el año 2016, y que equivale al 3,8% del total de la demanda de gas del año.

**Tercera.-** En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2017 fue de **20,99 €/MWh**, Esto supone un precio medio de unos 4 €/MWh superior al promedio de 2016. Además, se aprecia una gran estacionalidad en el precio, que marca un mínimo de 15,50 €/MWh en el periodo estival y un máximo de 43,00 €/MWh en la punta invernal, por las tensiones en el precio del GNL a finales de enero de 2017.

En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2017 estuvo alrededor de los 17 €/MWh, lo que supone también un incremento del 20% respecto al precio de 2016.

**Cuarta.-** El incremento de 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, las acciones de balance y la introducción de los creadores de mercado voluntarios. En conjunto, estas medidas aportaron una negociación de 3.551 GWh en el MIBGAS, lo que supone el 26,5 % del volumen total negociado durante 2017.

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. El volumen de compras de gas de operación en el MIBGAS en 2017 fue de 927 GWh.
- La **compra del gas colchón** para el almacenamiento de Yela correspondiente al año 2017, por un volumen de 420 GWh, que se realizó entre los meses de abril y octubre, a través de la subasta de apertura de los productos diario, resto de mes y mensual.
- Las **acciones de balance** realizadas por el GTS en el MIBGAS. El GTS realizó acciones de balance por un total de 1.656 GWh (1.106 GWh de

compras de gas y 550 GWh de ventas de gas) a través de los productos intradiario y diario. Las acciones de balance han supuesto un 12,4% del volumen negociado en MIBGAS.

- El servicio de **creador de mercado voluntario** por Gunvor International durante el primer semestre de 2017 en los productos diario y mensual, y por Axpo Iberia S.L. durante el segundo semestre en el producto mensual.

La liquidez total aportada por los creadores de mercado supuso 547,84 GWh, un 4,1% del total negociado en el MIBGAS. Además, esta figura contribuye a la mejora de otros indicadores de liquidez, como el de volumen de ofertas competitivas en libro de ofertas o el spread del producto.

**Quinta.-** Por lo que respecta a la **evolución de los volúmenes negociados en MIBGAS por sesión y producto** en el conjunto del año 2017:

- El volumen negociado alcanzó una media de negociación diaria de 36,6 GWh/día a lo largo del año.
- El mes con mayor volumen negociado fue octubre, con 1.827 GWh/día, y la sesión con mayor volumen negociado fue el 20 de noviembre, con 158,2 GWh.
- El número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de la plataforma de mercado fue de 104.552, lo que supone un promedio de 286 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 40.704 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (12.638 ofertas) y en el producto intradiario (28.202 ofertas).
- El producto más negociado es el producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación), con un 47,1% del volumen total negociado, seguido del producto D+1 (con entrega en el día siguiente de la negociación), con un 30,7% del volumen. A más distancia se sitúa el producto mensual (12,7%) y el producto resto de mes (0,4%).

**Sexta.-** En relación con la participación en el Mercado Organizado de gas, a finales del mes de diciembre de 2017 un total de **65 agentes** habían completado el proceso de alta para participar en el mercado (19 más que a finales de 2016). 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 2017, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 56. Entre estos agentes, hay 30 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor y 26 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figuran como agentes con saldo neto comprador ENAGAS Transporte y ENAGAS GTS por los importes de los gases regulados y las acciones de balance.

**Octava.-** Siguiendo los indicadores del *European Gas Target Model review and update*<sup>23</sup> (en adelante GTM) de ACER sobre liquidez y salud del mercado, aunque MIBGAS 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 2017, en los productos en los que opera MIBGAS (spot y prompt).

MIBGAS 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 (Bélgica, Alemania, Francia, Austria, Italia y República Checa).

El mercado español se situaría a la cabeza de una tercera categoría de países (Polonia, Eslovaquia, Dinamarca) como mercados emergentes, siendo el español uno de los que más ha progresado en 2017. El resto de países, entre los que se encuentra Portugal, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

La conclusión general de estos estudios es que el mercado español sigue mejorando en 2017, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET, ICIS u Oxford Energy Studies, y se mantiene como un hub “emergente”, esto es, en fase de desarrollo, pero aún lejos del resto de mercados del noroeste de Europa.

**Décima.-** Se debe seguir trabajando en el diseño e implantación de las **recomendaciones de mejora y desarrollo del mercado de gas** indicadas al comienzo de este informe, en particular en el desarrollo del mercado de futuros, la integración con Portugal (creación del polo portugués del mercado) y el desarrollo de un hub de GNL, revisando el modelo logístico y de contratación de las plantas de GNL.

---

<sup>23</sup> [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

## ANEXO I: PUNTUACIÓN ASIGNADA POR EFET AL MERCADO ESPAÑOL

**Figura 48. Detalle de la puntuación asignada por EFET al mercado español (año 2017)**

Responsible party	Scorecard 2017	Guidelines for assessment	2017 score	Comments 2017
NRA	Establish a consultation mechanism	1 if relevant legal documents for market access accessible on internet and changes consulted with reasonable notice period; 2 if regular shipper meetings/ NRA consultation workshops and if set up in English language	1	Upgrade due to changed criteria, but still most workshops/consultations by CNMC/Enagas not in English
TSO	Entry-exit system established	1 for Entry Exit with a single VTP, with both entry and exit capacity giving access to the same VTP where balancing happens.	0,5	VTP exists and trading has increased but in tank LNG trading still significant preventing full score
TSO	Title Transfer	1 if gas can be traded without physical delivery (nomination of flows), usually by transfer between balancing groups	1	
TSO	Cashout rules (long short positions set to zero at the end of the balancing period against payment of penalty in €/MWh)	1 if neither pro-rata curtailment/ forced buy/sell nor carry forward of imbalances	1	
TSO	Accessible to non-physical traders	1 if non-physical ("paper") traders do not face any discrimination compared to physical traders ("shippers")	1	
TSO	Firmness of hub	0 if not firm and curtailment happens; 1/2 if firmness "managed" by TSO (e.g. own or dedicated storage or flow orders); 1 if Back-up-Back-down (annual tender of flex services); 2 if fully market-based	1,5	Improved but still not felt to be fully market based
TSO	Credit arrangements non punitive		1	
NRA	Resolve market structural issues (defined role for historical player if flexibility is scarce)	½ for gas/capacity release programs etc; 1 if market maker obligations or if not needed	1	
NRA	defined role of hub operator	1 – role defined (what are its responsibilities in comparison with the TSO); 2 – gov'nce addressed (confidentiality/ independence rules)	2	
NRA	hub fees	0 if discretionary; 1/2 if regulated and cost reflective, 1 if no fee/ part of regulated TSO costs	1	New category
Market	Establish a reference price at the hub for contract settlement	1 if price always available (SMP, basket of proxies, gas-x); ½ if deemed (PRA)	1	
Market	Standardised contract	1 if standard trading agreement – EFET or equivalent (e.g. EFET Master Contract)	1	
Market	Price Reporting Agencies active at the hub	1 if several, 1/2 if only one PRA	1	Change due to amended scoring criteria
Market	Market makers	1/2 if only 1 or 2; 1 if several or not necessary any more	0,5	
Market	Brokers	½ if voice or few ; 1 if systems and many	1	
NRA	Establishment of exchange	1 if exchange appointed and hub is liquid; ½ if exchange appointed and hub illiquid	0,5	
Market	Index becomes reliable and used as benchmark	1 if requested by market parties frequently	0	
<b>Total</b>			<b>16</b>	

Fuente: EFET

