



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



**INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO
DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN
2018 Y RECOMENDACIONES PARA EL
INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA
TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE
COMPETENCIA DEL MERCADO
ORGANIZADO.**

25 de julio de 2019

INF/DE/091/19

www.cnmc.es

Índice

1. INTRODUCCIÓN	3
2. RESUMEN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2018	4
2.1. Funcionamiento del mercado spot de gas	4
2.2. Evolución del precio del gas	5
2.3. Aspectos regulatorios	6
2.4. Desarrollo de los mercados de futuros en 2018	7
2.5. Otros desarrollos en curso en 2019	7
3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	8
3.1. Producción e importaciones de gas	8
3.2. Niveles de precios	10
3.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	11
4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	13
5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	17
5.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	17
5.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	22
5.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	24
6. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	27
6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	29
6.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	31
6.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	34
6.4. Volumen negociado en el mercado de futuros (MIBGAS Derivatives)	43
6.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear y BMC Clearing)	45
7. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ	48
7.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	48
7.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	51
7.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	51
7.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	54
7.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	58
8. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	63
8.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	63
8.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	64
9. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	67
9.1. Indicadores de liquidez del mercado español	67
9.2. Indicadores de salud del mercado español	73
10. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	78
10.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	78
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82

INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2018 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS.

Expediente nº: INF/DE/091/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 25 de julio de 2019

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 en 2018 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia en el 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.

Este informe se realiza 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. (...)»

esta Sala CNMC aprobó el primer informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia¹.

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

Con fecha 3 de octubre de 2018, esta Sala aprobó un segundo informe en el que se analizaba 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.

En este tercer informe de esta Sala se analiza nuevamente el funcionamiento del mercado mayorista de gas, recogiendo la evolución de los indicadores de liquidez del mercado y el análisis del funcionamiento de las medidas de liquidez introducidas, como el establecimiento de creadores de mercado obligatorios.

2. RESUMEN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2018

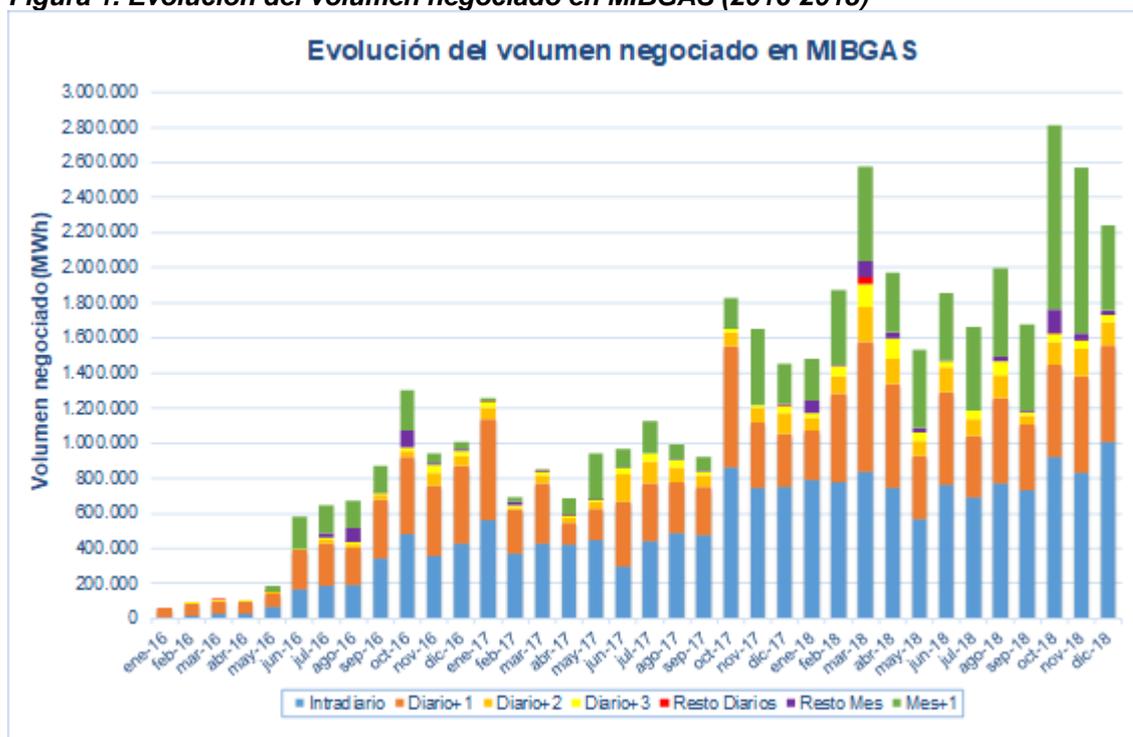
2.1. Funcionamiento del mercado spot de gas

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad **MIBGAS**, cumple en 2018 su tercer año de funcionamiento. Desde su inicio el mercado ha ido ganando tanto volumen como participantes, alcanzando los 82 agentes registrados, 17 agentes más respecto a 2017, de los cuales 52 han tenido actividad durante 2018, 23 más que en el 2017.

Además, el volumen total negociado en MIBGAS ha aumentado un 81,4% en 2018 hasta alcanzar los **24.261 GWh** negociados, lo que representa aproximadamente el 6,9% de la demanda nacional de gas.

El producto más negociado en el año 2018 ha sido el producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación), con un 38,9% del volumen total negociado, seguido del producto M+1, con un 26,1% del volumen. A poca distancia se sitúa el producto diario D+1, con un 24,1% del volumen.

Figura 1. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2018)



Por otra parte, en 2018 se registraron 194.076 transacciones bilaterales OTC en la **Plataforma MS-ATR** de Enagas GTS, lo que supuso un volumen total negociado de **498.138 GWh**. Esta cifra es el equivalente al 142% de la demanda del Sistema. Respecto al año anterior, el número de transacciones se incrementó un 9,8% y el volumen intercambiado descendió un 3,4%.

Respecto a la participación en el mercado OTC por empresas durante el año 2018, un total de 90 agentes reportaron la realización de alguna transacción de gas a través de la plataforma MS-ATR.

2.2. Evolución del precio del gas

En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2018 fue de **24,42 €/MWh**. Esto supone un precio medio de unos 3,4 €/MWh superior al promedio de 2017.

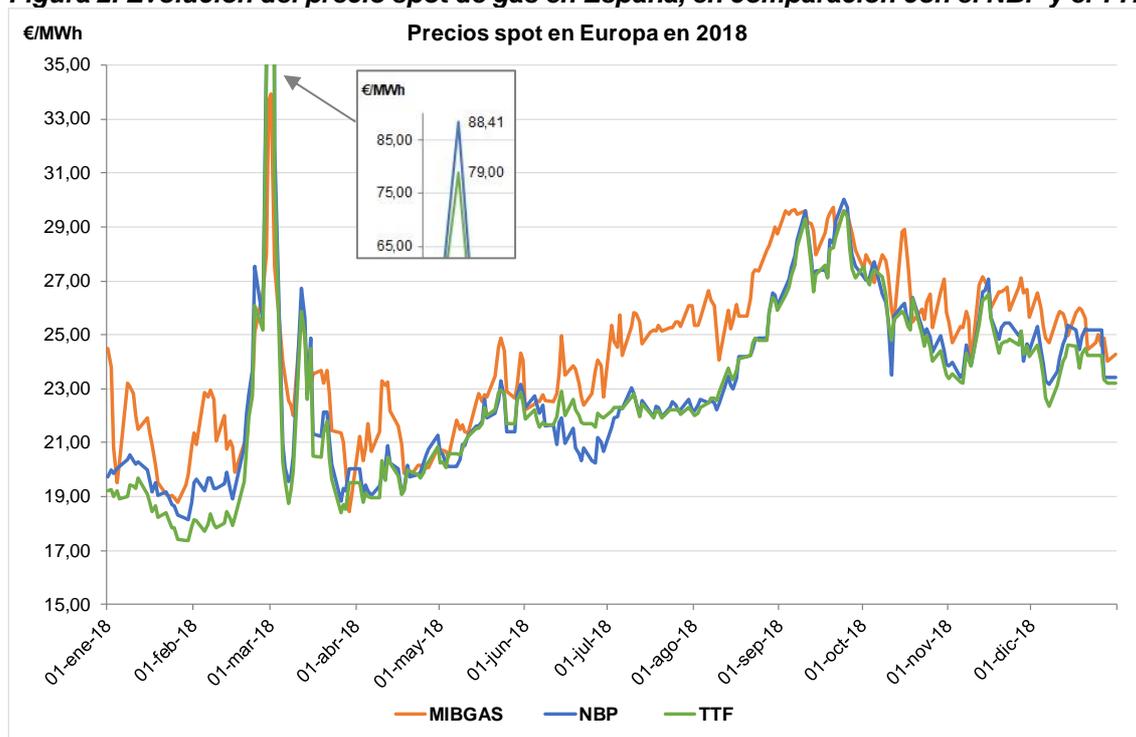
Durante el primer trimestre, el precio en España oscila entre entre 19 y 23 €/MWh, a excepción de la primera semana de marzo, en el que se produce un fuerte repunte de los precios por la intensa ola de frío que afecta a toda Europa. El 1 de marzo se alcanza la punta de 33,94 €/MWh en España, mientras que en los mercados europeos (NBP y TTF) el precio llega a alcanzar 79 y 88 €/MWh, respectivamente.

Durante el segundo y tercer trimestre, el precio del gas sigue una tendencia ascendente hasta alcanzar los 29 €/MWh, principalmente por la evolución al alza del precio del Brent. En el cuarto trimestre se produce un cambio de tendencia y

se inicia un descenso, por el incremento de la producción mundial de GNL y la bajada del Brent.

En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2018 estuvo alrededor de los 23 €/MWh, lo que supone también un incremento del 35% respecto al precio de 2017.

Figura 2. Evolución del precio spot de gas en España, en comparación con el NBP y el TTF



2.3. Aspectos regulatorios

Como principal novedad regulatoria, en enero de 2018 comenzó la obligación de prestación del servicio de **creador de mercado obligatorio** por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural (los grupos Naturgy y Endesa) en los productos diario D+1 y mensual.

En relación con las reglas de mercado, la Resolución de 5 de diciembre de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, ha introducido algunas **modificaciones en las reglas de mercado** que pueden contribuir a la mejora de la liquidez.

La principal de estas modificaciones es que los productos Resto de Mes y Mes siguiente pasan a compensarse a través de una Entidad de Contrapartida Central, que asume el riesgo de contraparte. Además, se amplía el horario de las sesiones de negociación y se introduce el nuevo producto “Fin de Semana”.

Por otra parte, en el año 2018, MIBGAS realizó las modificaciones necesarias para que los agentes puedan utilizar la **plataforma Trayport** para realizar la negociación en MIBGAS. La plataforma de Trayport es una herramienta de negociación que permite presentar en una misma pantalla las ofertas de compra-

venta de gas disponibles en la mayoría de los mercados organizados europeos y, además, integra una gran parte de las ofertas del mercado OTC canalizadas o intermediadas por brokers. La plataforma MIBGAS es compatible con Trayport desde enero de 2019.

2.4. Desarrollo de los mercados de futuros en 2018

Como dato más relevante de 2018, el 24 de abril de 2018 comenzó a operar la plataforma **MIBGAS Derivatives**, para la negociación de productos a plazo de gas natural con entrega física en el PVB, 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 verano (Summer) / invierno (Winter) y producto anual para los siguientes dos años Y+1 y Y+2.

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives en 2018 fue de **1.998 GWh**. En relación al número de participantes en el Mercado Organizado de gas a plazo, a finales de diciembre de 2018, 18 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado a plazo, estando todos ellos ya dados de alta en el mercado spot. Axpo Iberia ha actuado como creador de mercado en MIBGAS Derivatives durante 2018.

Además, han comenzado a operar otras **plataformas de registro y compensación de contratos de gas natural** con transferencia en el punto virtual de balance español.

En noviembre de 2017, la Bolsa Ibérica de Derivados (**OMIP**) lanzó el servicio de registro OTC de contratos de futuros de gas natural con transferencia de titularidad en el PVB, para su compensación y liquidación (física y financiera) por parte de OMIClear. El 16 febrero de 2018 OMIP registró la primera transacción de contratos futuros de gas natural para compensación a través de OMIClear.

El volumen total registrado por **OMIClear** en 2018 ascendió a 2.975 GWh: **977 GWh** relativos a los volúmenes registrados en OMIP y 1.998 GWh a los volúmenes negociados en MIBGAS Derivatives.

Asimismo, el 24 de mayo de 2018, **BME Clearing**, la Entidad de Contrapartida Central del Grupo BME, empezó a ofrecer el registro y compensación de contratos a plazo de gas natural con entrega física en el PVB y un horizonte temporal de hasta un año. El volumen total registrado por BME Clearing en 2018 ascendió a **1.433 GWh**.

2.5. Otros desarrollos en curso en 2019

Durante el año 2018, **MIBGAS Derivatives** analizó el desarrollo de nuevos productos a corto plazo de transferencia de titularidad de GNL en los tanques de

plantas de regasificación. Como resultado de ello, el 11 de junio de 2019, MIBGAS Derivatives ha empezado a negociar **productos spot de GNL** con entrega física en las seis plantas de regasificación existentes en España, para, en una segunda fase, ir ampliando la oferta con productos a más largo plazo.

PEGAS, la plataforma de comercio de gas del grupo europeo EEX-Powernext, ha comenzado a negociar contratos spot y futuros en el PVB el 18 de junio de 2019. Se listarán los siguientes productos con entrega física: intradiario, diario, fin de semana, mensual, trimestral, temporada y anual. Además, los participantes del mercado PEGAS tendrán la posibilidad de realizar operaciones de arbitraje con el TTF y el PEG, a través de la contratación de productos “spread” sin entrega física.

El desarrollo del mercado organizado de GNL se verá impulsado en gran medida por la Circular de la CNMC de balance y la Circular por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, cuyas propuestas han salido a consulta pública en junio de 2019. La propuesta de circular establece que todo el GNL introducido en alguna planta de regasificación se considera ubicado en el Tanque Virtual de Balance del sistema gasista, donde se podrán realizar transacciones comerciales de transferencia de titularidad de GNL.

3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

3.1. Producción e importaciones de gas

En 2018, la producción mundial ha aumentado un 5,2%, alcanzando los 3.870 bcm. El aumento de la producción es mayor que la media de los 10 años anteriores (2,3%) y casi la mitad se debe al incremento de producción en EE.UU.

Los diez mayores productores de gas natural son EE.UU. (831 bcm), Rusia (669 bcm), Irán (239 bcm), Canadá (185 bcm), Catar (176 bcm), China (162 bcm), Australia (130 bcm), Noruega (121 bcm), Arabia Saudí (112 bcm) y Argelia (92 bcm). Cabe destacar el crecimiento de la producción en el último año de EE.UU. (+86 bcm), que registra el mayor crecimiento anual histórico en la producción de gas de un país, de Rusia (+34 bcm), de Irán (+19 bcm) y de Australia (+17 bcm) que se convierte en el séptimo productor mundial de gas natural, por delante de Noruega.

La demanda mundial de gas natural ha crecido un 5,3%, hasta 3.850 bcm,

El comercio de gas natural en 2018 sigue creciendo, impulsado por la rápida y continua expansión del GNL, hasta alcanzar 1.236 bcm, lo que supone un 32% del gas producido; el 65% de esta cantidad se ha exportado vía gasoducto y el 35% en forma de GNL. El mayor importador de gas natural a nivel mundial es China, cuyas importaciones han aumentado un 31% en 2018, hasta los 121 bcm.

La producción mundial de GNL volvió a aumentar un 8,6% en el año 2018, situándose en 314,7 millones de toneladas. Los mayores incrementos de producción se producen en Australia (+12 mt), EEUU (+7,9 mt) y Rusia (+7,2 mt).

Catar se mantiene como primer exportador mundial, con 76,8 mt, seguido de Australia con 67,4 mt. Con la puesta en funcionamiento de los trenes 1 y 2 de la planta de Ichthys en el cuarto trimestre de 2018, Australia alcanza una capacidad nominal de licuación de 83,2 mtpa, superando la capacidad nominal de Qatar (77,5 mtpa), y probablemente igualará su producción en 2019.

También crece la capacidad de licuación en EEUU en 2018, con la puesta en funcionamiento de la terminal de Corpus Christi en Tejas y la ampliación de Sabine Pass (Luisiana). A finales de 2018, EEUU contaba ya con una capacidad nominal de 32,3 Mtpa y se sitúa como cuarto productor mundial de GNL, con 20,5 mt, detrás de Malasia. Además, se prevé que durante 2019 se pongan en funcionamiento nuevos trenes de licuación en Corpus Christi, Cameron y Freeport, lo que podría aumentar la producción hasta 40 mt, y situar a EEUU como tercer productor mundial.

El incremento de la producción de Rusia (7,3 mtpa) procede de la planta de Yamal, puesta en funcionamiento a finales de 2018. La mayoría de los cargamentos se destinaron a Europa (61%), y el resto se reparten entre Asia (24%), Oriente Medio (7%) y América (7%).

Por otra parte, también aumentó la producción de Angola, Omán y Noruega por las menores paradas por mantenimiento, y Egipto ha reanudado las exportaciones (1,5 mtpa en 2018).

En relación con los países importadores de gas, China sigue siendo el principal destino de los incrementos de producción de GNL, y sus importaciones crecen un 39% en 2018, hasta 53,8 mt (+15 mt), lo que la sitúa ya como segundo país importador, solo superada por Japón (82,8 mt), cuyas importaciones se mantienen sin variaciones en 2018. También han crecido de manera importante (+17%) las importaciones de Corea del Sur, el tercer importador mundial, para cubrir la bajada de la producción de las nucleares y el menor uso del carbón en periodos de alta polución.

En Europa, las importaciones de GNL crecieron un 7% en 2018, hasta 48,6 mt. Aunque en los primeros 9 meses, las importaciones de GNL se situaron por debajo de los niveles de 2017, al reducirse el diferencial de precios entre Asia y Europa en el cuarto trimestre se produce un crecimiento muy importante de las importaciones de GNL en los mercados europeos más flexibles (Reino Unido, Holanda y Bélgica). España sigue siendo el principal importador europeo, seguido de Francia y Turquía.

En Europa la demanda de gas natural en 2018 ha disminuido un 2,1% respecto al año anterior, debido principalmente a un clima invernal más cálido y una disminución del consumo de gas para generación eléctrica.

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 9% 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 36,4% y el flujo de gas a la UE proveniente de Noruega aumenta de nuevo y se sitúa también en niveles de máximos históricos.

3.2. Niveles de precios

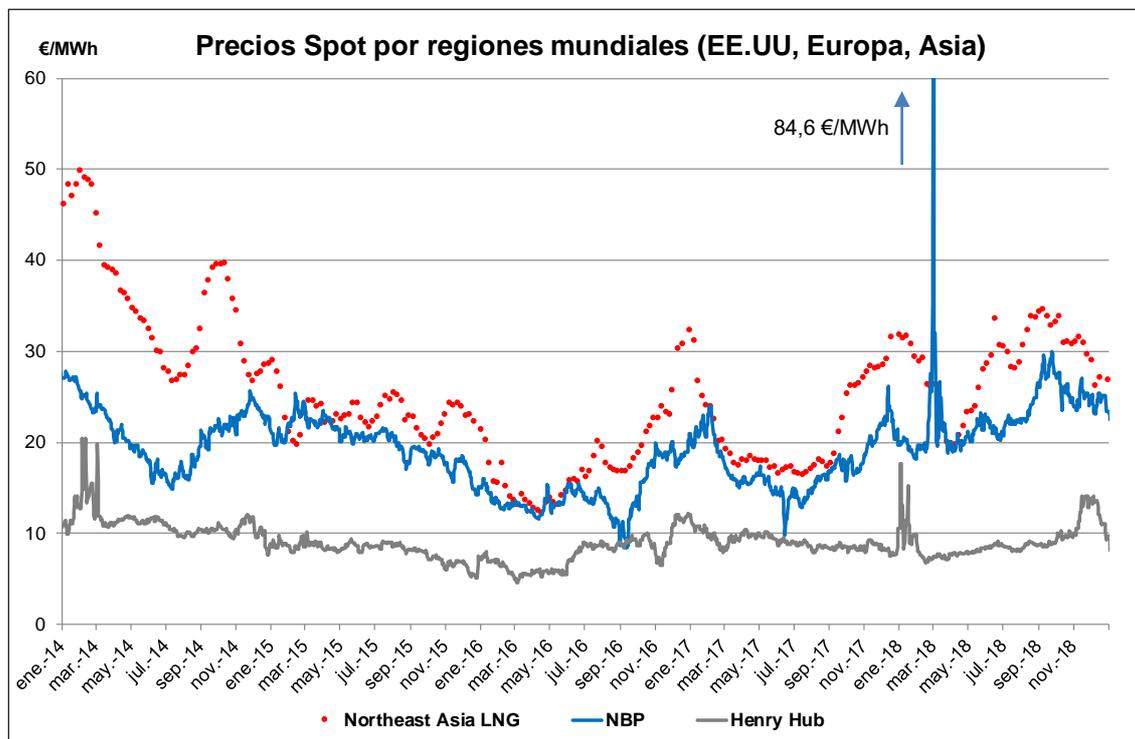
Existen tres grandes mercados regionales de gas en el mundo: Norteamérica, Europa y Asia, cada uno de ellos con una estructura diferente en función de su grado de madurez, las fuentes de aprovisionamiento, la dependencia de las importaciones y otros factores geográficos y políticos.

El precio del gas natural en EE.UU se sitúa en 2018 entre los 7 y los 14 €/MWh, notablemente más bajo que el del resto de los mercados, por los incrementos de la producción autóctona de gas no convencional. Cabe destacar que en 2018 EE.UU exportó unos 28 bcm de GNL, un 65% más que en 2017.

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 el precio del GNL spot aumente considerablemente, en comparación con el periodo estival, pudiendo alcanzar puntas elevadas (superiores a 30 €/MWh) en los momentos mayor demanda invernal. Sin embargo, este efecto no se ha producido en el invierno de 2018-2019, gracias a los importantes incrementos en la producción de GNL mundial, que además ha reducido el diferencial de precios entre Asia y Europa.

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.

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



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2018 estuvo alrededor de los 23 €/MWh, un 35% superior al precio de 2017, impulsado por el incremento de precio del petróleo y el carbón. Los mayores precios se registraron en marzo y en septiembre.

La ola de frío en Europa iniciada a finales de febrero y las averías en el gasoducto BBL (entre Holanda e Inglaterra) y en una planta de procesamiento de gas de Noruega, provocaron máximos históricos de precios en los principales mercados europeos el día 1 de marzo de 2018: 88,41€/MWh el NBP, 84,60€/MWh Zeebrugge y 79,00€/MWh el TTF.

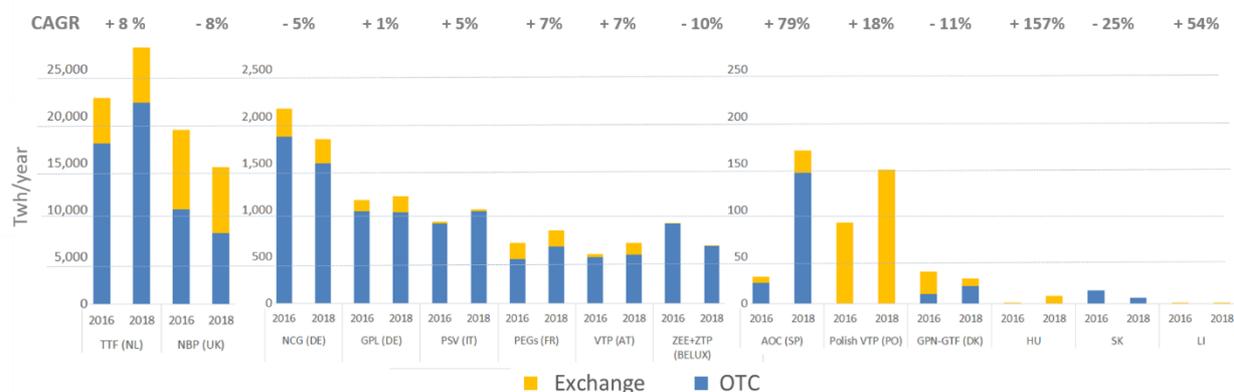
3.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa

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 ha desplazado del NBP al TTF, en parte por los efectos del Brexit y la preferencia por la negociación del gas en euros.

La siguiente figura 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 ².

² En el caso de España, no incluye las transacciones negociadas en las plantas de GNL ni las operaciones bilaterales sin intervención de un bróker.

Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos



Fuente: ACER basado en REMIT, Trayport y hub operators.

En el año 2018, cabe destacar el volumen negociado en el TTF, que ha aumentado un 29,6% respecto del año anterior, alcanzando un volumen de negociación de 27.170 TWh y consolidándose como el principal hub europeo y el más líquido, superando la negociación en el NBP. Del volumen total, 21.250 TWh (el 78%) se negociaron en el OTC y los 5.920 TWh restantes se negociaron en el exchange. Respecto de 2017, la negociación aumentó un 36% en el OTC Y un 10% en el exchange.

Por el contrario, la negociación en el NBP ha ido disminuyendo desde 2015 hasta un volumen de negociación por debajo de 15.000 TWh en el año 2018. En el NBP el volumen negociado se reparte al 50% aproximadamente entre el OTC y el exchange.

En términos generales, el volumen negociado en los mercados de gas europeos en el período 2012—2018 es ascendente en la mayoría de 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 (1.064 GWh en 2018), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,27% del aprovisionamiento de gas.

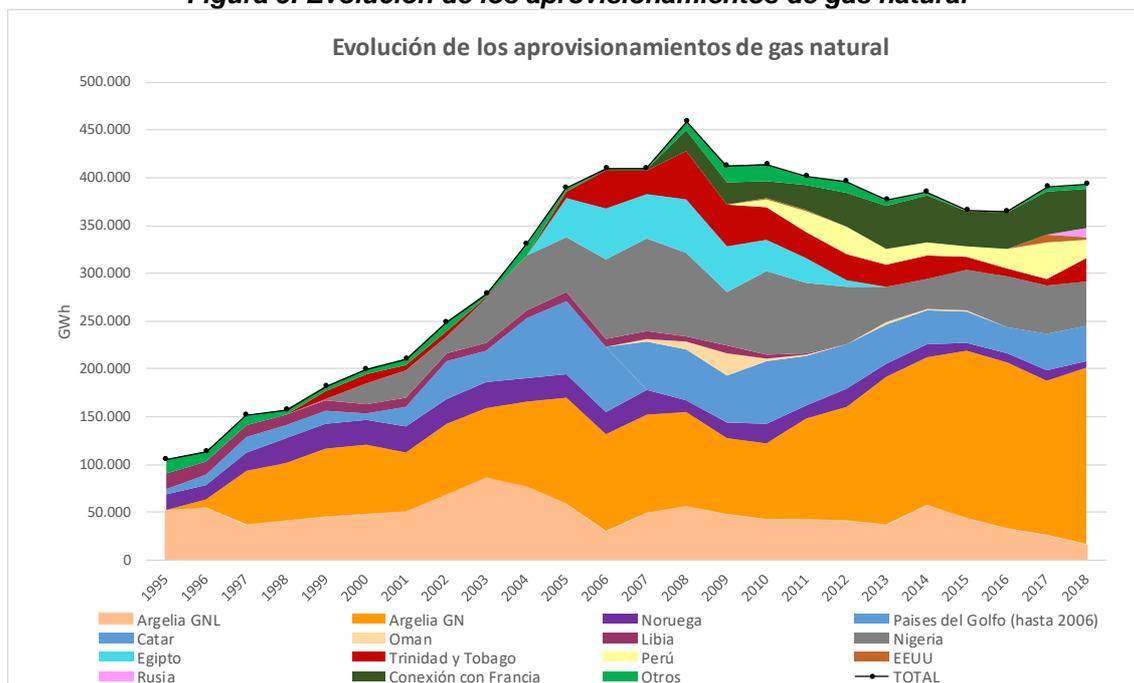
A lo largo del año 2018, el mercado español se abasteció de un conjunto de quince países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 51,2%. A continuación, se encuentran Nigeria (11,7%), Catar (9,6%), Noruega (9,1%) y Trinidad Tobago (6,2%)

Las importaciones por gasoducto representaron un 57,4% de las importaciones totales, procediendo en un 82% de Argelia y en un 18% de la interconexión con Francia, y las importaciones brutas de GNL representaron un 42,6% 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.

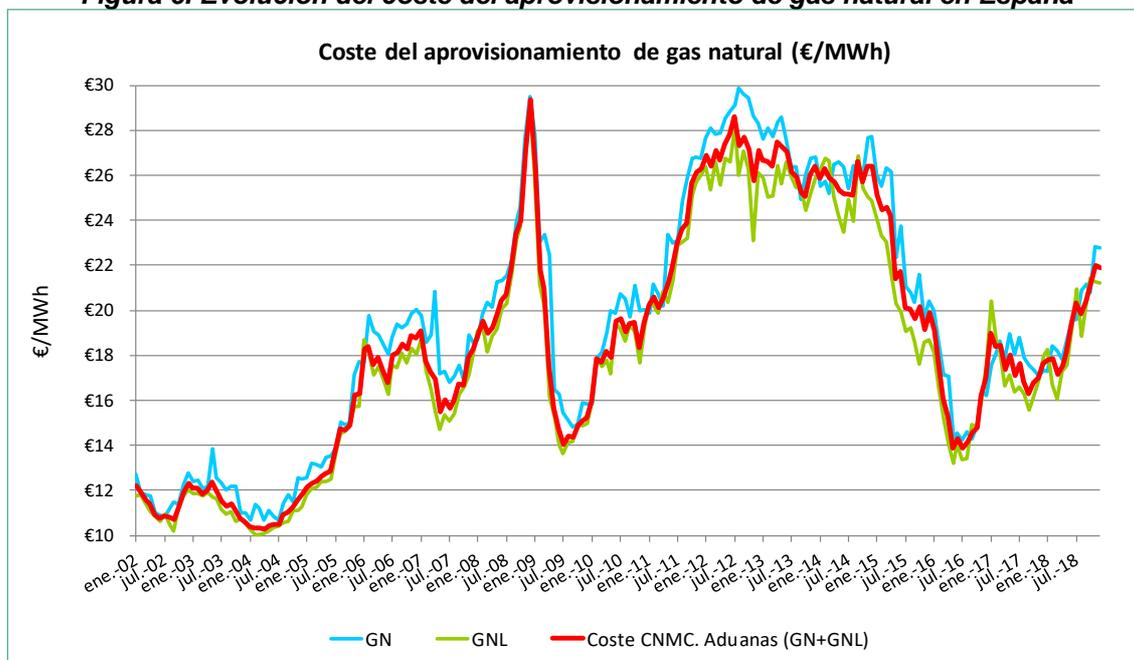
Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural



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 2018 subió un 11% respecto a 2017, al promediar 19,45 €/MWh respecto a los 17,55 €/MWh en 2017. 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.

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 225 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 2018 descendió un 0,4% respecto a 2017, hasta los 349 TWh. Con este descenso, la demanda todavía se encuentra muy lejos de los niveles máximos alcanzados en el año 2008 (449 TWh).

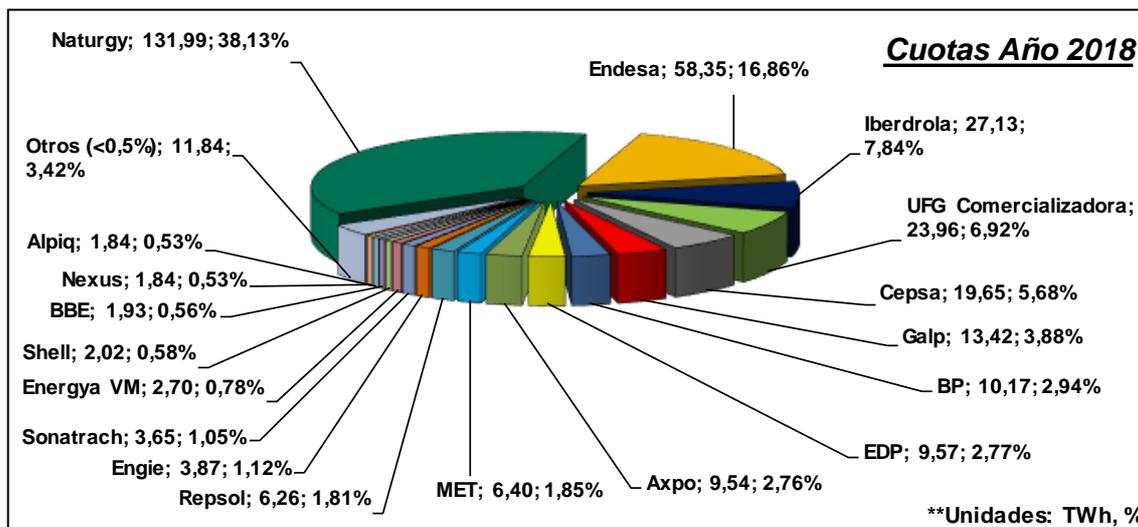
En el año 2018, la demanda convencional fue de 287,5 TWh, con una subida del 4,5% respecto a 2017, y la del sector eléctrico de 62 TWh (-18,3%).

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 2018, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales de 30 a 77.

En 2018, los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado fueron Naturgy (38,13%), Endesa (16,86%), Iberdrola (7,84%), UFG Comercializadora (6,92%), Cepsa (5,68%), Galp (3,88%), BP (2,94%) y EDP (2,77%). Otros grupos empresariales suman en conjunto el 14,99% restante del mercado de gas en España.

Figura 7. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2018



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 mercados³. Por otra parte, la existencia de capacidad de acceso en las plantas de GNL facilita la entrada de comercializadores mayoristas que operan en el mercado mundial del GNL.

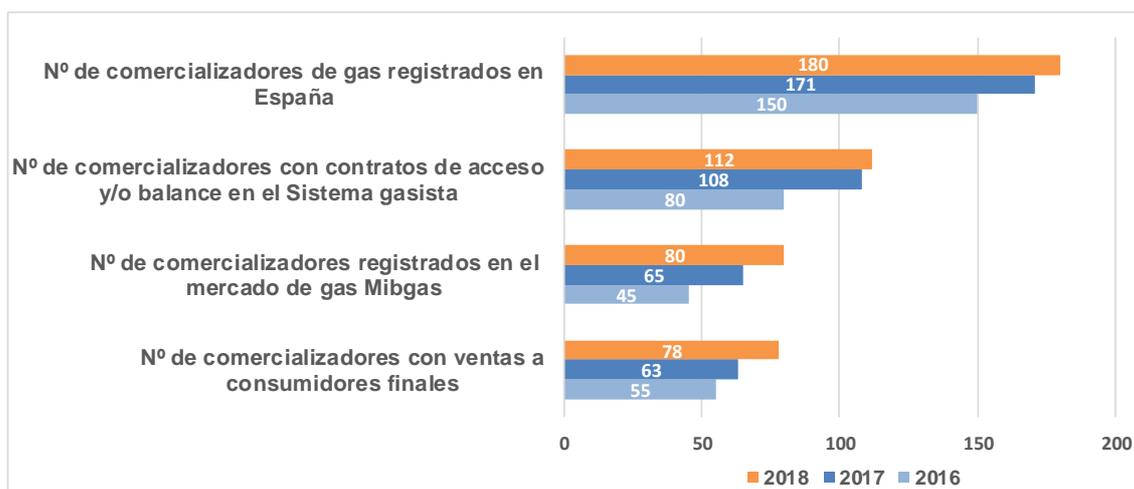
Adicionalmente, se está produciendo la entrada de nuevos comercializadores de pequeño tamaño, que concentran su actividad en la venta de gas a distintos segmentos del mercado minorista, realizando sus compras de gas directamente en el mercado mayorista español, sin acudir al mercado internacional de aprovisionamiento, al no disponer de tamaño suficiente para operar en este mercado.

Aunque el número de comercializadores registrados alcanza los 180, el número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al

³ 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.

menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, era de 112 a finales de 2018.

Figura 8. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-18



Fuente: CNMC

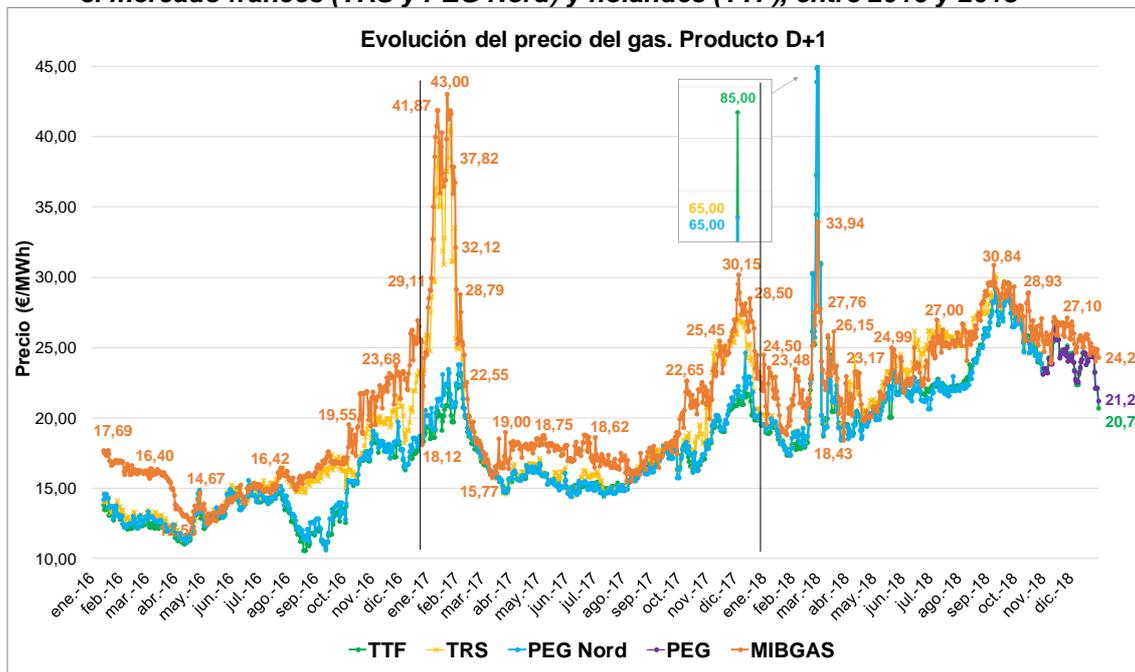
5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

5.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS

La evolución del precio del gas (producto D+1) en el mercado MIBGAS durante el año 2018 permite distinguir varios periodos con distinto comportamiento:

- Durante el **primer trimestre de 2018**, el precio del MIBGAS desciende respecto a los valores observados a finales de 2017, y se acopla con el resto de mercados europeos durante el mes de marzo, finalizando el mes en el entorno de los 22 €/MWh. A finales del mes de febrero y principios de marzo, y debido a una ola de frío registrada en Centroeuropa, los precios del gas se disparan por encima de los 65 €/MWh, si bien en España el precio en MIBGAS solo sube hasta 34 €/MWh, amortiguado por la disponibilidad de GNL en tanques para cubrir las puntas de demanda.
- **Entre marzo y junio**, el precio del mercado MIBGAS se mueve entre 21 y 23 €/MWh, con poca volatilidad, y muestra un diferencial promedio de unos 1,5 €/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), entre 2016 y 2018



Fuente: ICIS y MIBGAS

- **Entre junio y octubre** el precio en MIBGAS mantiene una tendencia ascendente desde los 21-22 €/MWh hasta precios cercanos a los 29 €/MWh, y aumenta el diferencial con otros mercados. Durante el mes de septiembre los precios europeos también tienden a subir, para alcanzar también los 29 €/MWh a finales del mismo.

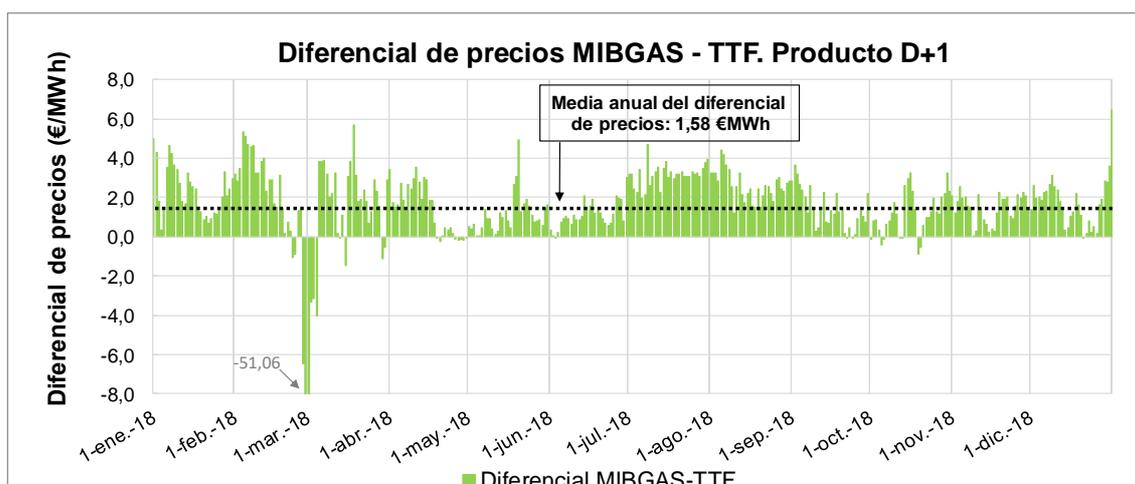
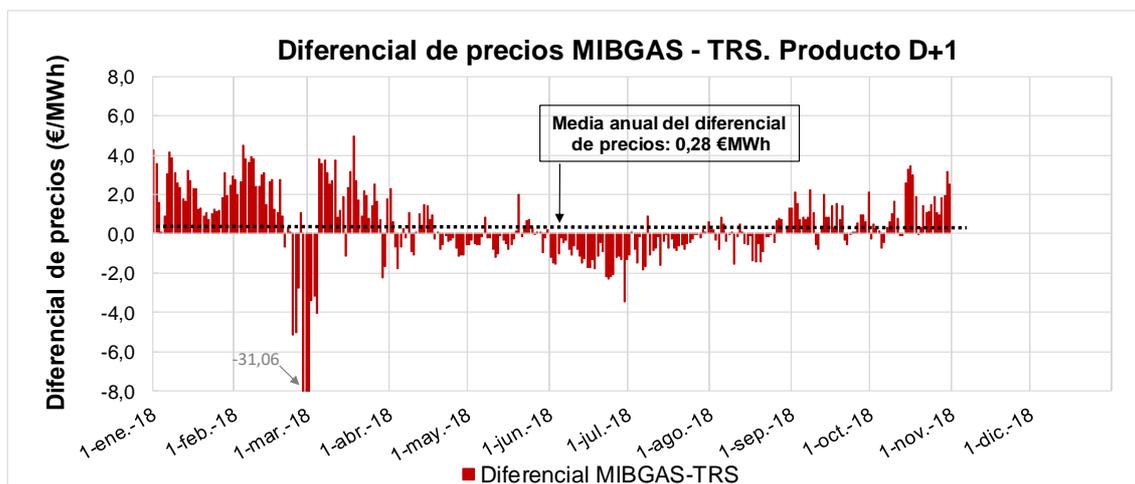
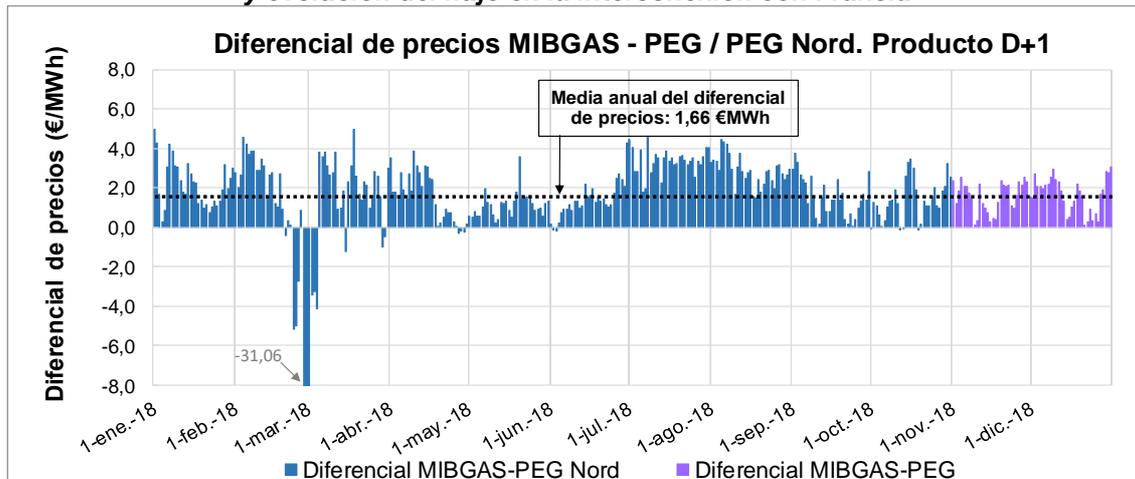
La tendencia ascendente del precio del petróleo, que alcanza su máximo anual en octubre (superando los 100 \$/baril), presiona al alza el precio del gas en los mercados europeos.

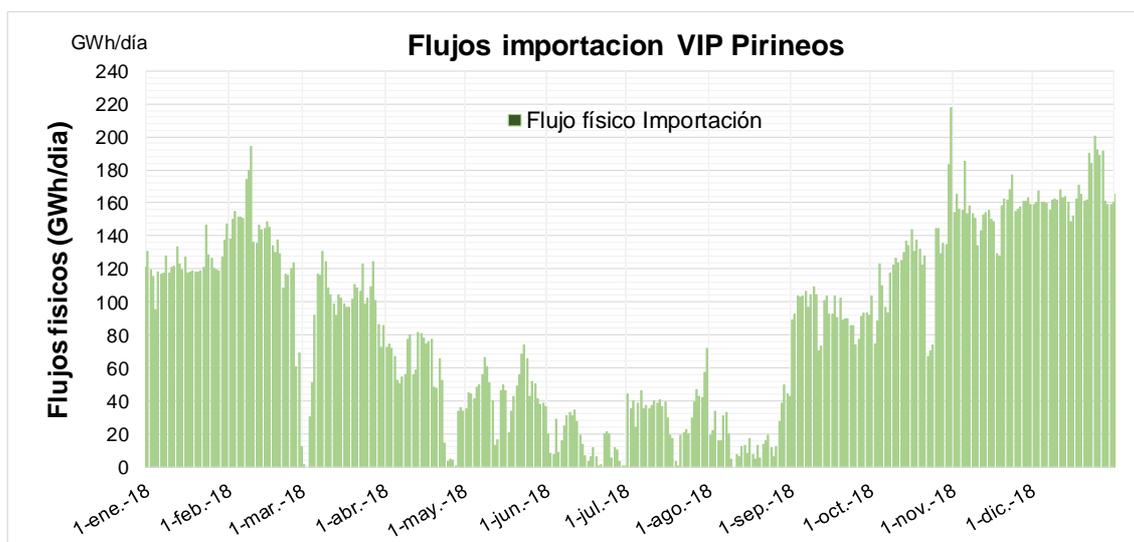
- En el **cuarto trimestre de 2018**, tanto MIBGAS como el resto de mercados europeos cambian su tendencia a la baja, a pesar de la mayor demanda para el periodo invernal. El precio de MIBGAS se mantiene entre 1 y 2 €/MWh por encima de los mercados europeos, y finaliza el año en torno a los 25 €/MWh.

5.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos

Durante todo el año 2018, 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 del año y durante el segundo semestre. Desde noviembre de 2018 los mercados del norte y sur de Francia (PEG Nord y TRS) se han fusionado en único mercado (PEG), que ha seguido la tendencia de los mercados del centro de Europa.

Figura 10. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG Nord/PEG, TRS y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia





Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

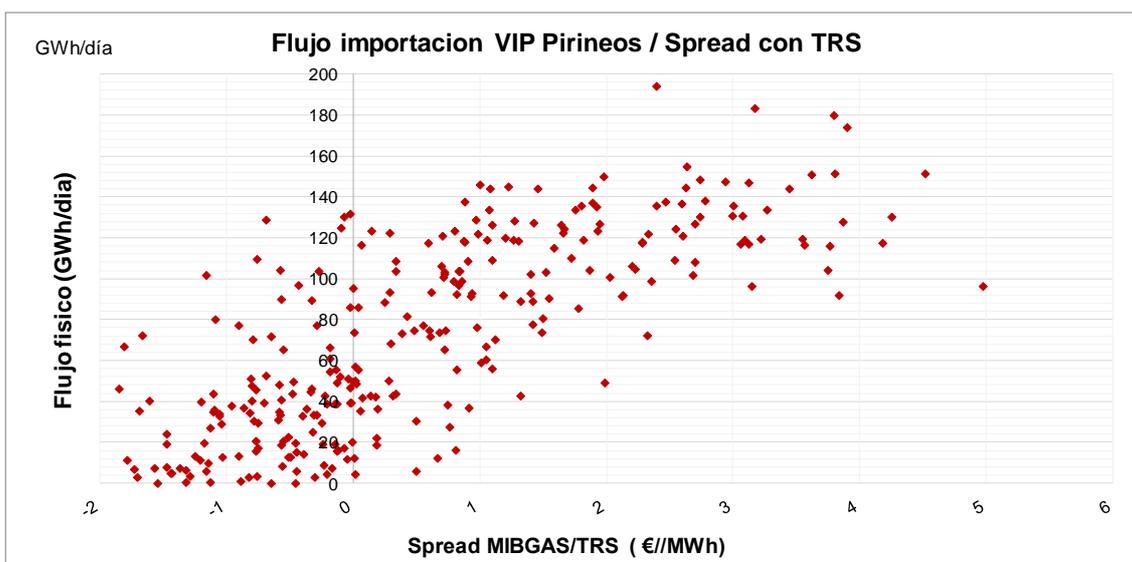
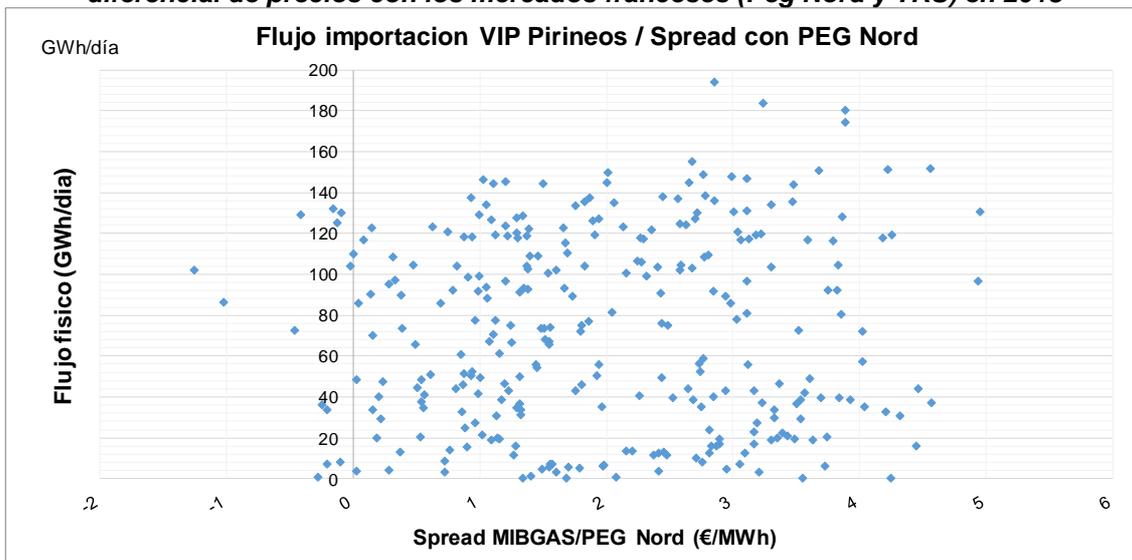
Si se observa el diferencial de precios con el mercado del sur de Francia (TRS), durante el primer trimestre, el mercado español se sitúa entre 2 y 4 €/MWh por encima a excepción de la semana de marzo, durante la intensa ola de frío europea, en la que el precio del MIBGAS se sitúa muy por debajo de los precios europeos, por la disponibilidad de GNL en España. Por ello, el flujo en la interconexión es alto en dirección a España durante el invierno, salvo en la semana de la ola de frío.

En el periodo entre mayo y septiembre, el precio spot en España se sitúa, la mayoría de los días, ligeramente por debajo del TRS, lo que reduce notablemente el flujo de gas hacia España, aunque no se llega a invertir el flujo de la interconexión, como debería ocurrir por la lógica del mercado.

A partir de septiembre, el precio del MIBGAS vuelve a situarse claramente por encima del TRS (o del PEG a partir de noviembre), y el flujo de importación de gas vuelve a incrementarse por encima de 100 GWh/día.

Las correlaciones de precios y flujos de gas entre el mercado MIBGAS y el PEG Nord/TRS hasta finales de octubre de 2018 se muestran en las siguientes gráficas, donde se puede observar ciertas anomalías en el caso del TRS también durante este año 2018, 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 siguiente figura).

Figura 11. 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 2018



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.

5.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1

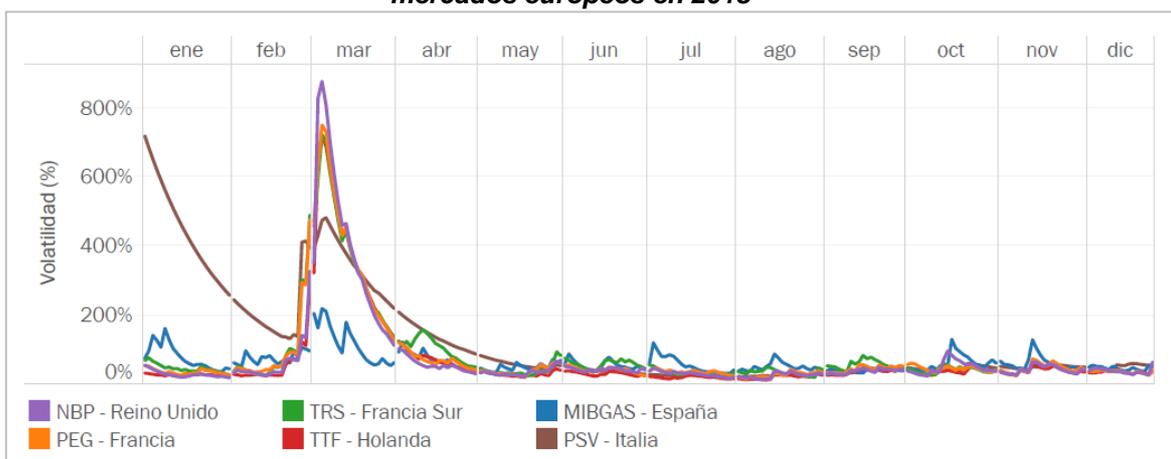
La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS⁴ se mantuvo en niveles similares o ligeramente por encima de la volatilidad de otros mercados de gas europeos durante la mayor parte del año 2018.

⁴ 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.

Como dato más relevante, destaca el incremento en la volatilidad del precio de todos los mercados europeos en el mes de marzo de 2018, por el pico de precios ocasionado por la intensa ola de frío que afectó a todo el centro de Europa.

Durante este episodio, la volatilidad de MIBGAS se incrementa menos que otros mercados, y se sitúa muy por debajo de ellos, al no haber alcanzado picos tan elevados como en otros países europeos.

Figura 12. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los principales mercados europeos en 2018



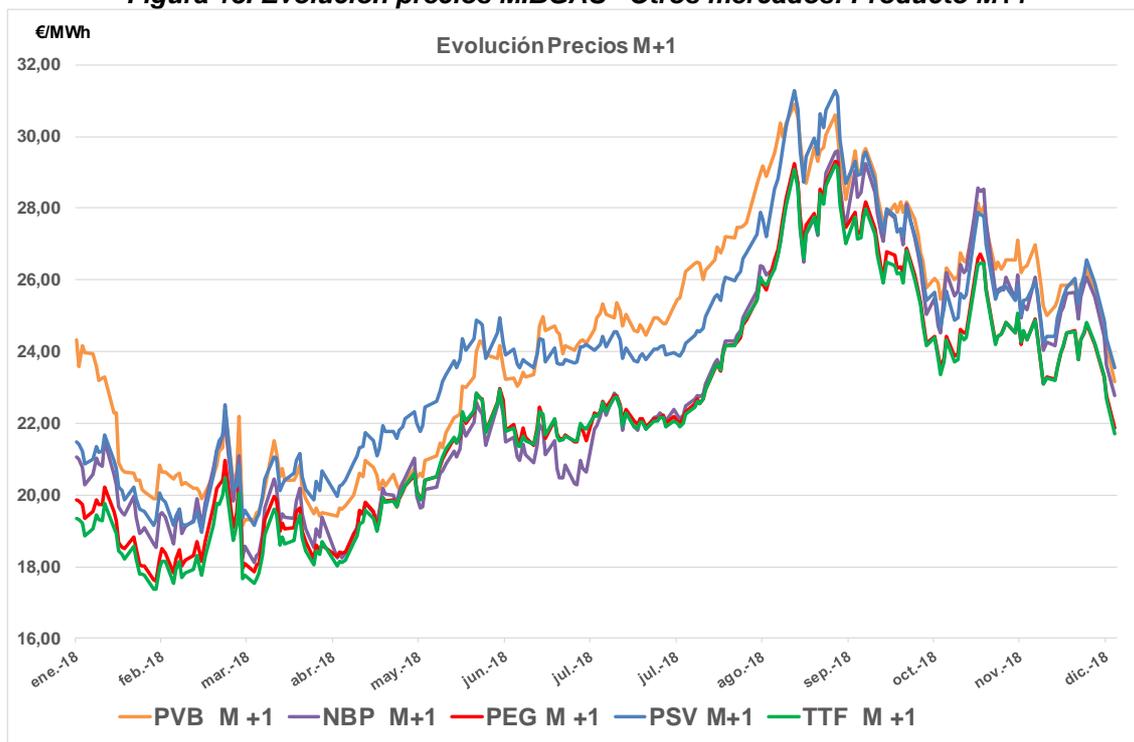
Fuente MIBGAS, ICE, GME y Powernext

5.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos

El precio del producto mensual (M+1) en MIBGAS presenta un comportamiento muy similar al de los principales mercados europeos (TTF, NBP o PEG), aunque con un diferencial de unos 2 €/MWh durante la mayor parte de 2018. El mercado italiano (PSV) presenta un diferencial parecido al del mercado español.

La evolución de los precios MIBGAS respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2018 se presenta en la siguiente gráfica.

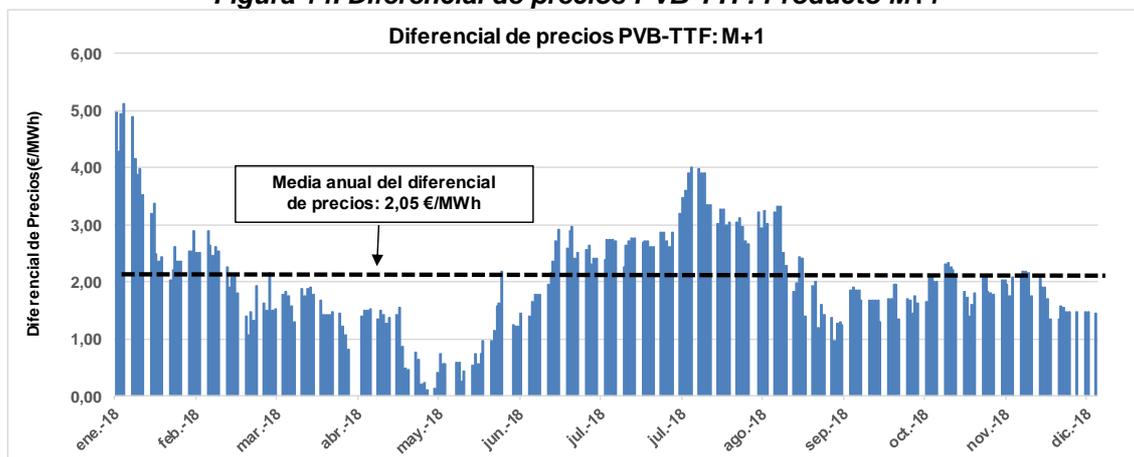
Figura 13. Evolución precios MIBGAS –Otros mercados: Producto M+1



Fuente: ICIS

En la siguiente gráfica se puede observar el diferencial de precios entre el mercado español y el TTF para el producto M+1

Figura 14. Diferencial de precios PVB-TTF: Producto M+1



Fuente: ICIS

De la comparación del diferencial de precios para el producto M+1 en el PVB y TTF durante el año 2018, se observa que el mismo presenta su máximo valor en el mes de enero, alcanzando un valor medio de 2,05 €/MWh en el conjunto de 2018.

Esto supone una disminución relevante respecto al diferencial de precios medio en 2017, que fue de 3,46 €/MWh.

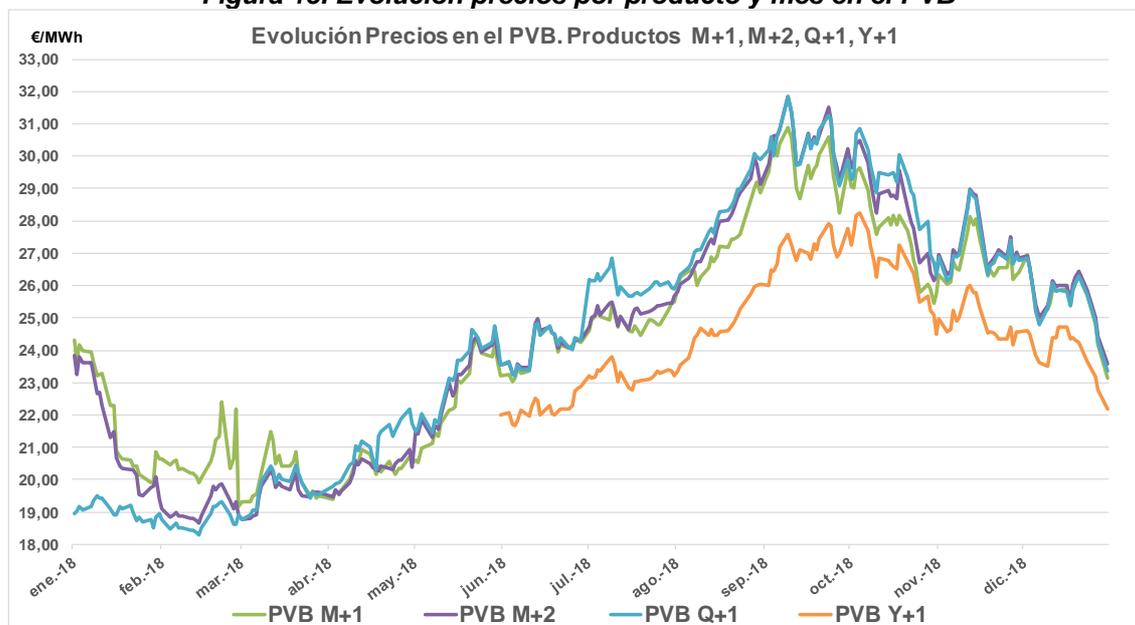
5.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos

El 24 de abril de 2018 MIBGAS Derivatives inició la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física. En dicha fecha se negociaron los productos mensual M+2 y anual Y+1, alcanzando unos precios de 20,25 y 20,15 €/MWh, respectivamente.

Durante 2018 los precios del producto mensual M+2 y trimestral Q+1 son muy parejos a lo largo del año, mientras que los precios del producto anual Y+1 mantiene precios más bajos a lo largo del periodo.

La evolución de los precios en el PVB de los productos mensuales M+1, M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 durante el año 2018 puede observarse en la siguiente gráfica.

Figura 15. Evolución precios por producto y mes en el PVB



Fuente: ICIS-MIBGAS

5.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF

Al igual que ocurre con el producto diario, los precios de los productos futuros con entrega en el PVB español muestran una evolución similar al de los principales mercados europeos, aunque con un diferencial de precios positivo.

A efectos de realizar la comparativa, se comparan los precios de los productos mensual M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1, con entrega en el PVB, con los precios de los mismos productos en el mercado holandés (TTF), que es el mercado de futuros con mayor liquidez y la principal referencia de precios en Europa.

Figura 16. Comparativa evolución precios en PVB y TTF: año 2018

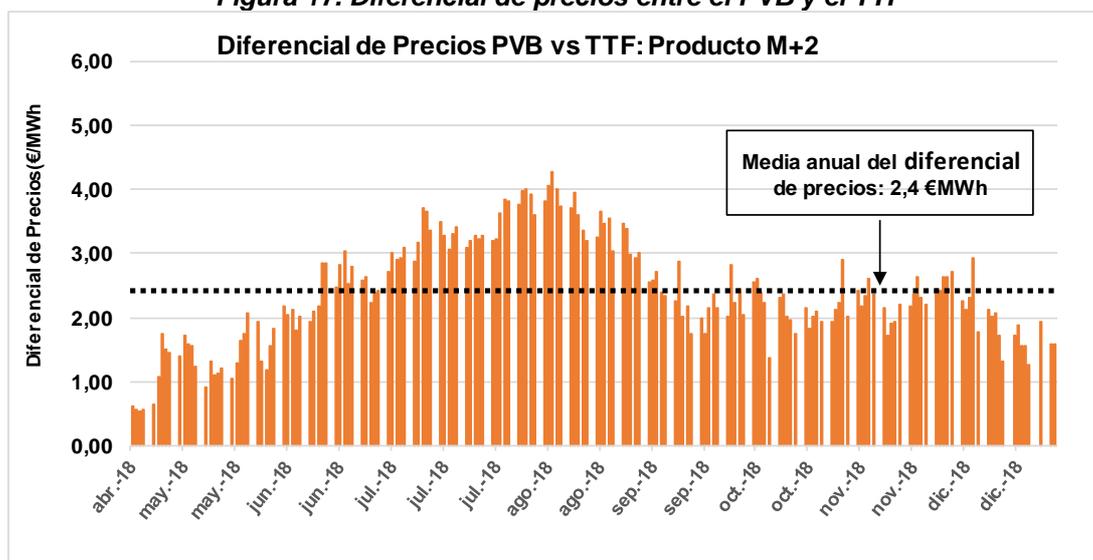


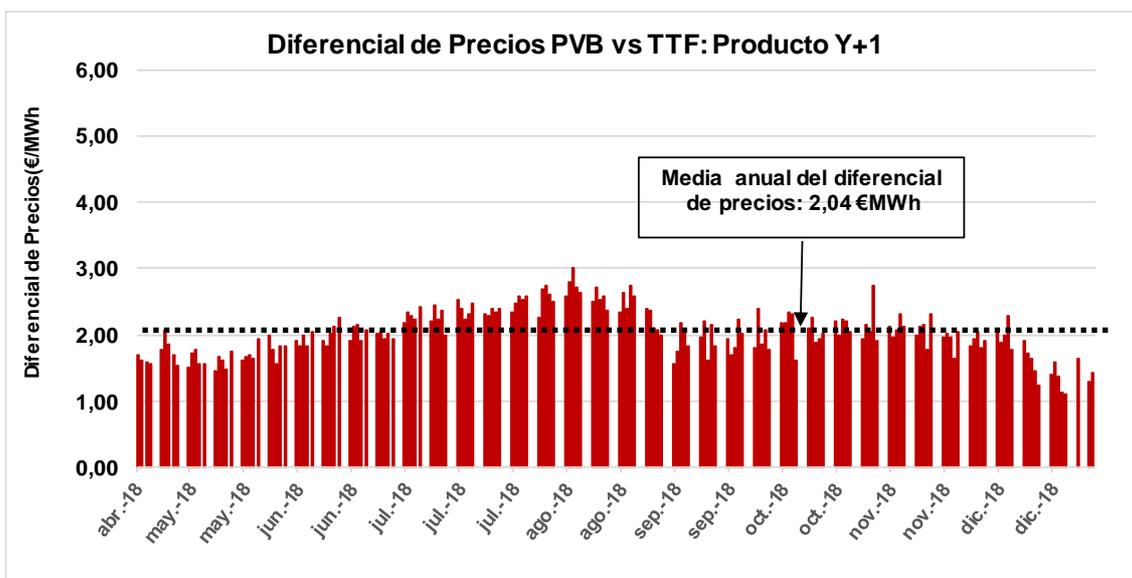
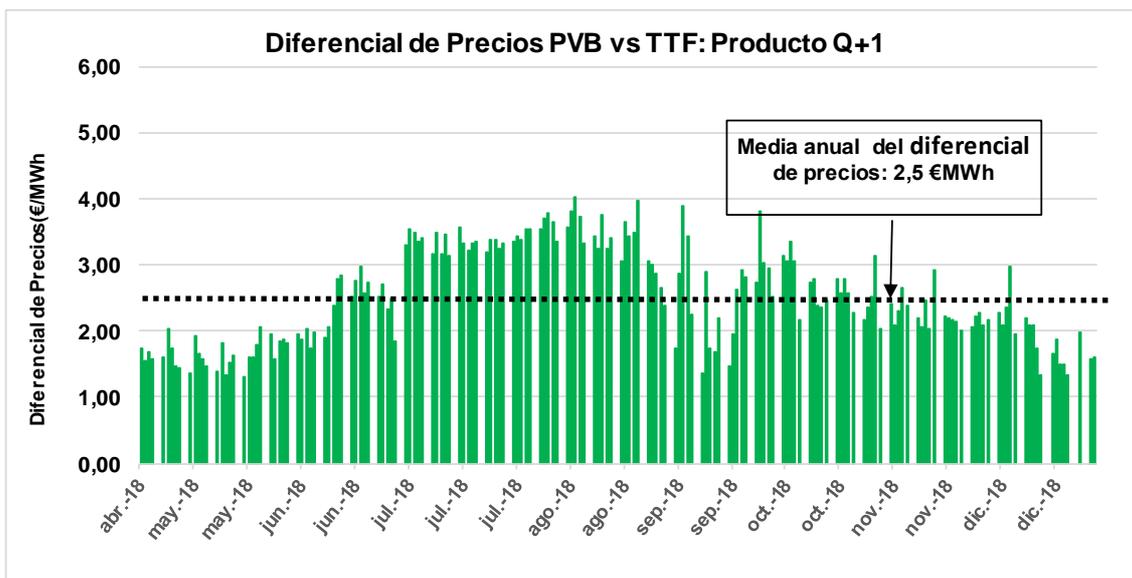
Fuente: MIBGAS Derivatives y Platts

En el periodo de abril a diciembre de 2018, el diferencial medio entre el TTF y el mercado español se sitúa en niveles de 2,4-2,5 €/MWh en el caso de los productos M+2 y Q+1, y en un nivel medio de 2 €/MWh en el caso de producto anual (Y+1).

Los meses con mayores diferenciales de precios son los de julio y agosto, mientras que se observa una reducción del diferencial en los últimos meses de 2018.

Figura 17. Diferencial de precios entre el PVB y el TTF

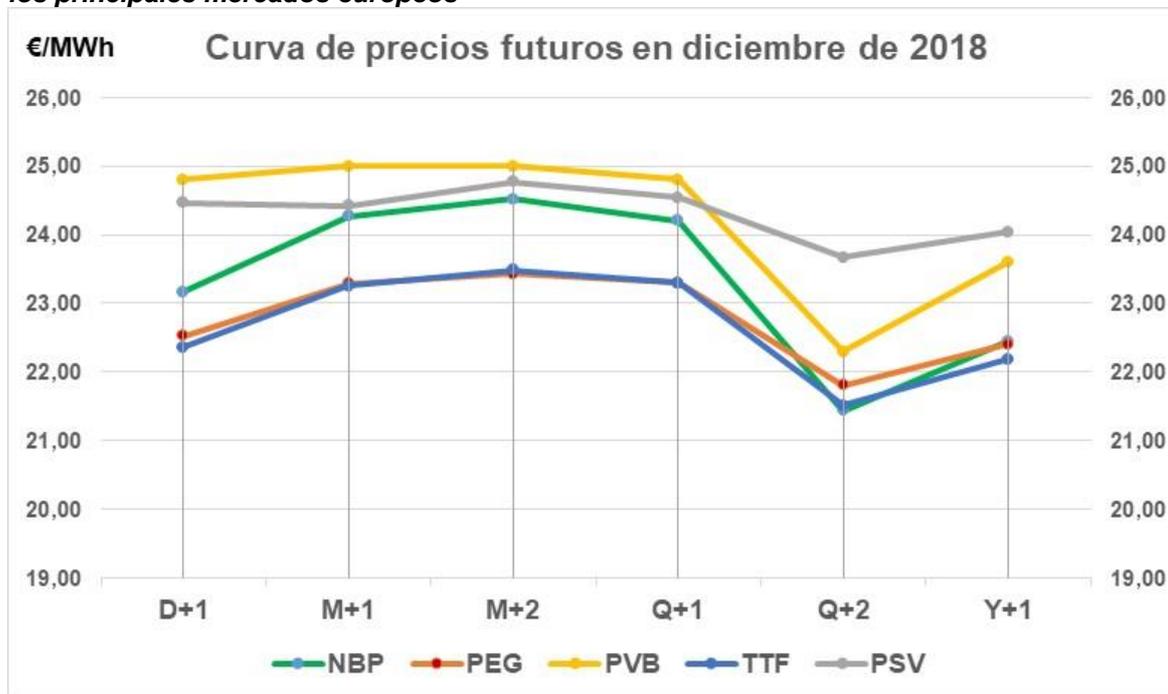




Fuente: MIBGAS Derivatives y Platts

A principios de diciembre de 2018, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa mostraba que los precios de futuros se encontraban ligeramente por debajo del mercado spot (backwardation), siendo esta tendencia algo más acusada en el caso del mercado español.

Figura 18. Curva de precios de futuros en la primera semana de diciembre de 2018 en los principales mercados europeos



Fuente: ICIS

6. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA

En el mercado mayorista español, como en el resto de mercados europeos, coexisten las transacciones en el mercado OTC (transacciones bilaterales) con las transacciones en mercados organizados.

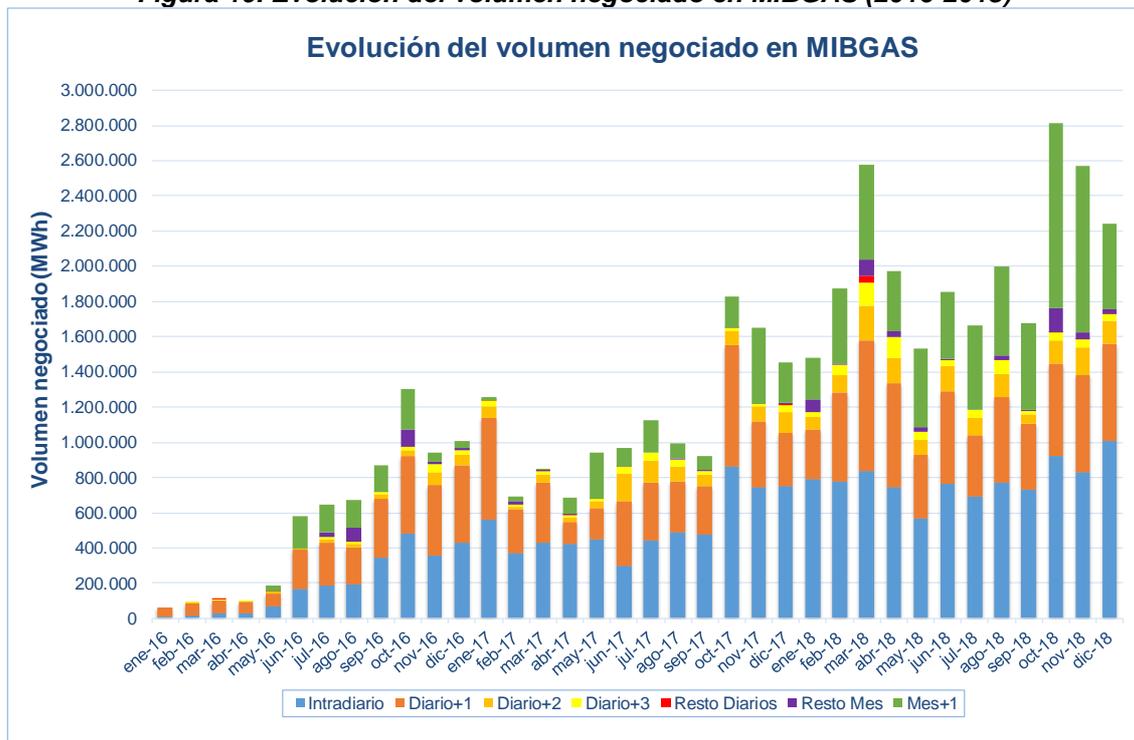
En el caso del **mercado OTC**, el volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2018 asciende a un total de 498,14 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 143% de la demanda en dicho periodo (349,41 TWh).

Aunque el volumen negociado disminuye ligeramente (-3,4%), el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 9,8%, pasando de 176.753 operaciones en el año 2017, a 194.076 operaciones en el año 2018, lo que supone una media de unas 16.000 transacciones al mes.

Por otra parte, en el conjunto de 2018, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS** alcanzó los 24.261 GWh frente a los 13.376 GWh del año anterior, lo que supone un aumento del 81% del volumen de negociación, y alrededor del 7% de la demanda de gas del año.

La figura 15 presenta la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde su constitución en 2016. El gráfico muestra el rápido incremento del volumen negociado en MIBGAS, que presentó un crecimiento del orden de un 81,4% respecto a 2017.

Figura 19. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2018)

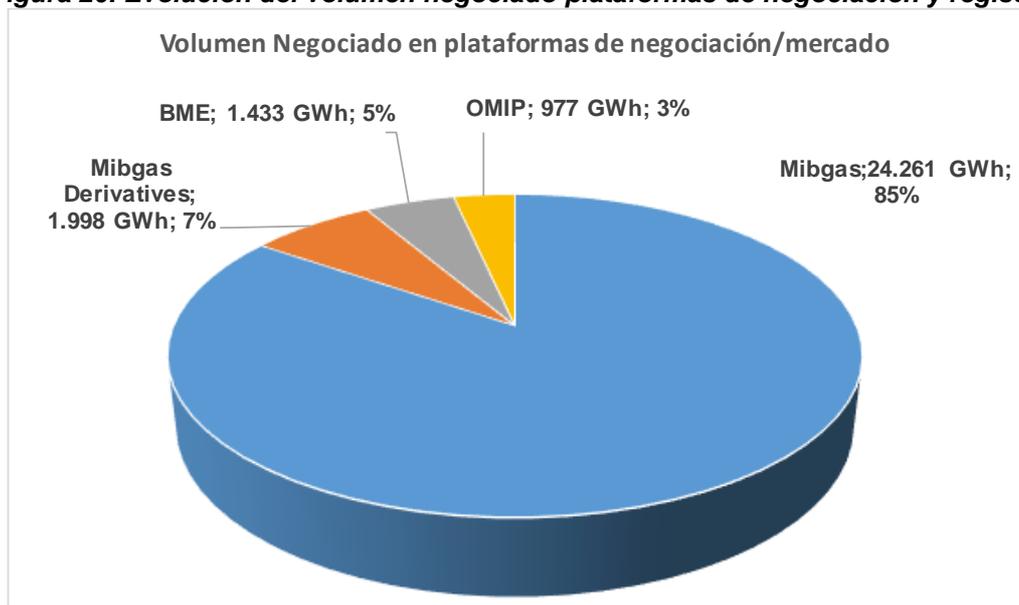


Fuente: CNMC

Por su parte, el mercado de futuros de gas **MIBGAS Derivatives**, registró un volumen de 1.998 GWh en sus primeros meses de actividad.

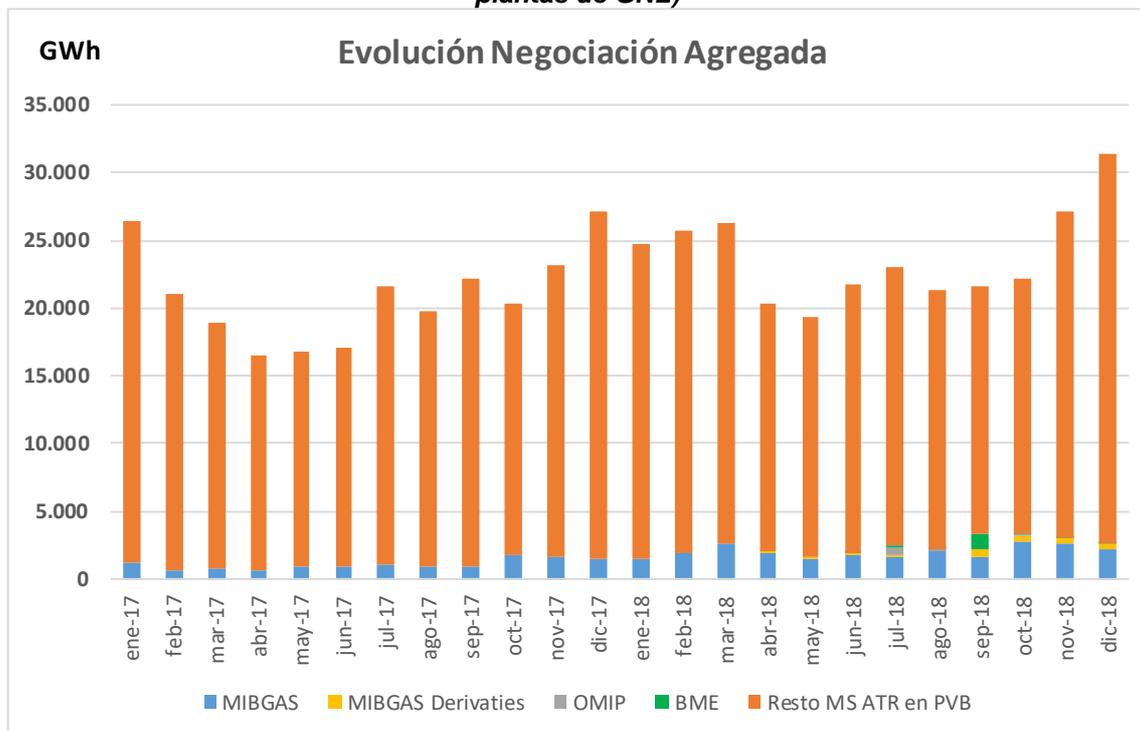
A estos volúmenes hay que sumar las transacciones registradas a través de las plataformas de registro y compensación de **BME** (1.433 GWh) y **OMIP-Omiclear** (977 GWh).

Figura 20. Evolución del volumen negociado plataformas de negociación y registro



Si consideramos únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB** (sin contar la negociación en las plantas de GNL), el total negociado en 2018 ascendió a 284.610 GWh lo que supone un incremento del 13,5% respecto al negociado en 2017 (250.848 GWh).

Figura 21. Evolución volumen negociado en el PVB (excluida la negociación en las plantas de GNL)



Fuente: MIBGAS, BME y ENAGAS

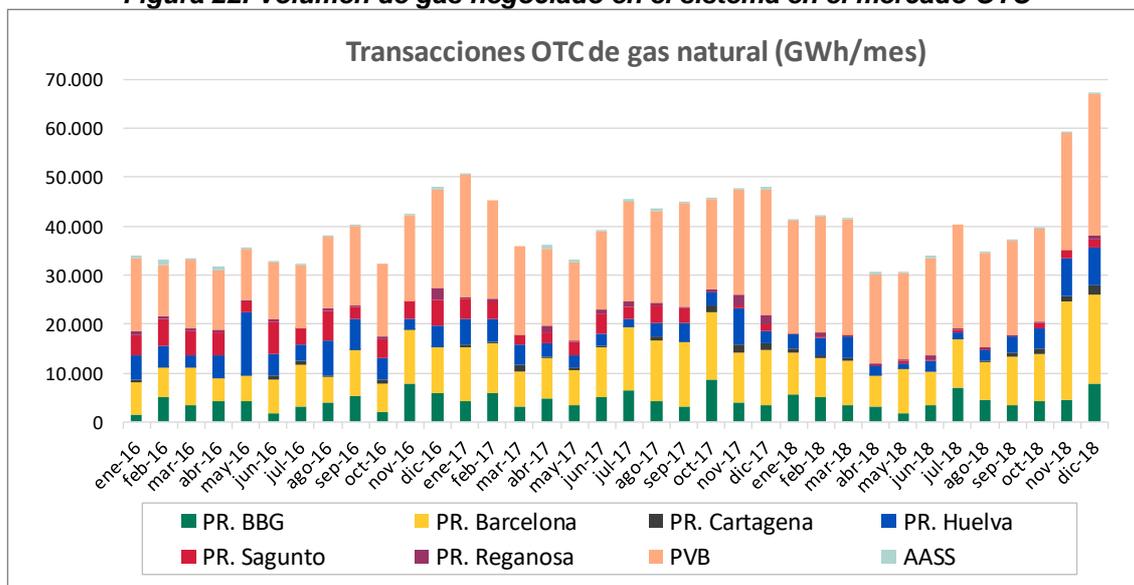
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

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).

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2018 ascendió a un total de 498,14 TWh, un 3,4% inferior al volumen negociado durante 2017. De ellos 237,9 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 48%), 258,4 TWh en el punto de balance la red de transporte (el 52%), y 1,91 TWh en los almacenamientos (el 0,4%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2016:

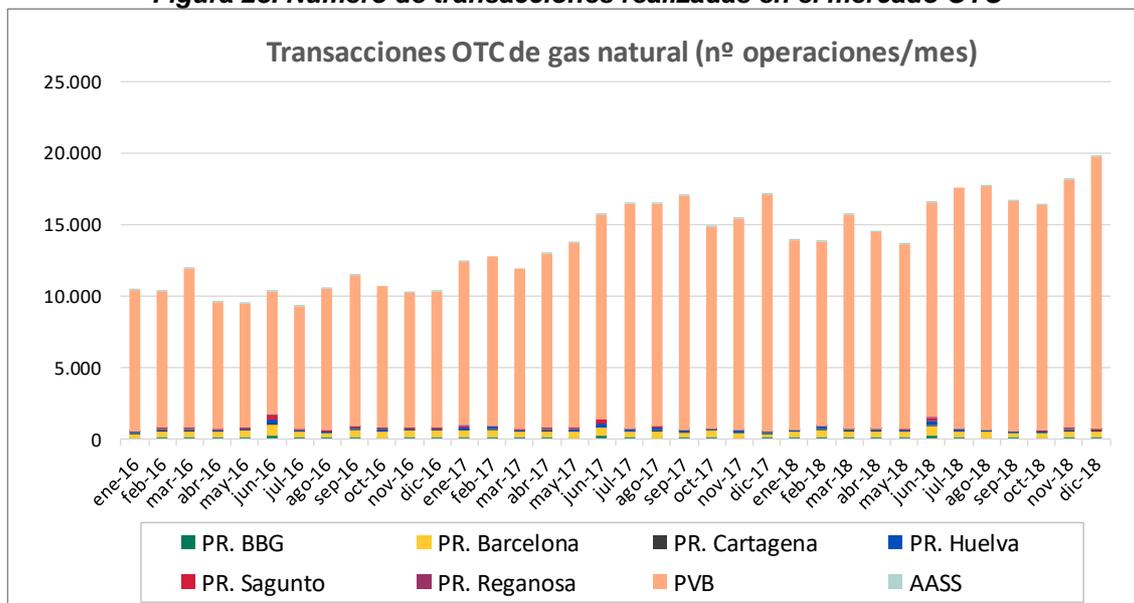
Figura 22. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2018 fue de 194.076 operaciones, lo que supuso un aumento del 9,8% respecto al año 2017. De estas transacciones se realizaron 8.876 en las plantas (el 4,6%), 184.969 en la red de transporte (el 95,3%), y 231 en los almacenamientos (el 0,1%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2016 y 2018.

Figura 23. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El modelo de acceso 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.

La tendencia se ha agravado en 2018, ya que los usuarios actuales de las plantas con menor liquidez han continuado trasladando descargas a las plantas más activas.

Tabla 1. Volumen de transacciones OTC en las plantas de GNL

	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)
Planta de Barcelona	92.439	97.454	86.356	127.422	123.710
Planta de Huelva	105.675	46.617	61.438	42.564	42.556
Planta de Bilbao	36.639	59.432	48.190	56.477	53.649
Planta de Cartagena	42.973	9.186	3.583	8.780	7.297
Planta de Mugarodos	11.940	9.826	7.136	9.880	4.526
Planta de Sagunto	75.622	62.611	52.311	29.676	6.140
Total transacciones	365.288	285.126	259.014	274.799	237.877

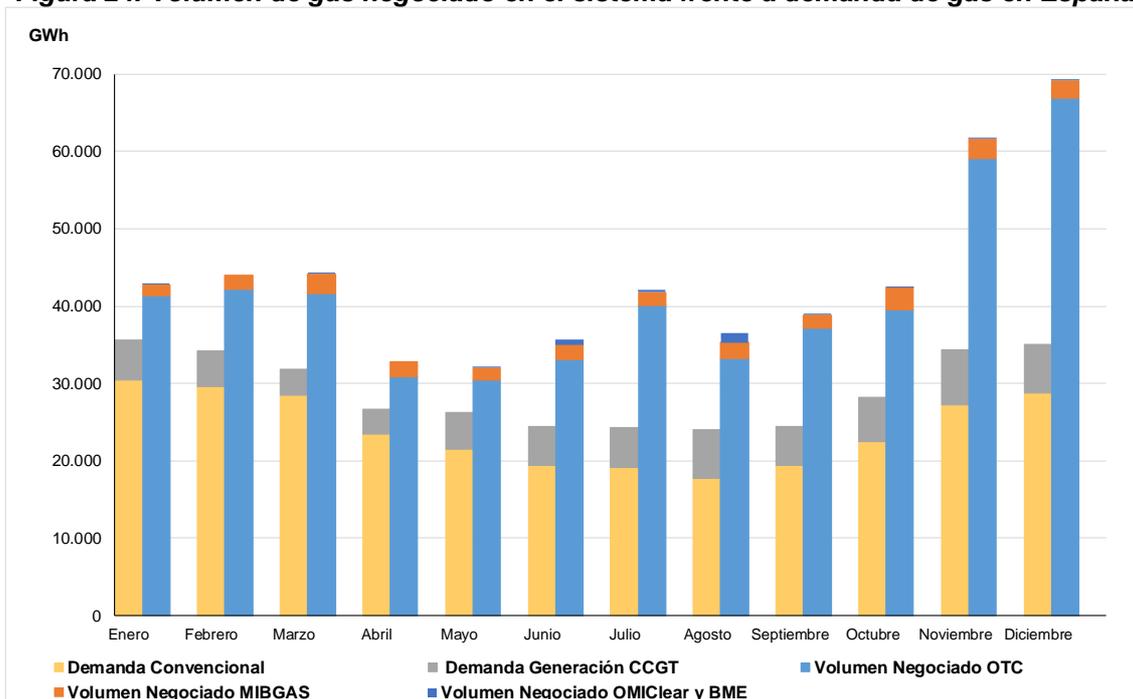
Por este motivo, en los últimos años se ha producido una importante concentración de las transacciones de GNL en la planta de regasificación de Barcelona, que concentra en 2018 el 52% de la negociación de GNL en España, frente al 25% que suponía la negociación en 2014. En paralelo, sigue reduciéndose de manera muy significativa la negociación de GNL en las plantas con menor utilización, que son las plantas de Mugarodos, Cartagena y Sagunto, en las que solo se produce entre el 2 y 3% de las transacciones de GNL.

6.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante todo el año 2018, el número de transacciones y el volumen negociado en el MIBGAS han seguido creciendo progresivamente.

En el conjunto de 2018, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **24.261 GWh**, lo que supone un **6,9%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 3,5% en el 2017. El volumen de transacciones por tanto ha aumentado en un 81,4% respecto a 2017, cuando el volumen total negociado fue de 13.375 GWh.

Figura 24. Volumen de gas negociado en el sistema frente a demanda de gas en España



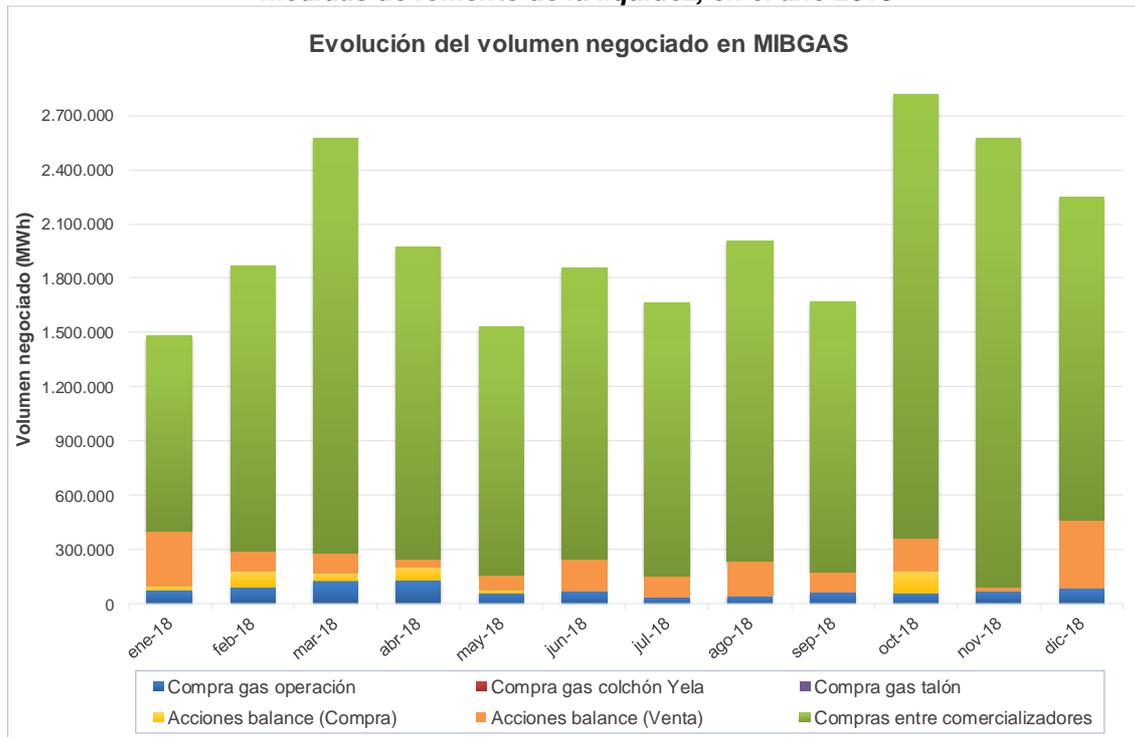
Fuente: CNMC

El incremento en las transacciones ha venido apoyado durante el 2018, por el mantenimiento de algunas de las medidas de fomento de la liquidez que comenzaron a aplicarse en años previos, como la participación de los creadores de mercado o las acciones de balance, pero principalmente, gracias al incremento del volumen negociado entre empresas.

El mes de octubre de 2018 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.

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 25. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez, en el año 2018



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 87,2% 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 (excluido el cómputo de compras de gases regulados), fue el 22 de noviembre, con 212 GWh.

Las compras de gas de operación se realizaron todos los días del año a excepción del día 28 de febrero. 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 2018 suponen un promedio de 2,5 GWh por día.

Durante el año 2018 no se realizaron compras de gas talón, ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen mayor en el año 2018 que en 2017. Durante 2018, las acciones de balance suponen el 1,4% de las compras y el 7,6% de las ventas realizadas en el MIBGAS.

Por otro lado, desde enero de 2018 comenzaron a operar los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores de mercado obligatorios en los productos M+1 y D+1.

En relación con la figura de los creadores de mercado voluntarios, a lo largo de 2018, en el primer semestre operó como creador de mercado en el producto mensual la comercializadora ENGIE España S.L.U. En el segundo semestre del

año las comercializadoras elegidas para desarrollar el servicio fueron Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., también para el producto mensual.

La presencia de los creadores de mercado es muy importante para impulsar la liquidez de productos como el mensual, asegurando la disponibilidad de ofertas y la transparencia del precio del producto.

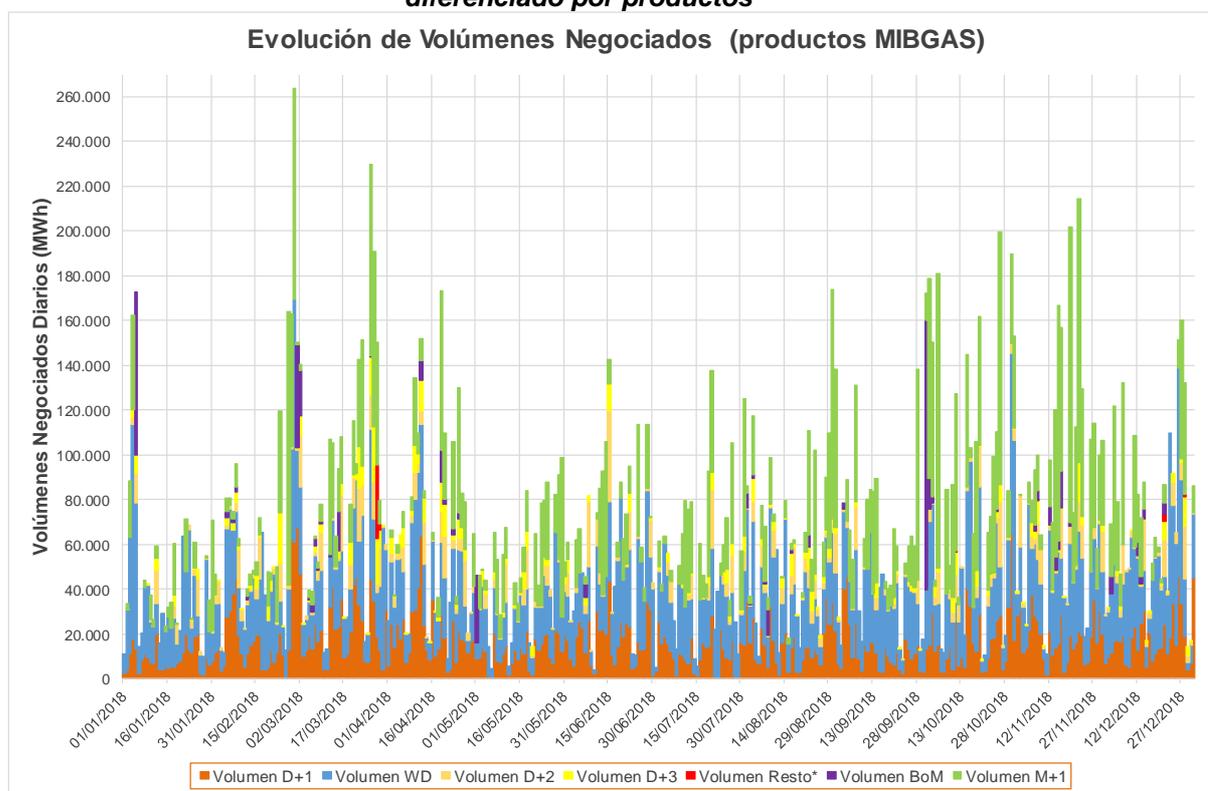
6.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto

a) Volumen negociado por sesión de negociación

A lo largo de 2018, 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 36,6 GWh/día en el año 2017, a un volumen **promedio anual de 66,5 GWh/día** en 2018. 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 83 GWh/día (frente a 53,6 GWh/día en el Q4 de 2017).

Figura 26. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2018, 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 28 de marzo o del 21 de diciembre)

La sesión con mayor volumen negociado durante 2018 fue el 28 de febrero, con **263,7 GWh**, siendo el segundo día del año con mayor volumen negociado entre

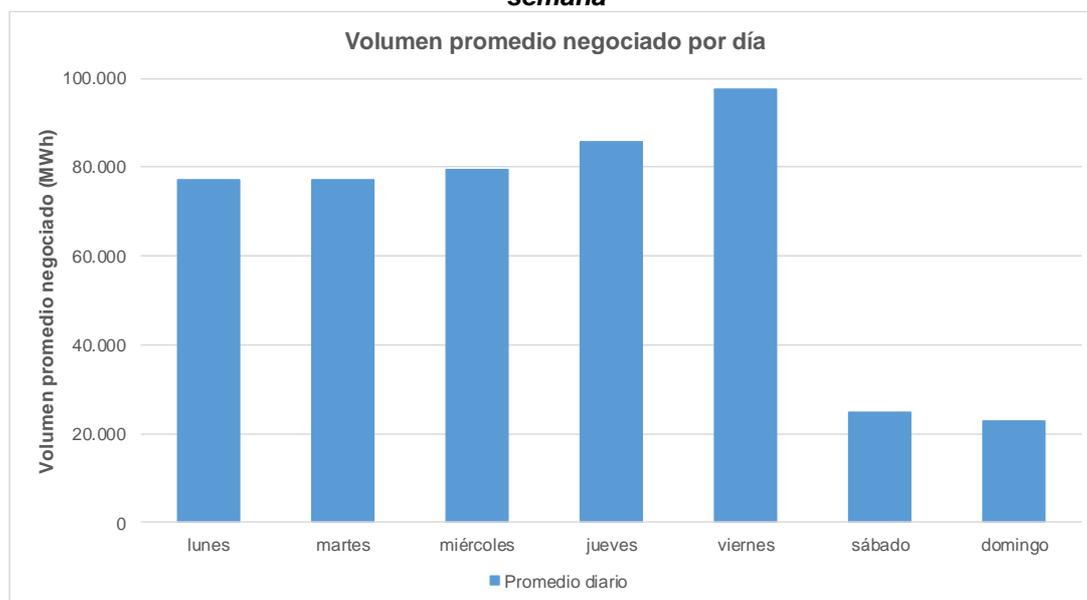
comercializadores hasta esa fecha (excluidas las compras de gases regulados), y también la sesión con mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones.

El mes con mayor volumen negociado es octubre, con un total negociado de 2.816 GWh/mes, por encima de la media anual, de 2.426 GWh/mes.

A lo largo de 2018, se superaron los 200 GWh en varias sesiones de negociación de los meses febrero, marzo y noviembre. Destacar los 263,7 GWh negociados el día 28 de febrero y 229,8 GWh el día 26 de marzo, ambos principalmente repartidos entre acciones de balance de compra del GTS, y compras entre comercializadoras.

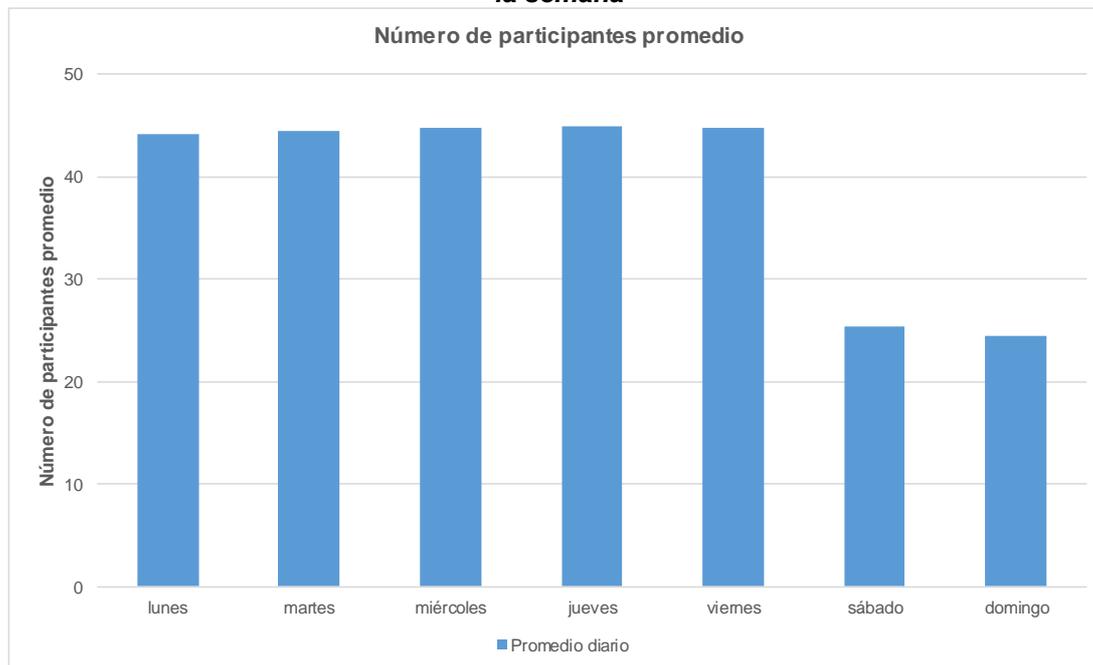
El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana, cuando el promedio de negociación diaria se sitúa entre 22 y 25 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen promedios de negociación diaria de entre 77 y 98 GWh/día durante el año 2018.

Figura 27. Volumen de negociación en MIBGAS en 2018, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 28. Número de agentes participando en MIBGAS en 2018, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

b) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2018, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 261.375, lo que supone un promedio de 716 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 77.107 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (69.643 ofertas) y en el producto intradiario (129.985 ofertas).

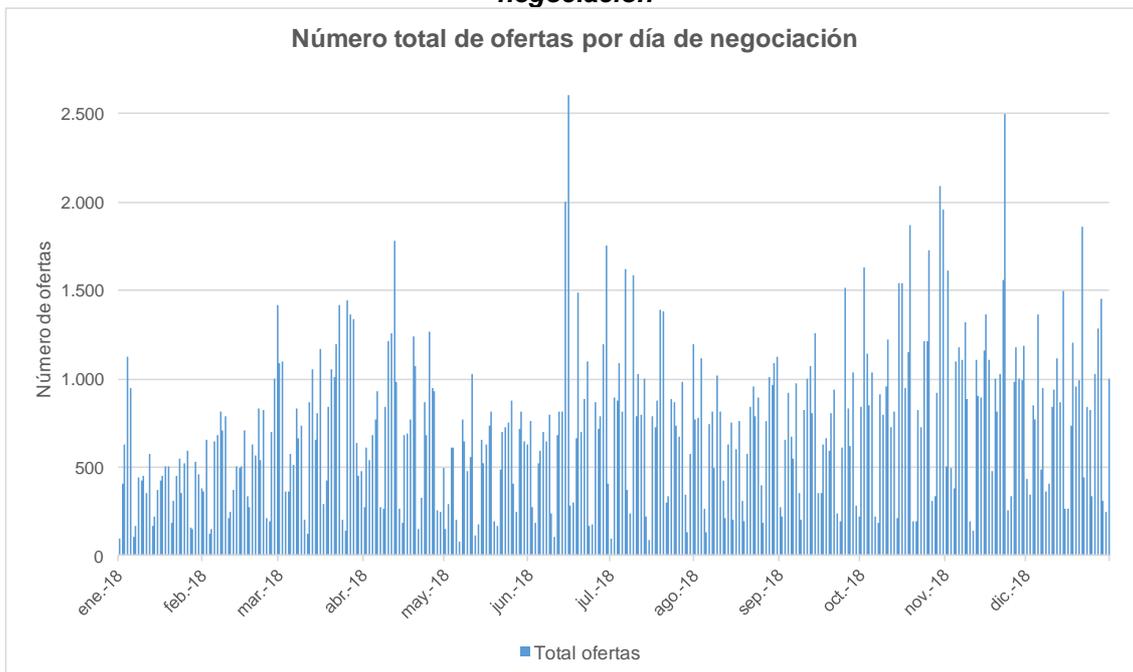
Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2016-2018)

	2016	2017	2018
Número total de ofertas de compra o venta	39.338	104.552	261.375
Ofertas por día (promedio diario)	108	286	716
Total de transacciones	10.607	46.704	77.107

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

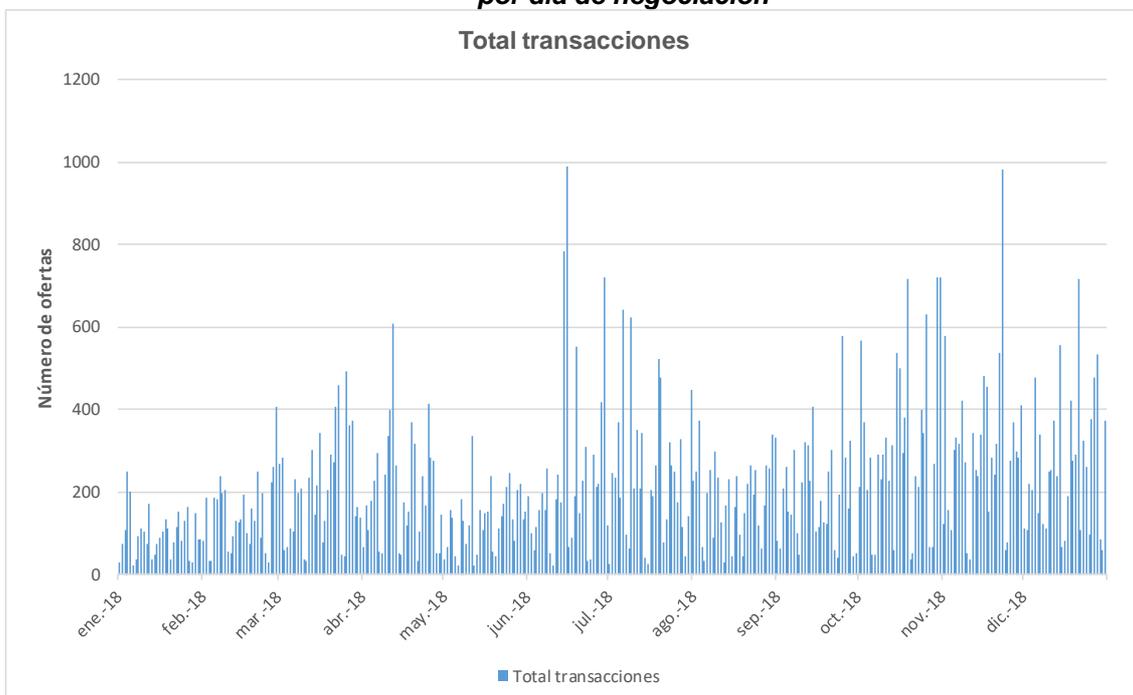
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación, concentrándose las sesiones con mayor volumen en el último trimestre del año, como se observa en las siguientes figuras.

Figura 29. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2018, por día de negociación



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 30. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2018, por día de negociación



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

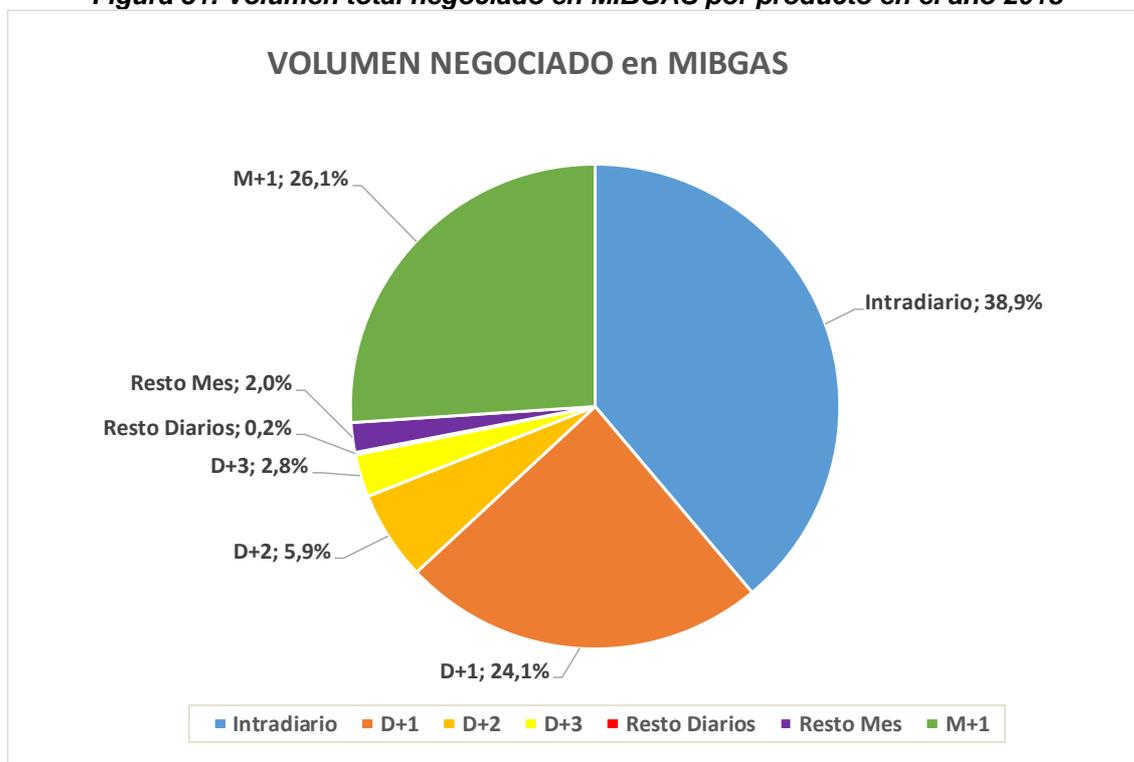
La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2018, fue la del 15 de junio, con 2.601 ofertas, que dieron lugar a 989 transacciones entre agentes y se negociaron 142,7 GWh.

c) Volumen negociado en MIBGAS por producto

En el conjunto de 2018, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 38,9% del volumen total negociado, seguido del producto M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación), con un 26,1% del volumen.

El producto M+1 ha superado en volumen negociado durante 2018 al producto D+1, principalmente debido a las actuaciones de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios sobre este producto, como se analiza más adelante.

Figura 31. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2018



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

Tabla 3. Volúmenes negociados por producto (MWh) hasta diciembre de 2018

Mes	INTRADIARIO	DIARIO						BoM	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6			
Total 2017	6.299.476	4.106.658	892.646	311.933	9.617	333	-	53.280	1.702.050	13.375.993
Enero	788.526	282.201	74.019	28.533	-	-	-	72.800	234.640	1.480.719
Febrero	778.404	505.455	97.321	58.118	-	-	-	8.230	423.770	1.871.298
Marzo	836.285	743.049	195.036	135.215	31.381	4.535	-	96.010	532.500	2.574.011
Abril	744.658	589.458	145.930	118.564	-	-	-	30.770	343.790	1.973.170
Mayo	565.894	364.900	83.949	44.883	-	-	-	30.000	441.300	1.530.926
Junio	766.740	525.144	144.412	33.296	-	-	-	5.750	379.130	1.854.472
Julio	691.571	346.945	100.506	43.826	-	-	-	-	484.220	1.667.068
Agosto	771.405	488.080	130.229	75.764	-	-	-	28.480	508.200	2.002.158
Septiembre	731.953	375.636	54.130	19.397	-	-	-	2.700	491.040	1.674.856
Octubre	921.058	528.078	130.573	47.500	600	-	-	138.240	1.050.300	2.816.349
Noviembre	832.575	551.953	154.027	46.237	54	-	-	42.630	943.640	2.571.116
Diciembre	1.009.956	547.526	130.043	39.914	4.681	201	-	25.650	487.320	2.245.291
Total 2018	9.439.025	5.848.425	1.440.175	691.247	36.716	4.736	-	481.260	6.319.850	24.261.434
Variación 17/1	49,8%	42,4%	61,3%	121,6%	281,8%	1322,2%	-	803,3%	271,3%	81,4%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

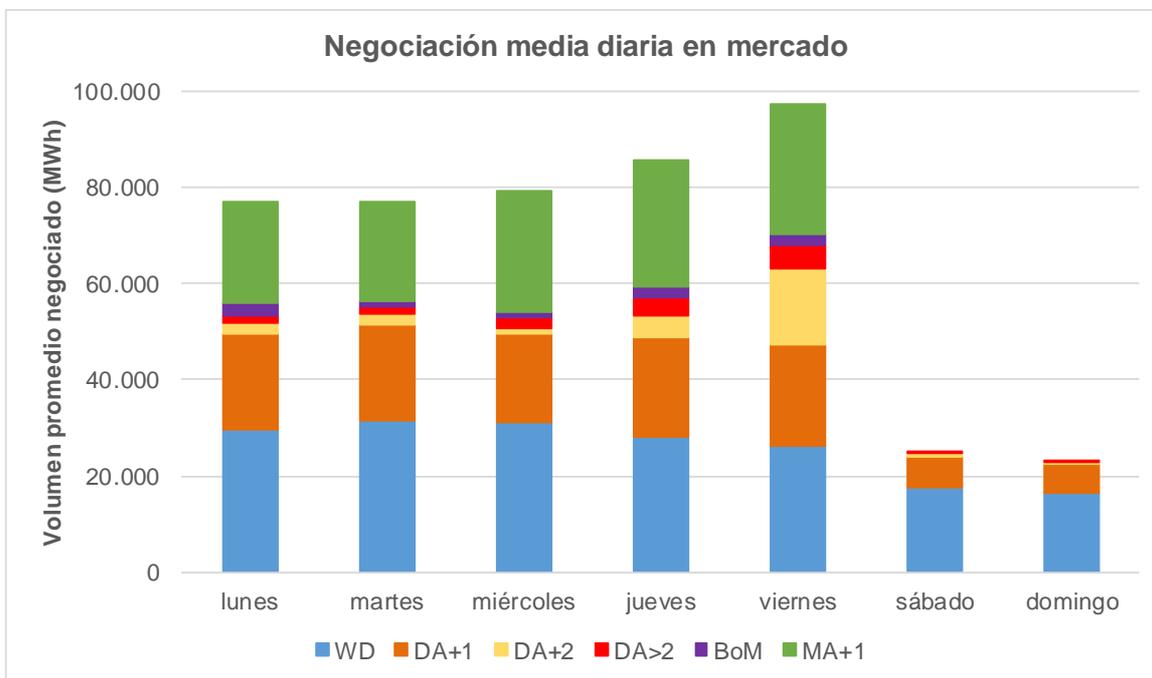
En comparación con el año 2017, el producto que más crece en términos de volumen negociado en 2018 es el producto mensual, que pasa de 1.702 GWh a 6.320 GWh, lo que supone un crecimiento del 271% impulsado por la actuación de los creadores de mercado.

El volumen negociado del producto D+1 crece un 42,4%, mientras que el intradiario crece un 49,8% en 2018.

Destaca así mismo el aumento de negociación de los otros productos diarios (D+2, D+3 o superior), cuya negociación 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 9% del volumen negociado en MIBGAS.

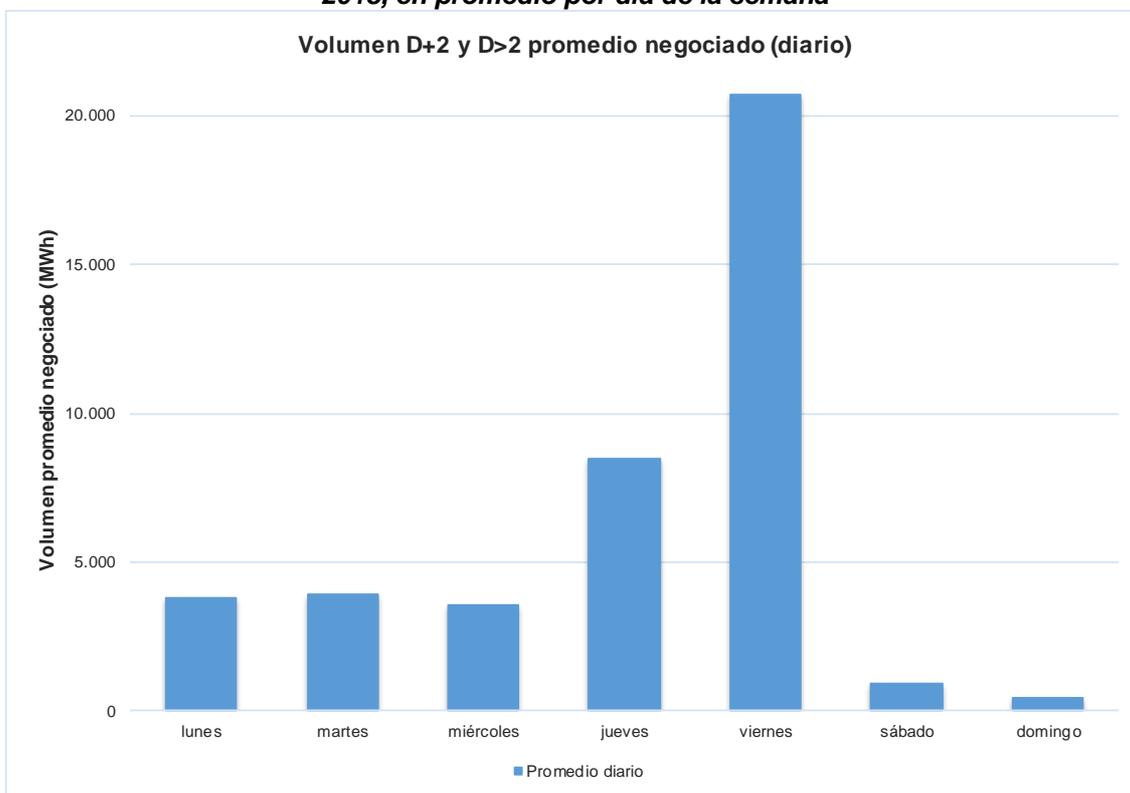
Si ahora tenemos en cuenta los volúmenes de mercado sobre el total de mercado, en la siguiente figura se observa cómo, la negociación de productos diarios incrementa en gran medida los viernes, ya que los agentes anticipan sus transacciones para evitar operar en el fin de semana.

Figura 32. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2018, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 33. Volumen de negociación diaria de los productos D+2 y D>2 en MIBGAS en 2018, en promedio por día de la semana

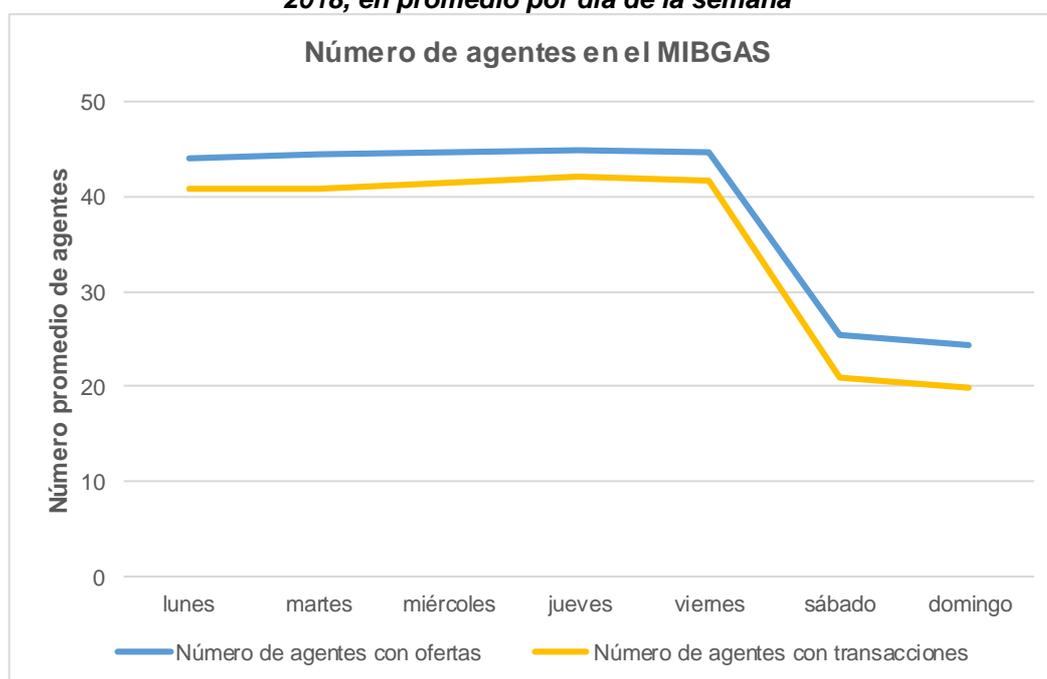


Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El volumen negociado de los productos D+2 y otros diarios con horizonte de entrega superior (D+3, D+4 y D+5), supone entre un 6% y un 29% del volumen del producto diario a lo largo de la semana, salvo el viernes, en el que alcanzan un volumen negociado similar al negociado en el D+1.

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían en promedio entre 40 y 43 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 20 los fines de semana. Algo similar ocurre con el número de agentes que presentan ofertas, el número en este caso varía en promedio entre los 44 y 45 agentes entre semana y se reduce a 25 los fines de semana.

Figura 34. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2018, en promedio por día de la semana



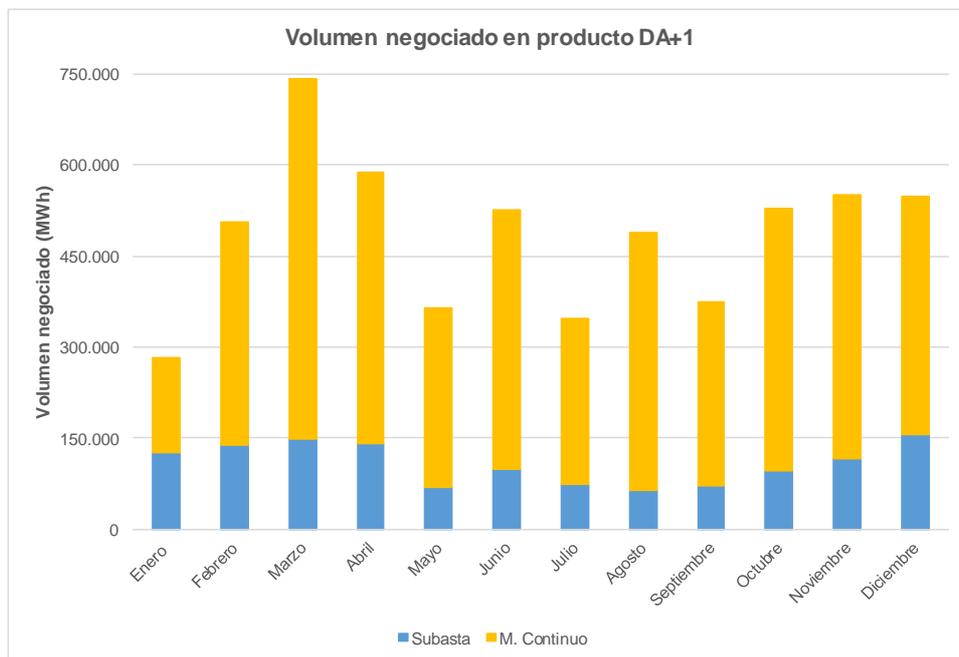
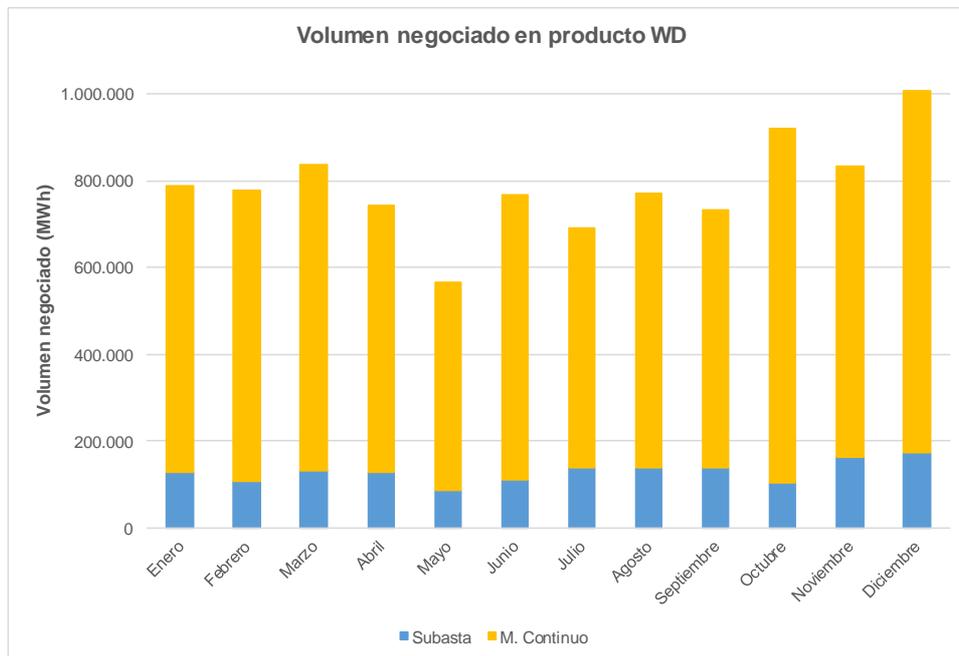
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

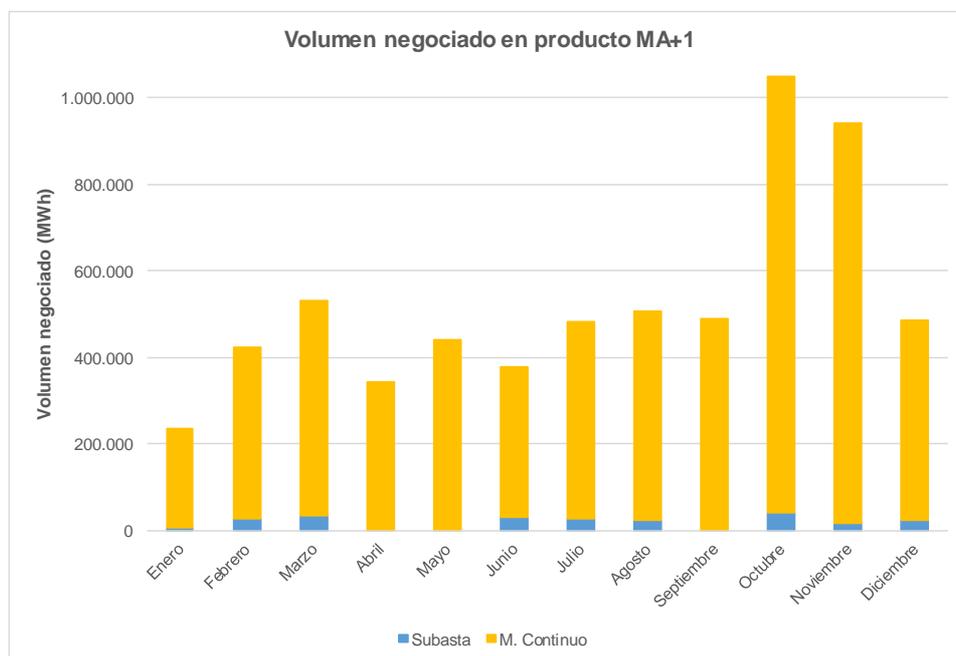
d) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El volumen total negociado durante 2018 en las subastas fue del 14,26%, mientras que en el mercado continuo fue del 85,74%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 16,4% en la subasta y el 83,6% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 22,1% en la subasta y el 77,9% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 3,6% en la subasta y el 96,4% en el continuo.

Figura 35. 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 2018, MIBGAS evoluciona hacia un mercado más líquido, en el que se incrementan las transacciones. La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo, para los tres tipos de productos representados, y en particular en el producto M+1.

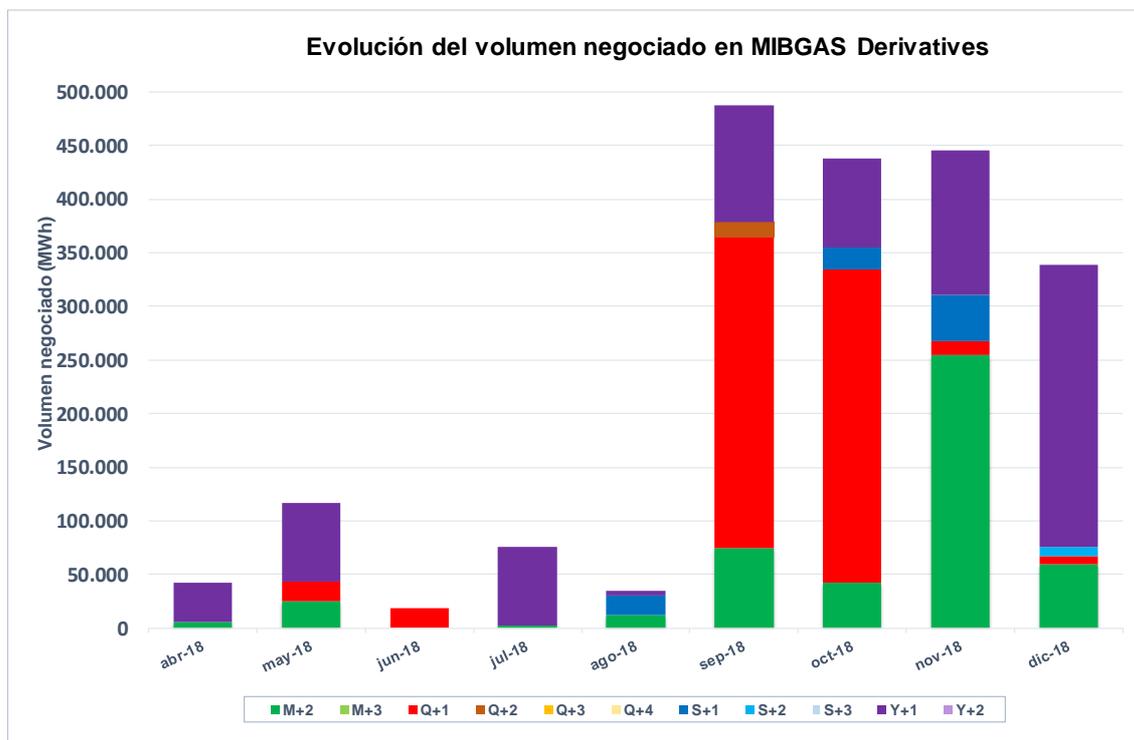
6.4. Volumen negociado en el mercado de futuros (MIBGAS Derivatives)

MIBGAS Derivatives comenzó a negociar productos de futuros de gas en abril de 2018, con OMIClear como cámara de compensación y liquidación, sumando un volumen de negociación de **1.998 GWh** en sus primeros 9 meses de funcionamiento.

El producto que ha alcanzado mayor volumen negociado en MIBGAS Derivatives fue el producto Año+1, con un 38,9% del volumen total negociado (777,45 GWh), seguido del producto Trimestre+1, con un 32,0% del volumen, y del producto Mes+2, con un 23,8% del volumen. A mayor distancia se sitúan el producto Semestre+1, con un 4,1% del volumen, el Trimestre+2 (0,7%) y el Semestre+2 (0,5%). Sin embargo, el mayor número de transacciones realizadas ha sido del producto Mes+2, que suma 100 transacciones a final de año, con un volumen total de 476,3 GWh.

Axpo Iberia ha actuado como creador de mercado durante 2018.

Figura 36. Evolución volumen negociado por producto y mes en MIBGAS Derivatives

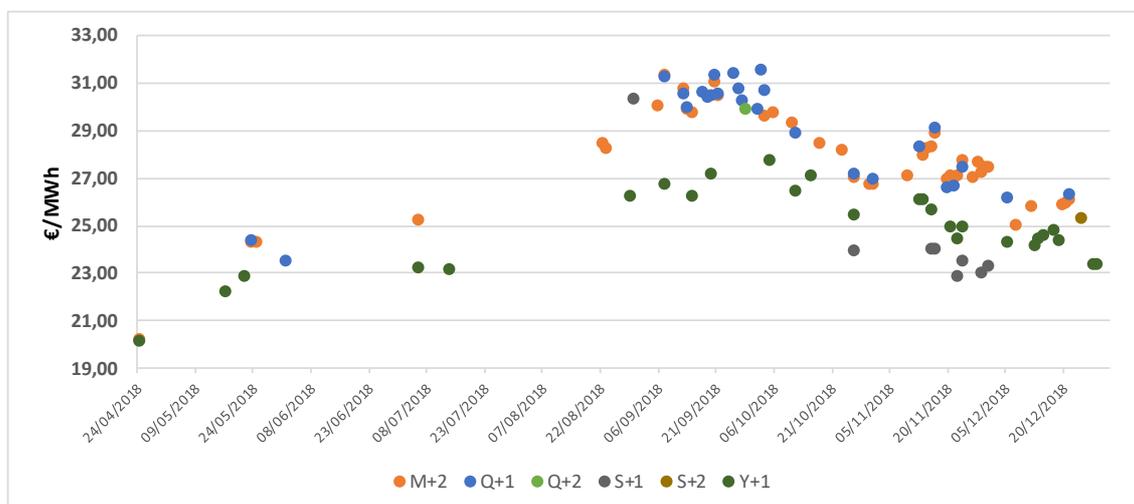


Fuente: MIBGAS Derivatives

En relación con la liquidez del mercado, el número de transacciones casadas no es muy elevado, aunque su volumen es típicamente mayor que el de una transacción en el mercado spot.

Como se observa en el siguiente gráfico, en los primeros 5 meses de funcionamiento de MIBGAS Derivatives, hubo pocos días en los que se registró alguna transacción. Sin embargo, a partir del mes de septiembre, se observa un incremento en la negociación de los productos M+2, Q+1 y Y+1.

Figura 37. Negociación diaria de los distintos productos de MIBGAS Derivatives



Fuente: MIBGAS Derivatives

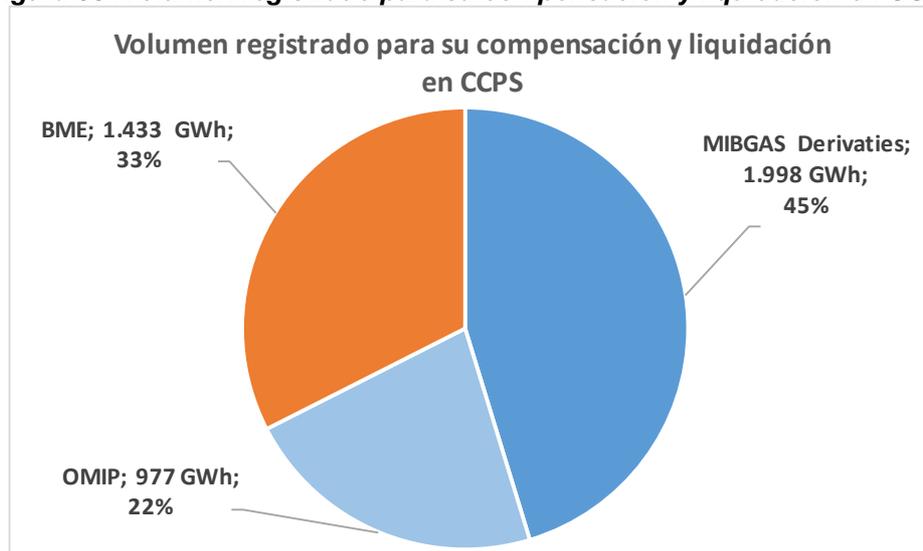
6.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear y BMC Clearing)

Durante 2018 en OMIClear se registró un volumen total de 2.975 GWh: 977 GWh relativos contratos bilaterales entre comercializadores en OMIP y 1.998 GWh a los volúmenes negociados en la plataforma MIBGAS Derivatives.

Además, BME Clearing registró un volumen total de contratos bilaterales de 1.433 GWh.

Todo ello supone que el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de OMIClear y BME Clearing en 2018 fue de 4.409 GWh.

Figura 38.. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs



Fuente: MIBGAS, BME y ENAGAS

A continuación, se detalla el volumen registrado en cada una de las Cámaras anteriores.

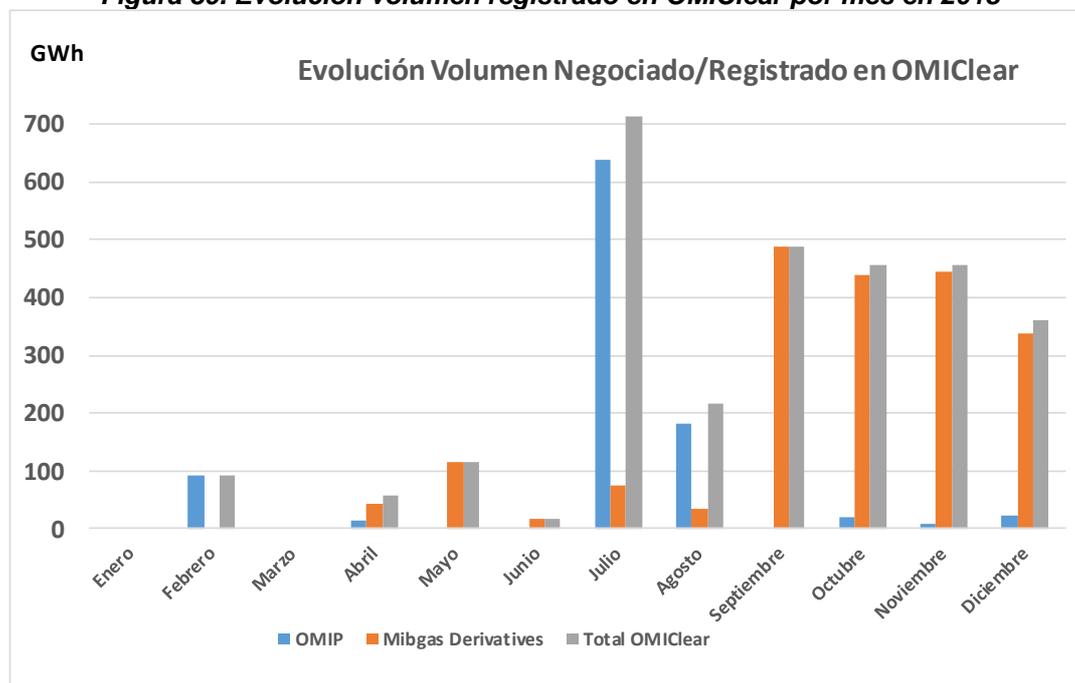
• Evolución volumen registrado en OMIP - OMICLEAR

El 16 febrero de 2018 OMIP registró la primera transacción de contratos futuros de gas natural para compensación a través de OMIClear, por un volumen total de 91 GWh para productos anuales con entrega en el año 2019.

Además, OMIClear realiza los servicios de compensación de los contratos negociados en MIBGAS Derivatives.

El volumen total compensado por **OMIClear** en 2018 ascendió a **2.975 GWh**: 977 GWh relativos a los volúmenes registrados en OMIP y 1.998 GWh a los volúmenes negociados en MIBGAS Derivatives. En el mes de julio se registró el volumen más alto de registro y compensación de contratos bilaterales. La actividad ha sido bastante limitada en el resto de los meses.

Figura 39. Evolución volumen registrado en OMIClear por mes en 2018



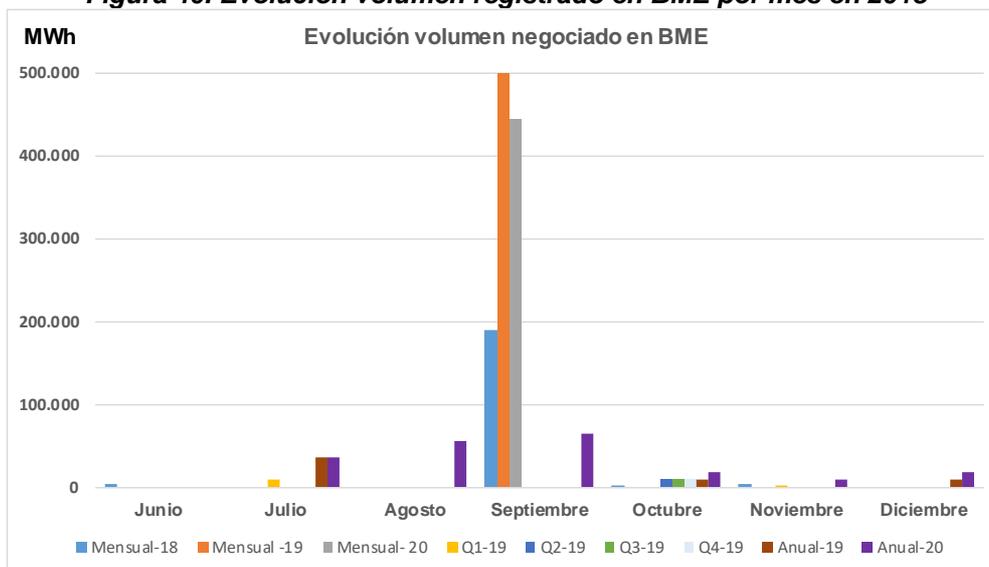
Fuente: MIBGAS Derivatives y ENAGAS

- **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

El 24 de mayo de 2018 **BME Clearing**, la Entidad de Contrapartida Central del Grupo BME, ha empezado a ofrecer el registro y compensación de contratos de gas natural futuros y day-ahead con entrega física: diario, semanal, mensual, trimestral, temporada y anual. La primera operación se registró el 6 de junio de 2018 por un volumen total de 3,1 GWh.

En los siete primeros meses de funcionamiento de BME se ha registrado un volumen total de **1.433 GWh**. En el mes de septiembre se registró el volumen más alto de negociación con un volumen de 1.196 GWh, lo que supone que en dicho mes se negoció el 84% del volumen total negociado en 2018.

Figura 40. Evolución volumen registrado en BME por mes en 2018



Fuente: BME

El producto con más volumen en BME durante 2018 fue el producto Anual+2 y mensual con entrega en el mes de diciembre 2018, con un 14% y 6,5% del volumen total negociado, respectivamente.

Tabla 4. Volumen registrado por producto y mes en BME

Mes (En MWh)	Mensuales			Trimestral				Anual		Volumen total BME (MWh)
	2018	2019	2020	Q1-19	Q2-19	Q3-19	Q4-19	2019	2020	
Junio 2018	3.100									3.100
Julio 2018				9.000				36.500	36.600	82.100
Agosto 2018									54.900	54.900
Septiembre 2018	188.980	498.895	444.398						64.050	1.196.323
Octubre 2018	1.550				9.100	9.200	9.200	9.125	18.300	56.475
Noviembre 2018	3.100			900					9.150	13.150
Diciembre 2018								9.125	18.300	27.425
TOTAL 2018	196.730	498.895	444.398	9.900	9.100	9.200	9.200	54.750	201.300	1.433.473

Fuente: BME

7. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ

A efectos de contribuir al aumento de la liquidez en el mercado spot de gas, entre 2015 y 2017 se establecieron una serie de medidas de impulso de la liquidez (compras de gas operación, creadores de mercado voluntarios) que han continuado durante el año 2018. Además, la puesta en marcha de la circular de balance, establece la obligación del GTS de realizar el balance residual del sistema a través de compra-ventas de gas en el mercado spot, lo que también contribuye a la liquidez del mercado.

Adicionalmente, cabe destacar como novedad en el año 2018, que comienzan a operar, como creadores de mercado obligatorios, los operadores dominantes en el sector gasista (Naturgy y Endesa). En este apartado se analizan los volúmenes y liquidez aportados al mercado por cada una de las medidas de fomento de la liquidez.

7.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado

Las medidas introducidas han sido, en resumen, las siguientes:

- La **compra del gas de operación**⁵ 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 de operación, ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **922,7 GWh** en 2018.

- 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.

En 2018, no ha habido compras de gas colchón ni de gas talón.

- 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)⁶. Dichas acciones son realizadas por el GTS en los productos intradiario y diario desde el 1 de octubre de 2016.

Las acciones de balance para la red de transporte realizadas por el GTS, por un volumen total de **2.189 GWh** (337 GWh de compras y 1.852 GWh de ventas) en el año 2018.

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

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

- 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. Las convocatorias realizadas en 2018 dieron los siguientes resultados:
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 21 de diciembre de 2017 a **ENGIE España SLU**, para actuar durante el **primer semestre** en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de enero y terminó el 30 de junio, y los resultados fueron un total de **488 GWh de compra y 339 GWh de venta**.
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 2 de julio de 2018 a **Axpo Iberia SL y ENGIE España SLU**, 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 **839 GWh de compra y 882 GWh de venta**.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado, reglado mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía. El Ministerio seleccionó a los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores obligatorios, comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2018 en el **producto diario** fue de **310 GWh de compra y 233 GWh de venta**, y en el **producto mensual** fue de **400 GWh de compra y 364 GWh de venta**.

En conjunto, las medidas de fomento de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2018, proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 6.966 GWh, lo que supone el 21,22% de las compras totales y un 20,32% de las ventas totales.

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 2018 sobre el total negociado fueron las acciones de balance (de venta), seguidas de las operaciones realizadas por los creadores de mercado voluntarios.

Tabla 5. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2017-2018)

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2017		Volumen negociado en MIBGAS en 2018	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas operación	927.139	6,93%	922.674	3,80%
Compra gas colchón Yela	420.007	3,14%	0	0
Acciones balance (Compra)	1.106.639	8,27%	337.574	1,39%
Compras de comercializadoras	10.922.200	81,66%	23.001.186	94,81%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	238.586	1,80%	1.326.500	5,47%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	n/a	n/a	710.166	2,93%
Total	13.375.993	100%	24.261.434	100%

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2017		Volumen negociado en MIBGAS en 2018	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Acciones balance (Venta)	549.846	4,10%	3.718.342	15,33%
Ventas de comercializadoras	12.826.147	95,89%	20.543.092	84,67%
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	309.259	2,31%	1.220.340	5,03%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	--	--	597.304	2,46%
Total	13.375.993	100%	24.261.434	100%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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 222%, con un total negociado de 23.001 GWh en 2018.

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

Mes	Compra gas operación	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compras C. obligatorios	Ventas C. obligatorios	Compras C. voluntarios	Ventas C. voluntarios	Compras entre comercializadores	Volumen total MIBGAS (MWh)
Enero	75.710	18.270	307.230	64.296	39.859	41.720	29.960	1.079.509	1.480.719
Febrero	95.359	80.112	114.726	33.745	69.023	31.000	89.590	1.581.101	1.871.298
Marzo	127.825	46.000	105.996	105.821	97.815	106.500	53.400	2.294.190	2.574.011
Abril	130.200	72.210	46.360	47.636	29.080	75.330	45.260	1.724.400	1.973.170
Mayo	62.850	9.975	88.321	43.625	48.990	135.000	63.900	1.369.780	1.530.926
Junio	69.930	-	176.469	32.999	31.953	97.960	56.420	1.608.073	1.854.472
Julio	35.500	-	114.094	18.278	45.611	110.980	93.930	1.517.474	1.667.068
Agosto	45.000	-	192.886	47.745	46.350	97.200	90.300	1.764.272	2.002.158
Septiembre	60.900	-	113.724	91.373	38.706	195.300	103.850	1.500.232	1.674.856
Octubre	63.600	111.007	189.597	102.807	52.615	196.500	276.600	2.452.145	2.816.349
Noviembre	66.700	-	27.334	59.927	67.697	144.460	165.850	2.477.082	2.571.116
Diciembre	89.100	-	375.045	61.914	29.605	94.550	151.280	1.781.146	2.245.291
TOTAL	922.674	337.574	1.851.782	710.166	597.304	1.326.500	1.220.340	21.149.404	24.261.434

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

7.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón

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 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.

A lo largo del año 2018 el GTS ha comprado gas de operación en 364 ocasiones, todos los días salvo el 28 de febrero, con un volumen medio de 2,5 GWh por sesión.

Se ha producido una pequeña disminución del volumen total de gas operación respecto a 2017, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 6. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2018)

	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón
Total 2016	702.132	1.365.050	388.000
Total 2017	927.139	420.007	-
Total 2018	922.674	-	-

En 2018 no se registraron adquisiciones de gas talón ni de gas colchón.

7.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS

En el conjunto del año 2018, el GTS realizó acciones de balance por un total de 2.189,4 GWh (337,6 GWh de compras de gas y 1.851,8 GWh de ventas de gas). Todas las acciones de balance se realizaron a través del producto intradiario.

A lo largo de 2018, el GTS realizó acciones de balance 84 días. En once ocasiones, las acciones fueron de compra de gas y, en setenta y tres ocasiones, se realizaron ventas de gas. Por tanto, la posición de los agentes a lo largo del año ha sido, en general, larga en gas.

La tabla 7 presenta una comparativa entre las acciones de balance de los años 2017 y 2018. Como se observa, se ha producido un aumento general del volumen transaccionado en forma de acciones de balance

Mientras que en el año 2017 predominaron las acciones de balance de compra por parte del GTS, en el año 2018 se invierte la situación y las acciones de venta suponen más del 80% de las acciones realizadas por el GTS.

Tabla 7. Acciones de balance realizadas por el GTS en 2017 y 2018

Año	Venta	Compra	TOTAL (MWh)
2017	549.846	1.106.639	1.656.485
2018	1.851.782	337.574	2.189.356

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

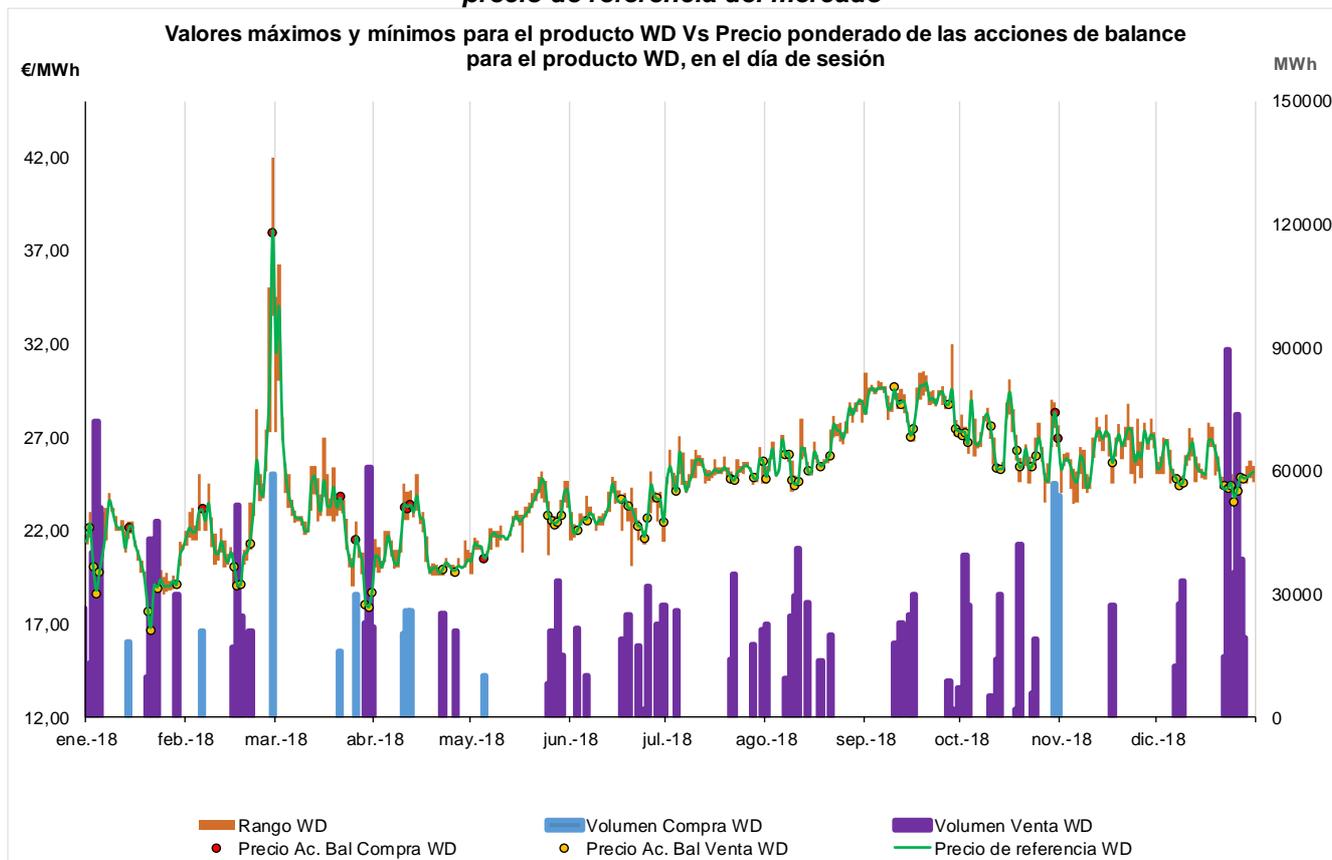
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 26,1 GWh, y el día en que se produjeron mayores compras de gas para el balance del sistema fue el 23 de diciembre (89,5 GWh).

La totalidad de las acciones de balance efectuadas por el GTS, se llevaron a cabo a través del producto intradiario, de acuerdo por tanto con la prioridad establecida en la Circular de balance.

Tomando en cuenta los volúmenes negociados a lo largo del año, en total hay nueve días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 62 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y trece días en los que fue inferior a 10 GWh. Es decir, 70% del volumen de las acciones de balance se concentra en esos 62 días en los que el volumen negociado se sitúa entre 10-50 MWh. El 26% del volumen se concentra en esos días en los que el volumen negociado supera los 50 MWh y el restante 4% 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 41. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

A lo largo de 2018, en los 84 días en los que el GTS realizó acciones de balance, solamente hubo 12 días en los que el precio marginal del día fue determinado por las acciones de balance del GTS.

Por último, respecto al efecto de las acciones de balance en relación con la liquidez del mercado, las compras de gas por acciones de balance del GTS supusieron un 1,4 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2018, mientras que las acciones de venta fueron un 7,6%.

En 2018, las acciones de balance de compra se encuentran concentradas en la primera parte del año, mientras que las acciones de balance de venta se encuentran bastante repartidas a lo largo del año, aunque especialmente concentradas en el periodo de verano y en el trimestre de invierno.

7.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado

7.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2018

Durante el año 2018, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios⁷ en MIBGAS, iniciada en 2017. El servicio se orientó hacia la prestación de este servicio en el producto mensual, pues es el que presenta una menor liquidez, en comparación con otros mercados europeos.

En el primer semestre de 2018, el servicio se adjudicó al comercializador ENGIE ESPAÑA S.L.U., y en el segundo semestre de 2019, el servicio se adjudicó a los comercializadores AXPO IBERIA S.L.U. y ENGIE ESPAÑA S.L.U.

Resulta destacable la reducción del spread ofertado por ambos comercializadores en el producto mensual (0,35 €/MWh), que es inferior spread de 0,5 €/MWh al que están obligados los creadores de mercado obligatorios. El menor diferencial se ha traducido en una aportación a la liquidez mucho mayor de los creadores voluntarios.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2018 se muestran en la siguiente tabla: **[INICIO CONFIDENCIAL]**

Tabla 8. Condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en 2018 para el producto mensual

[FIN CONFIDENCIAL]

La reducción del spread a 0,35€/MWh fue positiva, dando lugar a una mayor casación como se muestra en el apartado posterior.

7.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2018

En la siguiente tabla se muestran las principales condiciones de prestación del servicio de creadores de mercado obligatorios.

⁷ 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.

Tabla 9. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios

	Creadores de mercado obligatorios			
	ENDESA		NATURGY ⁸	
	D+1	Mes siguiente	D+1	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh
Límite máximo a casar por sesión de negociación	2.399 MWh	6.510 MWh	9.055 MWh	24.420 MWh

7.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2018

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/d en el caso del producto M+1 y de 500MWh/d en el caso del producto D+1 durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo de creador de mercado, 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 semestre, Engie cumplió con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos Acuerdos de creador de mercado, con un grado de presencia de 118 sesiones (con 12 sesiones en las que solicita exoneración). Por otro lado, durante el segundo semestre, AXPO Iberia tuvo un grado de presencia de 115 sesiones, contando con 8 sesiones en las que solicitó exoneración y con 2 sesiones en las que no cumplió con los criterios de verificación. Por su parte Engie, en el segundo semestre del año, tuvo un grado de presencia de 110 sesiones, contando con 10 días en los que solicitó ser exonerado y 5 días en los que no cumplió con los criterios de verificación.

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado desde enero hasta agosto, en relación con los creadores de mercado obligatorios, durante los ocho primeros meses del año, Endesa tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario de 209 sesiones (con 22 sesiones en las que solicita exoneración y con una sesión en la que no cumplió con los objetivos marcados) y en el caso del producto mensual, un grado de presencia de 143 sesiones (contando con 22 sesiones en las que solicitó exoneración).

Por otro lado, Naturgy, en el producto diario tuvo un grado de presencia de 161 sesiones, solicitando exoneración en 18 sesiones e incumpliendo con los criterios de verificación en 35 sesiones. En el caso del producto mensual, estuvo

⁸ El Grupo Naturgy (anteriormente denominado Grupo Gas Natural Fenosa), actuó como creador de mercado a través de la sociedad “La Energía” en 2018, la sociedad ha cambiado recientemente su denominación a Naturgy Commodities Trading, S.A.

presente en 136 sesiones, solicitando exoneración en 8 e incumpliendo con los criterios fijados en 22 sesiones.⁹

7.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los Creadores de mercado en el año 2018

En el producto diario

Endesa y Naturgy actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario desde enero de 2018.

Endesa realizó transacciones de compra y venta en un total de 211 días con un volumen de compras de 169.050 MWh y de ventas de 98.660 MWh, que han supuesto respectivamente un 1,69% y un 2,30% de lo negociado.

Por otro lado, Naturgy, realizó transacciones en 235 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 141.336 MWh y 134.474 MWh respectivamente, lo que representa un 2,42% y 2,30% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Tabla 10. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2018

Año 2018. Producto D+1					
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
ENDESA	169.050	2,89%	98.660	1,69%	211 días (57,80%)
NATURGY	141.336	2,42%	134.474	2,30%	235 días (64,38%)

En el producto mensual

Durante el primer semestre de 2018, actuó como creador de mercado voluntario Engie España, además de los creadores de mercado obligatorios

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual y durante el periodo de prestación del servicio, Engie ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 91 sesiones (de un total de 117 sesiones del semestre), con un volumen de compras de 487.510 MWh y de ventas de 338.530 MWh, que han supuesto respectivamente el 20,7% y el 14,4% del total negociado para dicho producto.

⁹ NOTA CONFIDENCIAL. En el caso de Naturgy, la mayoría de los incumplimientos se producen en los meses de enero y febrero, en los que Naturgy dejó de prestar el servicio al cumplirse un mes de haber solicitado la solicitud de suspensión cautelar de sus obligaciones de creador de mercado (sin recibir contestación), en el marco del recurso de alzada de las normas que aprobaron las obligaciones. Naturgy reanudó la prestación una vez desestimado el recurso de alzada.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante el primer semestre, Endesa ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 37 sesiones (de un total de 117 sesiones del semestre), con un volumen de compras de 72.380 MWh y de ventas de 96.500 MWh, que han supuesto respectivamente el 3,07% y el 4,10% del total negociado para dicho producto. Por su parte Naturgy ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 38 sesiones, con un volumen de compras de 82.480 MWh y de ventas de 87.470 MWh, que han supuesto respectivamente el 3,50% y el 3,71% del total negociado para dicho producto.

Estas cifras muestran que, pese a que Engie fue el único creador de mercado voluntario, sus volúmenes negociados superan ampliamente los negociados conjuntamente por Endesa y Naturgy como creadores de mercado obligatorios.

Tabla 11. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante el primer semestre de 2018

Primer semestre 2018. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
ENGIE	487.510	20,70%	338.530	14,37%	91 días (77,78%)
ENDESA	72.380	3,07%	96.500	4,10%	37 días (31,62%)
NATURGY	82.480	3,50%	87.470	3,71%	38 días (32,48%)

Durante el segundo semestre, actuaron como creadores de mercado voluntarios Axpo Iberia, S.L.U y Engie España y como obligatorios, Endesa y Naturgy.

Axpo realizó transacciones de compra y venta en un total de 86 sesiones (de un total de 131 sesiones del semestre), con un volumen total de 318.810 MWh y 366.750 MWh respectivamente, que supusieron el 8,04% y el 9,25% del total negociado para dicho producto. Por otro lado, Engie realizó transacciones de compra y venta en un total de 101 sesiones (de un total de 117 sesiones del semestre), con un volumen total de 520.180 MWh y 515.060 MWh respectivamente, que han supuesto el 13,12% y el 12,99% del total negociado para dicho producto. Las siguientes tablas presentan volúmenes y presencia de ambos operadores en el mercado:

Como se observa en la tabla, durante este periodo nuevamente, el volumen operado por los creadores de mercado voluntarios superó ampliamente el operado por los creadores de mercado obligatorios.

Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante el segundo semestre de 2018

Segundo semestre 2018. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
ENGIE	520.180	13,12%	515.060	12,99%	101 días (80,00%)
AXPO	318.810	8,04%	366.750	9,25%	56 días (44,80%)
ENDESA	144.210	3,64%	77.940	1,97%	49 días (39,20%)
NATURGY	100.710	2,54%	102.260	2,58%	55 días (44,00%)

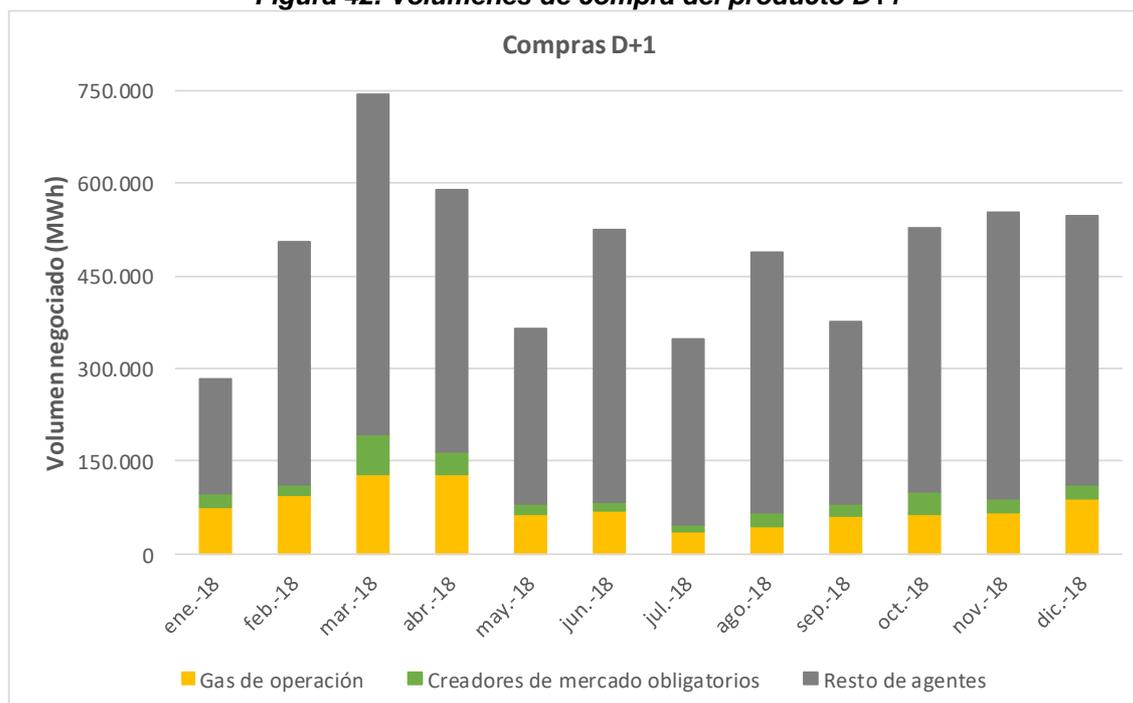
7.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual

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

En 2018, las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario son las adquisiciones de gas de operación de ENAGAS GTS y la contribución de los creadores de mercado obligatorios.

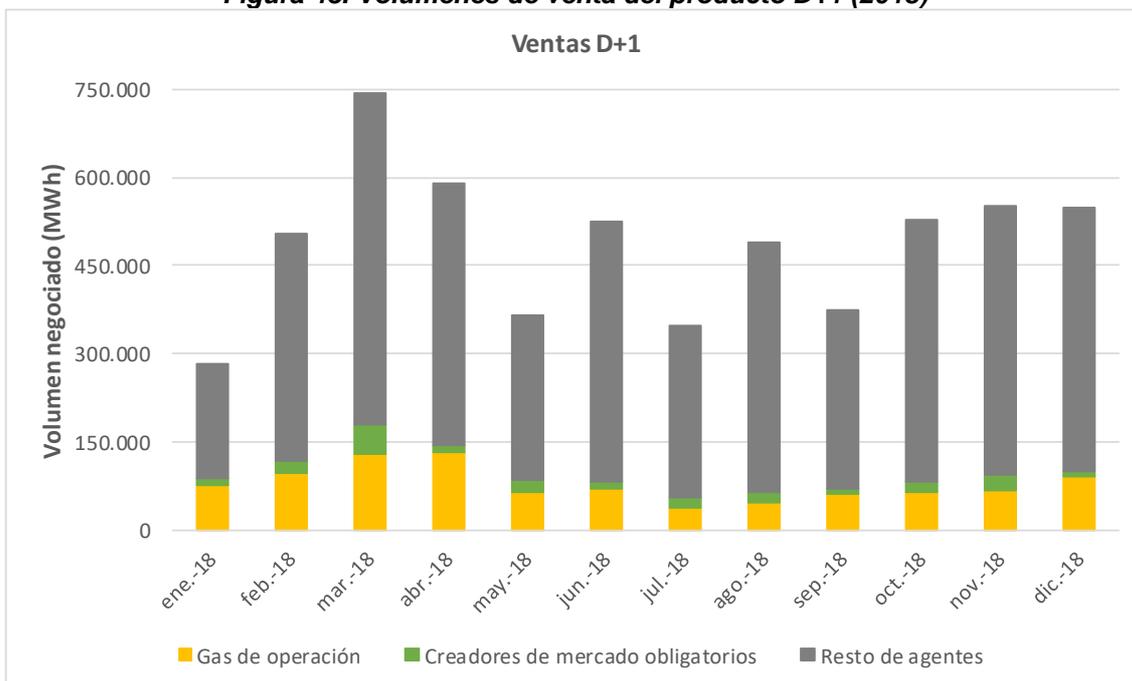
El total de adquisiciones de gas operación fue de 922.674 GWh, lo que supuso un 18,73% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2018. Como se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

Figura 42. Volúmenes de compra del producto D+1



Fuente: MIBGAS y CNMC

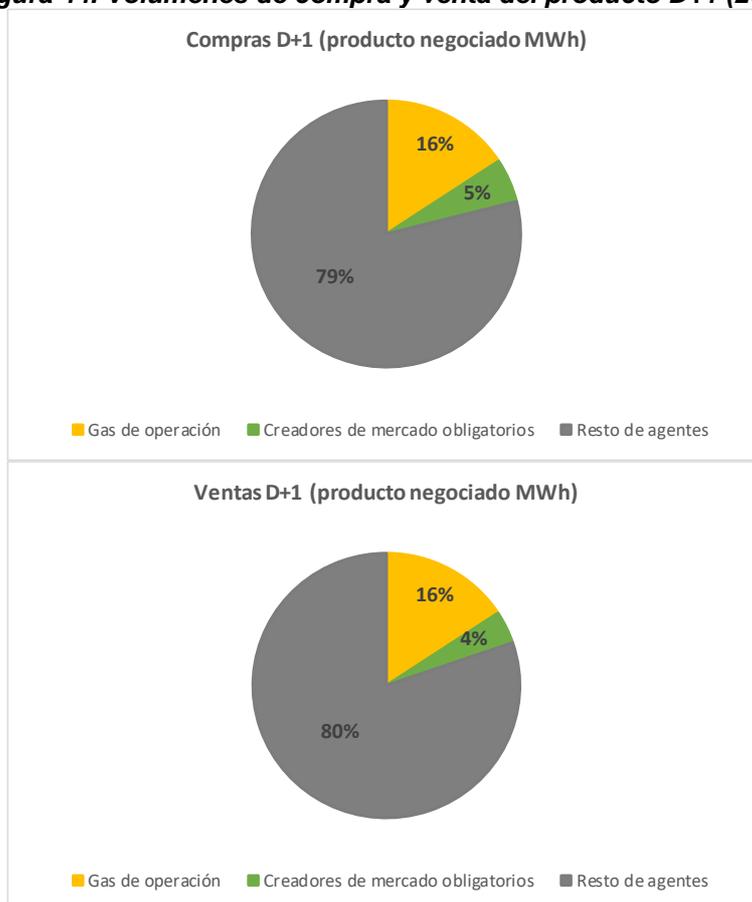
Figura 43. Volúmenes de venta del producto D+1 (2018)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En la siguiente figura se exponen los datos anuales agregados.

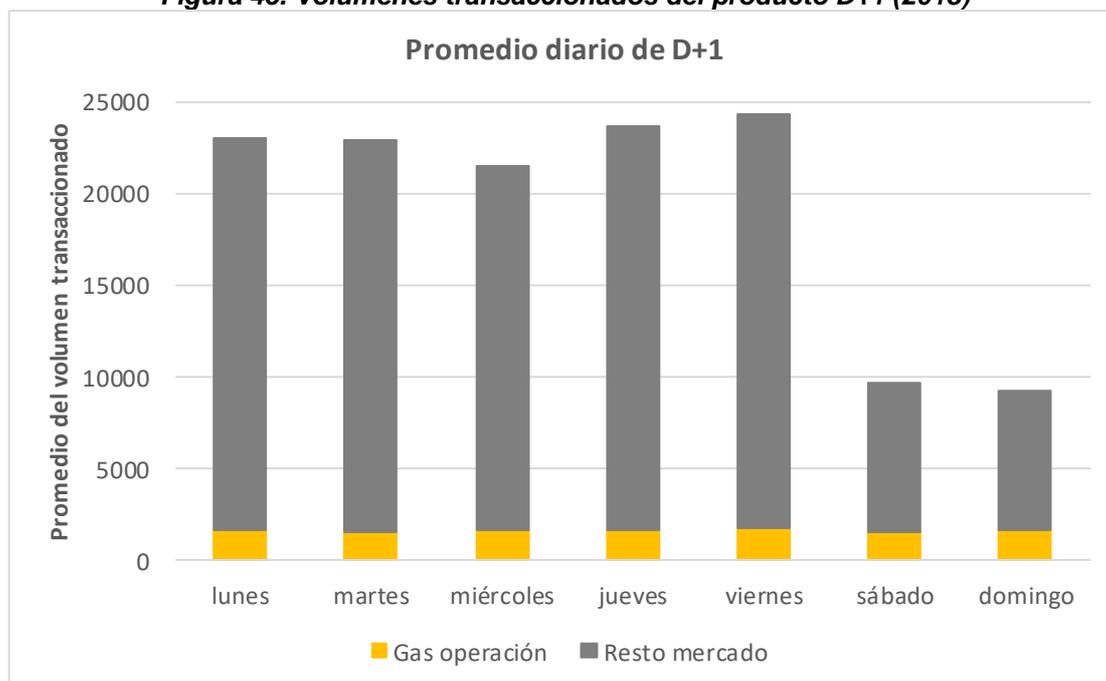
Figura 44. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2018)



Fuente: MIBGAS y CNMC

Teniendo ahora en cuenta la negociación de gas operación por día de la semana, en comparación con la negociación diaria en mercado, podemos observar como en promedio y en términos absolutos, la cantidad se mantiene constante independientemente de la negociación total en el mercado. Por tanto, la proporción que supone la adquisición de gas operación es mayor los fines de semana, al disminuir el volumen total negociado.

Figura 45. Volúmenes transaccionados del producto D+1 (2018)



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.

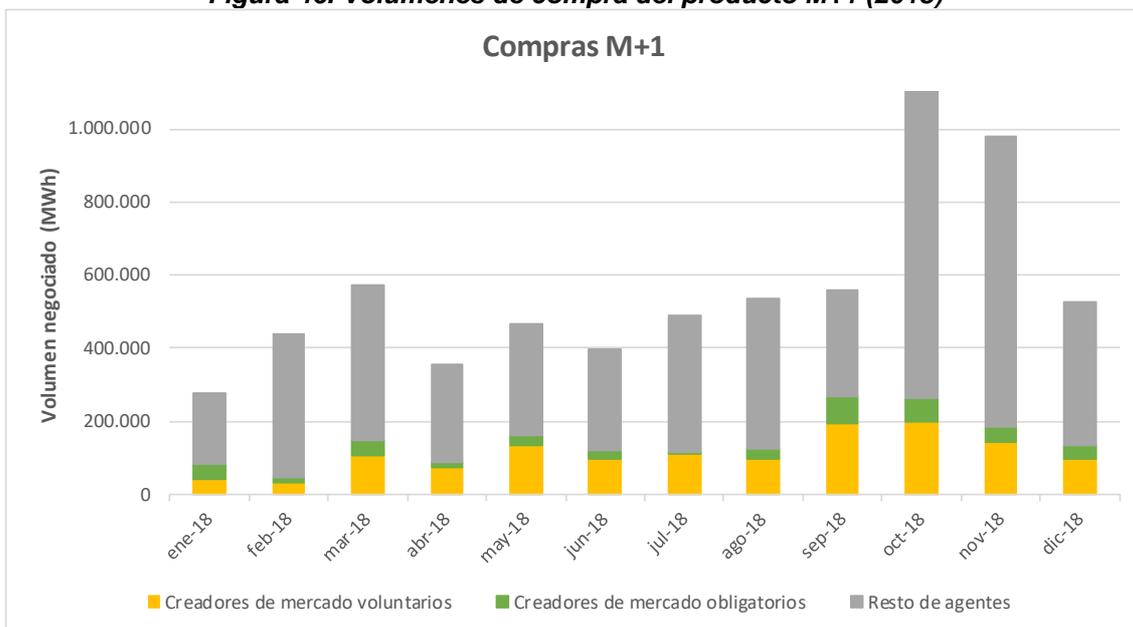
7.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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.

Durante el año 2018, este producto alcanzó una negociación total de 6.320 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

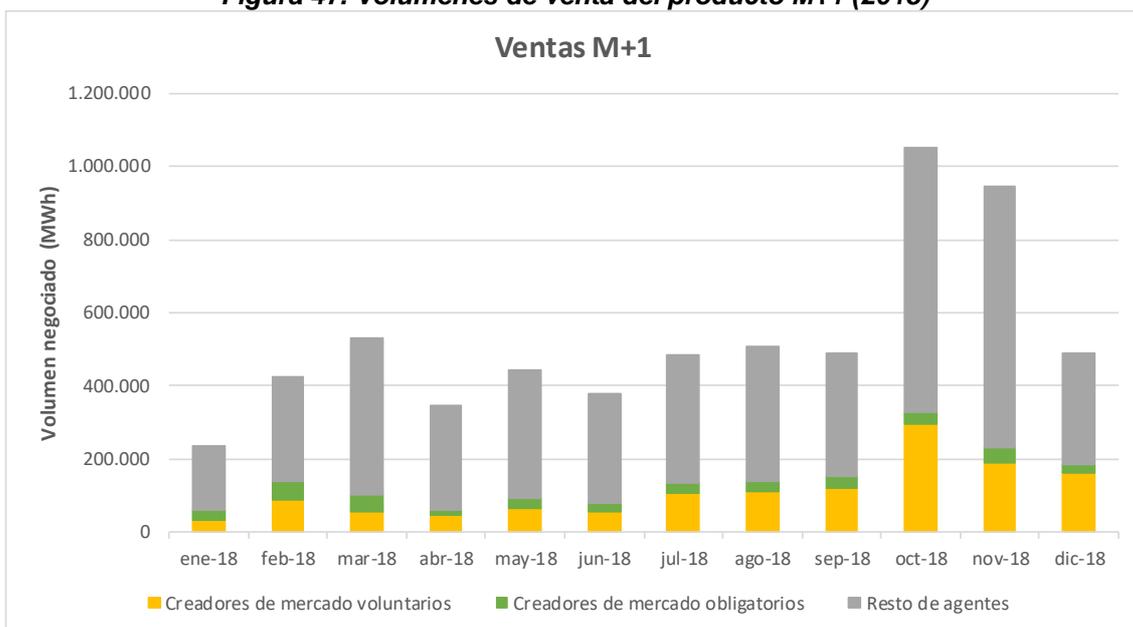
La actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 1.726 GWh y un volumen total de ventas de 1.584 GWh, lo que representa un 27,3% del total de las compras de este producto en mercado y un 25% del total de ventas.

Figura 46. Volúmenes de compra del producto M+1 (2018)



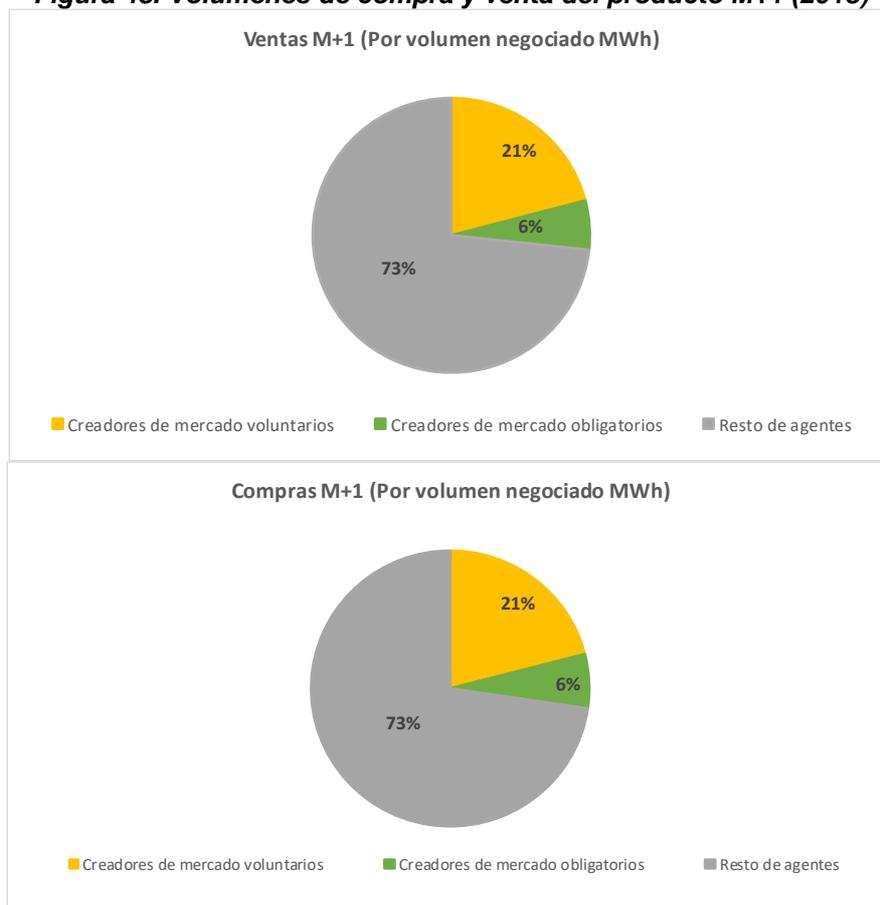
Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 47. Volúmenes de venta del producto M+1 (2018)



Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 48. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2018)



Fuente: MIBGAS y CNMC

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. En el año 2017, se realizaron casaciones en 117 sesiones, mientras que en el año 2018 el número de sesiones con casaciones se incrementó hasta 215 sesiones (sobre un total de 261 sesiones anuales, ya que este producto no se negocia los fines de semana).

En general, en el conjunto de 2018, se aprecia una tendencia progresiva al incremento de la negociación del producto mensual, que continúa durante 2019, siendo conveniente mantener las medidas de liquidez en este producto.

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

8.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas

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 actividad¹⁰ en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 180 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2018. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

Tabla 13. 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
31-12-2018	180	9
Total incorporaciones desde el año 2009		140

Fuente: CNMC

De las 180 empresas del listado, hay 47 empresas comercializadoras de gas natural 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 2018 el número de agentes habilitados para operar en el mercado ya era de 81 durante el año.

¹⁰ Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Tabla 14. 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
Junio 2018	70
Diciembre 2018	81

Fuente: MIBGAS

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2018 un total de 18 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el Mibgas Derivatives. En el mes de abril, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

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 2018, 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 2018, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 67. Entre estos agentes, hay 25 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2018, y 40 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 15. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2018

[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 como las relativas a acciones de balance; dichas transacciones de Enagas suponen el 6,4% 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 Naturgy (38,1%), Endesa (16,9%), Iberdrola (7,8%), Unión Fenosa Gas Comercializadora (6,9%) y Cepsa (5,7%).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 16. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2018, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

Cabe señalar la baja participación en MIBGAS de los operadores dominantes (Naturgy y Endesa), que se encuentran alejados de los primeros puestos de la lista de comercializadores por volumen total negociado en MIBGAS. Si se excluyen los volúmenes negociados por ambas compañías como creadores de mercado obligatorios, su aportación a la liquidez del mercado sería aún más baja.

8.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2018 un total de 18 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives. En el mes de abril, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

Entre estos agentes, 13 agentes durante 2018 han realizado alguna transacción de los cuales hay 6 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2018, y 7 comercializadores con saldo neto comprador.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 17: Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS Derivatives en 2018

[FIN CONFIDENCIAL]

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2018 es Axpo que actúa como creador de mercado con un 40% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de Iberdrola con un 26%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.556.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 18. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2018

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es Axpo, que actúa como creador de mercado, alcanzando un 50,6% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de Unión Fenosa Gas con un 11,5%.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS Derivatives por agente están poco diversificadas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 19: Cuotas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2018

[FIN CONFIDENCIAL]

8.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas

Durante el año 2018, hasta un total de 82 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 996.277 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC, según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 20. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2018, por agente de mercado

Tabla 21. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2018, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

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*¹¹ (en adelante GTM) de ACER definió una lista de indicadores para evaluar el funcionamiento de los mercados mayoristas de gas en el contexto del mercado europeo de la energía, a efectos de establecer si cumplen con dos características principales:

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

Los indicadores de liquidez propuestos son los siguientes:

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

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, esta Sala 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

¹¹ [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

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 22. 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 2018 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 Model¹². 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 23. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2017-2018)

PRODUCTO	2017		2018		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	
Intradiario	125	137	106	119	≥2000
Diario D+1	108	125	113	121	≥2000
Resto de mes	-	-	-	-	≥470
Mes siguiente	11	17	23	23	≥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. Como ya ocurría en el año 2017, los parámetros se siguen encontrando lejos del objetivo parcado en el GTM.

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

¹² 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).

9.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread)

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

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

Tabla 24. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2017-2018)

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)	% Sesiones con spread	
	2017	2018		2017	2018
Intradía	2,2%	1,4%	≤0,4%	98,6%	100%
Diario D+1	3,4%	1,4%	≤0,4%	96,2%	100%
Resto de mes	7,5%	6,6%	≤0,2%	23%	40,5%
Mes siguiente	3,4%	1,1%	≤0,2%	92,3%	96,3%
Mes + 3			≤0,7%		
Mes + 6			≤0,7%		
Mes + 12			≤0,7%		

Fuente: Elaboración propia

En 2018, se ha reducido significativamente el diferencial entre oferta y demanda en los productos más líquidos: intradía, diario y mes siguiente, situándose entre el 1,1% y el 1,4%, aunque todavía por encima del spread objetivo del GTM (0,2-0,4%)

Además, se ha producido un aumento en el número de sesiones con spread respecto al año pasado para todos los productos, aumento especialmente llamativo en el caso del producto resto del mes.

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 2018, observamos una tendencia hacia la reducción del spread en los tres productos, como se muestra en la siguiente tabla, hecho que indica la utilidad de la figura de los creadores de mercado.

Tabla 25. Evolución de precio del diferencial entre oferta y demanda de los productos D+1, WD y M+1 en 2018

MES	DIARIO (%)	INTRADIARIO (%)	MENSUAL (%)
Enero	2,19	1,65	1,30
Febrero	2,37	2,05	1,44
Marzo	2,37	2,93	1,51
Abril	1,27	1,35	1,27
Mayo	1,34	1,03	1,18
Junio	1,19	1,01	1,10
Julio	1,15	1,01	0,87
Agosto	1,14	0,89	0,78
Septiembre	1,01	0,82	0,78
Octubre	1,23	1,04	0,85
Noviembre	1,07	1,37	0,93
Diciembre	1,05	1,09	1,09

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 2017 y 2018, facilitado por MIBGAS, en base a las ofertas existentes en la sesión de negociación en determinados momentos del día.

Tabla 26. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2017-2018)

PRODUCTO	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra		Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta		Objetivo GTM (%)
	2017	2018	2017	2018	
Intradiario	1,1%	1,2%	1,0%	1,2%	≤0,02%
Diario D+1	1,2%	1,1%	1,0%	1,0%	≤0,02%
Mes siguiente	-	1,4%	1,2%	2,2%	≤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).

Pese al avance, los resultados del mercado español en 2018 todavía están muy alejados de estos valores (con una media de 125 transacciones al día en los productos spot y 12 en los productos mensuales), según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 27. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2017-2018 y comparativa con los objetivos del GTM

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2017	2018	
Intradiario	43	125	≥420
Diario D+1	21	52	≥420
Resto de mes	0,04	3	≥160
Mes siguiente	1	12	≥160

Fuente: Elaboración propia

Cabe observar una considerable mejora en el número de transacciones a lo largo de 2018, en los productos diario, intradiario y mensual y un amplio aumento en comparación con las mismas en el año anterior.

Tabla 28. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos D+1, WD y M+1 en 2018

MES	DIARIO (D+1)	INTRADIARIO	MENSUAL
Enero	22	63	4
Febrero	41	84	5
Marzo	63	96	8
Abril	59	102	5
Mayo	31	76	9
Junio	49	164	8
Julio	54	147	9
Agosto	48	107	8
Septiembre	38	134	8
Octubre	69	197	13
Noviembre	74	171	14
Diciembre	74	160	7

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 2018.

Tabla 29. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2018

2018	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	Compra	Venta	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	106	119	≥2000	1,4%	≤0,4%	100%	1,2%	1,2%	≤ 0.02%	125	≥420
D+1	113	121	≥2000	1,4%	≤0,4%	100%	1,1%	1,0%	≤ 0.02%	52	≥420
Resto de mes	-	-	≥470	6,6%	≤0,2%	40,5%	NA	-	-	3	≥160
Mes siguiente	23	23	≥470	1,1%	≤0,2%	96,3%	1,4%	2,2%	≤ 0.02%	12	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En resumen, aunque el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM, se observa una progresión en la liquidez a lo largo de 2018, 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 (HHI¹³), 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 2018 el índice HHI alcanza un valor de 3.015; considerándose este valor el correspondiente al de un mercado concentrado. Este valor está condicionado por la cuota del 51,2% de Argelia (Sonatrach), principal suministrador del mercado español. En 2017 el índice HHI alcanzaba un valor de 2.762.

9.2.2. Número de fuentes de suministro (países de origen del gas)

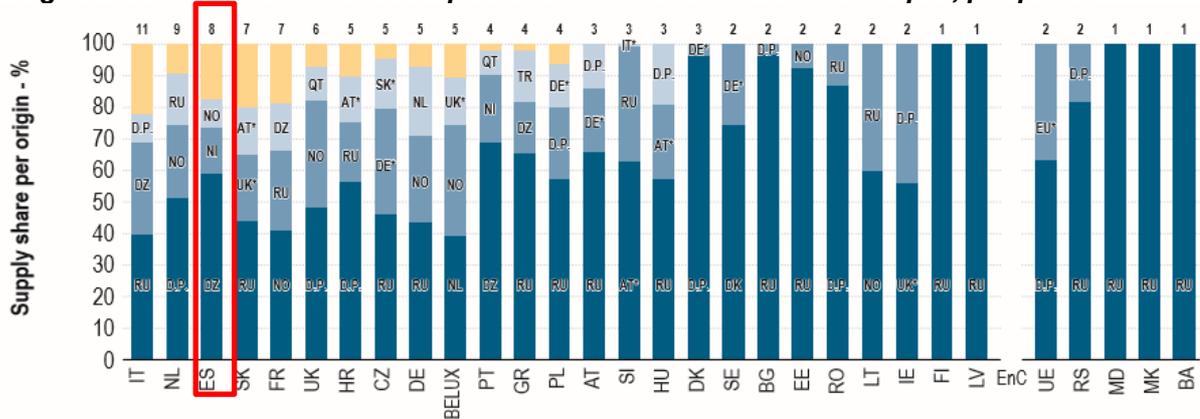
La diversidad de fuentes de suministro repercute en la seguridad de suministro del sistema en el caso de producirse alguna incidencia con los países productores de gas.

En el año 2018, España recibió gas procedente de 12 países productores¹⁴, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

¹³ 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.

¹⁴ Además de las importaciones desde Francia, Bélgica y Portugal.

Figura 49. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países



Fuente: ACER, MMR 2017

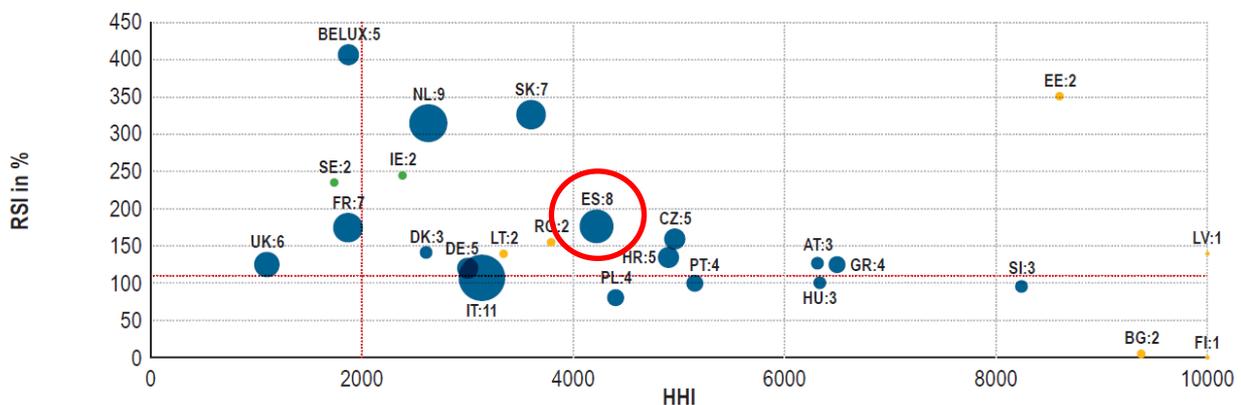
9.2.3. Residual Supply Index (RSI)

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



Fuente: ACER, MMR 2017

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 28% y el agente con mayor cuota de ofertas de venta alcanza el 31,3%. 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 1171, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 1247, lo que es indicativo de que el mercado MIBGAS tiene un grado de concentración pequeño, en ambos casos cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM (≤ 2.000).

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 30. Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2018

Tabla 31. Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS en 2018

[FIN CONFIDENCIAL]

9.2.5. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 748, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ($\text{HHI} \leq 2.000$).

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cantidades compradas por el Grupo Enagás, el crecimiento de la negociación hace que su cuota de mercado se haya reducido muy notablemente.¹⁵

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2018, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 11,9%, por lo que no supera el 40% establecido 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 600, reflejando un mercado cada vez más competitivo, dado que contaba con un valor HHI de 728 en 2017.

¹⁵ **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 32. Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2018

[FIN CONFIDENCIAL]

9.2.6. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS Derivatives

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.556 ya que se trata de un mercado incipiente inicio su actividad en abril de 2018.

[INICIO CONFIDENCIAL]. [FIN CONFIDENCIAL]

Las tablas con las cuotas de compras y ventas por agente se muestran en el apartado 8.2.2 de este informe.

9.2.7. 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 33. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español en el cuarto trimestre de 2018

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	≤ 2.000	3.015
Número de fuentes de suministro	≥ 3	15
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2017)	≥ 110%	177%
Concentración de las ofertas de compra y venta	≤ 40% por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 28% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 31,3%.
Concentración de las transacciones de compra y venta	≤ 40% por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS supone un 22,3%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 11,9%.

Fuente: ACER y MIBGAS

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

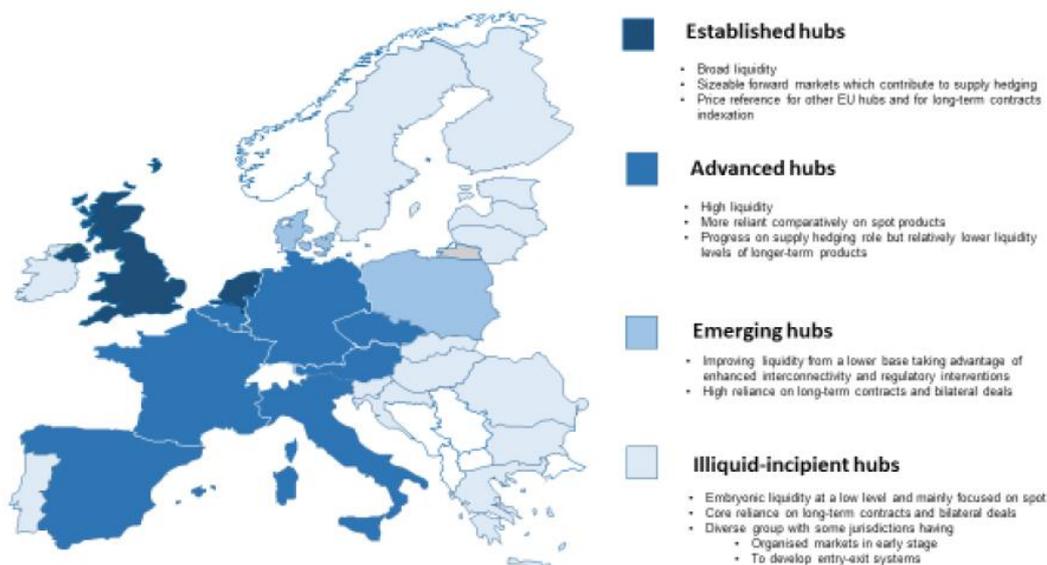
10.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

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). Como consecuencia del progreso del mercado español, en el MMR de 2018, el hub español ha ascendido a la categoría de hub avanzado, equiparándolo con los mercados del noroeste de Europa. El resto de países, entre los que se encuentra Portugal, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

Figura 51. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER



Fuente: ACER, MMR 2018

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather and Beatrice Petrovich¹⁶, que se basa en la evaluación de los hubs gasistas en función de cinco indicadores principales: el número de participantes

¹⁶ European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. Oxford Energy Studies, 2017.

activos, el número de productos disponibles (y su liquidez), el volumen negociado, el índice de “negociabilidad” elaborado por ICIS y el churn rate.

Muchos de estos estudios solo recogen las transacciones a través de mercados organizados o a través de brokers, excluyendo el resto de transacciones bilaterales y las transacciones de GNL, 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)

Figura 52. 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

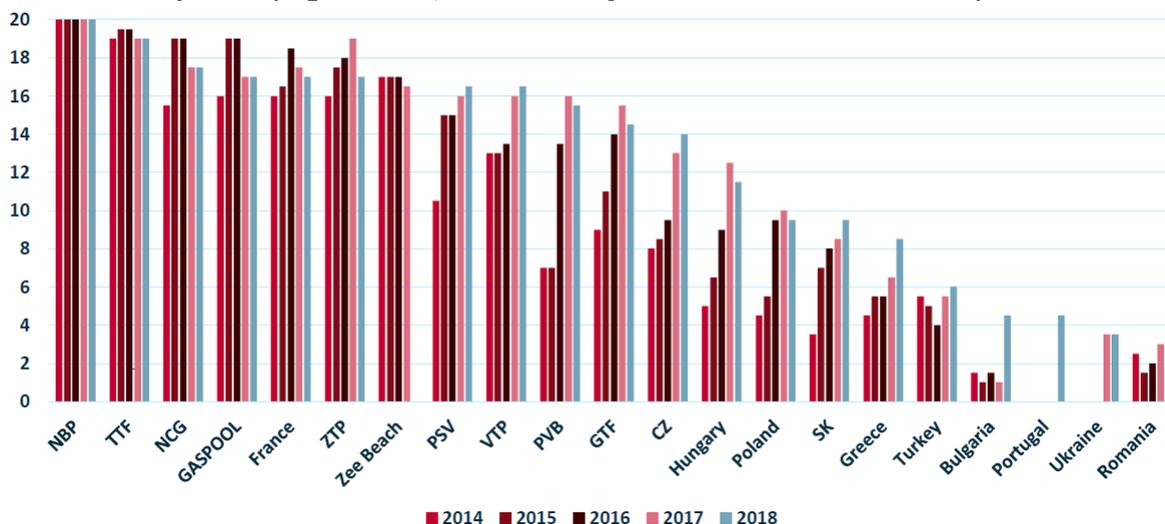
**Traded products” puntúa los mercados por el número de productos disponibles y su grado de liquidez; “Tradability Index” es un índice de ICIS que mide la profundidad de los libros de oferta de 20 productos. Se asignan 3 puntos al indicador en verde, 2 al amarillo y 1 al rojo*

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 2018.

Vuelve a desatacar la posición que ocupa MIBGAS en el ranking, con 15,5 puntos, pese a una bajada de 0,5 puntos respecto a la clasificación del mercado organizado en el año 2017.

Figura 53. 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

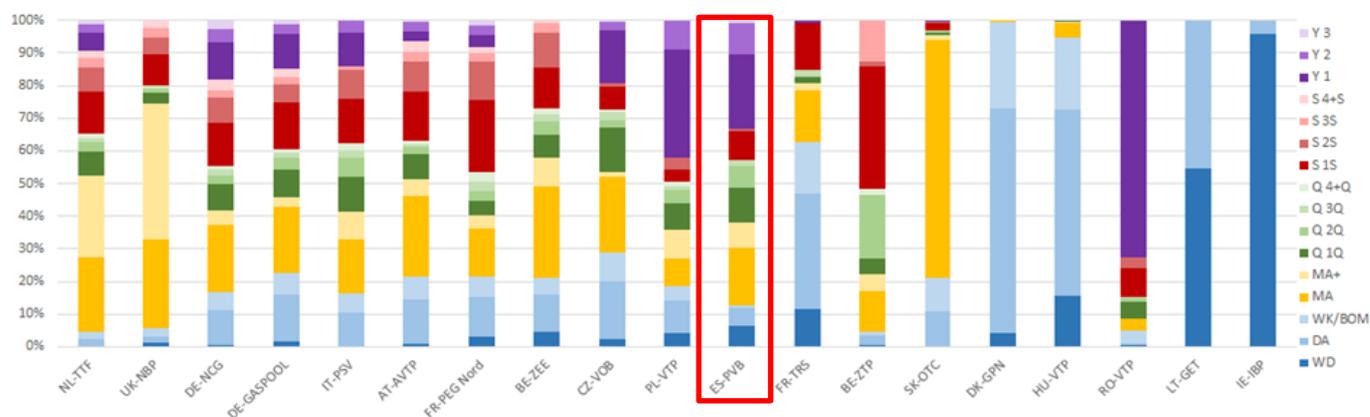
La conclusión general de estos estudios es que el mercado español ha continuado avanzando durante los años 2017 y 2018, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET, ICIS u Oxford Energy Studies, sigue considerado como un hub emergente, que cada vez se acerca más al resto de mercados del 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, Lituania, Irlanda y Francia los contratos a medio y largo plazo superan en volumen los contratos a corto plazo.

Figura 54. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2018



Fuente: MMR 2018 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) representan menos de 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 (Austria, Alemania, República Checa), 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. 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 Y RECOMENDACIONES

Primera.– El **mercado spot** de gas en España, **MIBGAS**, ha ido evolucionando positivamente desde su puesta en funcionamiento en diciembre de 2015, aumentando año a año, tanto el volumen de negociación como el número de participantes.

En el año 2018, el volumen total negociado en MIBGAS ha aumentado un 81,4% hasta alcanzar los **24.261 GWh** negociados, lo que representa aproximadamente el 6,9% de la demanda nacional de gas; el número de agentes registrados a final de año era de 82, de los cuales 52 han tenido actividad durante 2018.

Segunda.– Las **medidas de liquidez** que se han ido introduciendo desde 2016 han tenido un efecto positivo sobre la negociación en el mercado spot MIBGAS.

- La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2018 sobre el total negociado fueron las **acciones de balance**, seguidas de las operaciones realizadas por los creadores de mercado voluntarios.
- La regularidad de las **compras de gas de operación** asegura la realización diaria de operaciones y la fijación del precio de referencia del mercado.
- La presencia de **creadores de mercado voluntarios** en el producto mensual ha impulsado la negociación de este producto, tanto sobre el volumen como sobre el número de sesiones en las que se realiza alguna transacción.
- La introducción de los **creadores de mercado obligatorios** (Naturgy y Endesa como operadores dominantes) también ha contribuido al aumento de la liquidez, aunque el efecto ha sido notablemente inferior al de los creadores de mercado voluntarios, que están ofreciendo un diferencial de precios (spread) inferior.
- Asimismo, la actuación simultánea de varios creadores de mercado sobre el mismo producto ha contribuido a una reducción significativa del diferencial de precios entre oferta y demanda en los productos diario y mes siguiente.

Los informes de supervisión del Operador de Mercado sobre las obligaciones de los creadores de mercado obligatorios muestran algunos incumplimientos en relación con sus obligaciones de presencia en el mercado, en particular en el caso de Naturgy, que incumplió los criterios de verificación en 35 sesiones, en el caso del producto diario, y 22 sesiones, en el caso del producto mensual. Los incumplimientos se produjeron, principalmente, en los meses de enero y febrero de 2018.

En la recomendación cuarta se propone revisar las obligaciones de los creadores de mercado obligatorios, para incrementar su efectividad.

Tercera.– El **producto mensual** ha evolucionado de forma muy positiva. En el año 2018 el producto mensual M+1 ha pasado a ser el segundo producto más negociado en volumen (26,1%), por delante del producto diario (24,1%), y el

número de sesiones en las que se realizaron casaciones de este producto fue de 215, aproximadamente el doble que en 2017. Asimismo, ha ido aumentando el número de transacciones por día y se ha reducido el diferencial de precios entre ofertas de compra y de venta.

Cuarta.– En relación con el **desarrollo del mercado de futuros**, el 24 de abril de 2018 comenzó a operar la plataforma **MIBGAS Derivatives**, para negociación de productos a plazo de gas natural con entrega física en el PVB hasta un horizonte temporal de dos años. Además, MIBGAS Derivatives llegó a un acuerdo con AXPO para que preste el servicio de creador de mercado en varios productos.

Los volúmenes negociados durante los primeros meses son todavía muy bajos, estando todavía el mercado en una fase muy inicial de implantación y con pocos agentes registrados. En el año 2018 el volumen negociado en MIBGAS Derivatives ha supuesto un total de 1.998 GWh

Asimismo, durante 2018 se han puesto en funcionamiento dos plataformas con servicio de registro y clearing de contratos de futuros de gas: **OMIP-OMIClear y BME Clearing**.

Por otra parte, **PEGAS**, la plataforma de comercio operada por Powernext, ha comenzado a negociar contratos spot y futuros en el PVB el 18 de junio de 2019. Al ser una plataforma presente en la mayoría de los mercados europeos, puede facilitar la participación de comercializadores de otros países en el mercado español.

Aunque se han producido avances importantes en la negociación de futuros de gas, la liquidez del mercado español se encuentra muy alejada de la del resto de mercados europeos.

Como ya se apuntó en el anterior informe sobre la liquidez del mercado organizado español, 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 otros productos a más largo plazo, para facilitar la liquidez en toda la curva de productos de gas, así como la reducción del spread de los creadores de mercado obligatorios.

Quinta.– En relación con la negociación de **productos de GNL**, el 11 de junio de 2019, MIBGAS Derivatives ha empezado a **negociar productos spot de GNL** (intradía y diario) con entrega física en las seis plantas de regasificación existentes en España.

El desarrollo de un hub de GNL se verá impulsado en 2020 con la implementación del modelo de tanque virtual de GNL, contemplado en las propuestas de Circulares de la CNMC por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, al establecer el tanque virtual como punto común de negociación de todo el GNL introducido en el sistema gasista.

Sexta.– En relación con otros aspectos adicionales para la mejora de la liquidez del mercado de gas que se recogían en el anterior informe de liquidez, la plataforma de mercado de MIBGAS se ha adaptado para ser compatible con la plataforma de negociación Trayport, que permite presentar, en una misma pantalla, las ofertas de compra-venta de gas disponibles en la mayoría de los mercados organizados europeos, e integra también una gran parte de las ofertas del mercado OTC intermediadas por brokers.

Asimismo, en diciembre de 2018 se aprobó, como recomendaba la CNMC, una modificación de las reglas de mercado con el fin de facilitar e impulsar la operativa en el mercado, pasando la liquidación de los productos resto de mes y mes siguientes a una Entidad de Contrapartida Central (OMIClear), que asume el riesgo de contraparte y ampliando el horario de las sesiones de negociación.

Séptima.– En relación con el **desarrollo del mercado ibérico**, resulta necesario seguir trabajando en la creación de un polo portugués de mercado, siguiendo las actuaciones ya recomendadas por esta Sala en los anteriores informes de liquidez:

- Adaptación de las Reglas del Mercado de gas para la introducción de la negociación de los productos portugueses.
- Adaptación de las Reglas del Mercado de gas para incorporar el funcionamiento del mecanismo de asignación implícita.

