



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



**INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO
DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN
2020 Y RECOMENDACIONES PARA EL
INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA
TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE
COMPETENCIA DEL MERCADO
ORGANIZADO**

16 de junio de 2021

INF/DE/041/21

www.cnmc.es

Índice

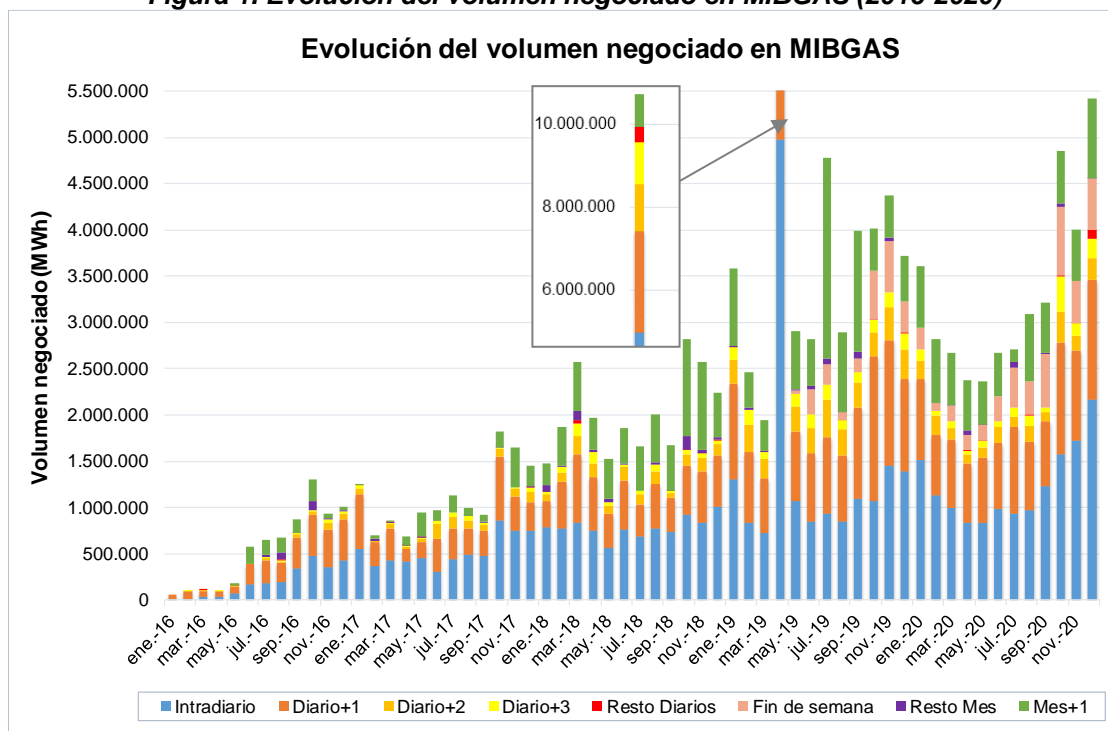
0.	RESUMEN EJECUTIVO	3
1.	INTRODUCCIÓN	6
2.	CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	7
2.1.	Producción e importaciones de gas	7
2.2.	Niveles de precios	9
2.3.	Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	10
3.	CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	12
4.	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	16
4.1.	Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	16
4.2.	Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	21
4.3.	Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	22
5.	EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	28
5.1.	Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	31
5.2.	Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	33
5.3.	Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	35
5.4.	Evolución del volumen negociado en Mibgas Derivatives	42
5.5.	Volumen negociado en el mercado de futuros EXX	46
5.6.	Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)	47
6.	ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ	50
6.1.	Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	50
6.2.	Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	53
6.3.	Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	54
6.4.	Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	56
6.5.	Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	59
7.	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	65
7.1.	Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	65
7.2.	Análisis de la participación en el mercado por empresas	66
8.	INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	70
8.1.	Indicadores de liquidez del mercado español	70
8.2.	Indicadores de salud del mercado español	75
9.	COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	81
9.1.	Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	81
9.2.	Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos	81
10.	CONCLUSIONES	83
11.	RECOMENDACIONES	85

0. RESUMEN EJECUTIVO

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad MIBGAS, cumplió en 2020 su **quinto año de funcionamiento**. Desde su inicio el mercado ha ido creciendo tanto en volumen como en número de participantes, alcanzando los 144 agentes registrados, 39 agentes más respecto a 2019. El número medio de agentes activos que participan diariamente en el mercado enviando ofertas es de 76.

En 2020, el **volumen** total negociado en **MIBGAS** ha sido de **39.780 GWh**, lo que equivale aproximadamente al **11,05% de la demanda nacional** de gas, frente al 12,1% del año anterior. El volumen de negociación ha disminuido un 17,6% respecto al volumen de negociación del año 2019 (48.270 GWh), en un año fuertemente afectado por la pandemia del coronavirus y en el que la demanda de gas natural ha disminuido un 9,6% respecto al año anterior.

Figura 1. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2020)



Los volúmenes negociados en el mercado a plazo (Mibgas Derivatives) y en otras plataformas de mercado, también sufrieron ligeras caídas.

Plataformas de mercado	Volumen negociado *	
	GWh	%
MIBGAS	39.780	71,8%
MIBGAS Derivatives	5.671	9,9%
BME Clearing	7.149	12,9%
EEX	2.968	5,4%
Total	55.568	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, BME y EEX

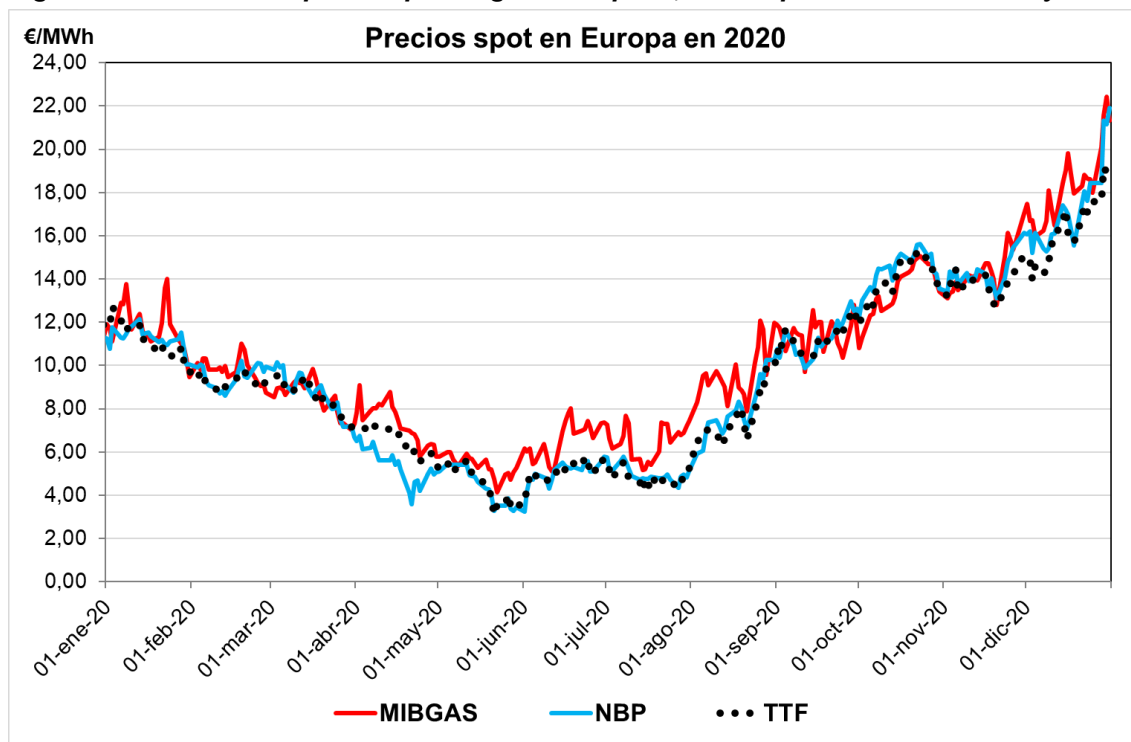
Por otra parte, se incrementaron las **transacciones bilaterales**: se registraron 262.527 transacciones bilaterales en la Plataforma MS-ATR de Enagas GTS, con un volumen de 750,28 TWh. Esta cifra es el equivalente a **2,1 veces la demanda del Sistema**. Respecto al año anterior, el número de transacciones se incrementó un 5,2% y el volumen de energía negociado aumentó un 4,5%.

Durante 2020, el **precio del gas en los mercados mayoristas** sufrió importantes caídas como consecuencia de la disminución mundial de la demanda por efecto de la pandemia del COVID-19.

En el caso de España, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2020 fue de **10,23 €/MWh**. Esto supone un precio medio unos 5,22 €/MWh inferior al promedio de 2019, reflejando una **caída en el precio anual del 34%**. Además, el 22 de mayo se registró el precio mínimo histórico desde el comienzo de la negociación en el mercado organizado español: 4,14 €/MWh.

La comparativa de precios muestra que, en 2020, **ha mejorado la convergencia de precios** del mercado mayorista español con los principales mercados europeos, en un entorno favorable para el mercado español, por la sobreoferta de GNL en el mundo, reduciéndose el spread con respecto al mercado de referencia en Europa, el mercado TTF.

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



Entre los **aspectos regulatorios** relacionados con el mercado, cabe destacar los dos siguientes:

- El 1 de abril de 2020 entró en funcionamiento el tanque virtual de balance y se inició en MIBGAS Derivatives la **negociación de productos spot de**

GNL, diario e intradiario, en un único **tanque virtual (TVB)**, dejándose de negociar los productos planta a planta. El 30 de septiembre de 2020, MIBGAS Derivatives empezó a negociar productos spot en AVB (Almacenamiento Virtual de Balance) con entrega física.

- El 9 de septiembre de 2020, ERSE aprobó las reglas de mercado para el mercado portugués y estableció, junto con MIBGAS, una hoja de ruta para la implementación del mercado organizado en Portugal. El 16 de marzo de 2021 **MIBGAS Derivatives inició la negociación del mercado organizado portugués de gas**, incluyendo los productos intradiario, diario hasta D+3 y fin de semana con entrega en el punto virtual portugués (VTP).

Las **medidas de fomento de la liquidez** desarrolladas a lo largo de 2020 (acciones de balance y compra de gas de operación y creadores de mercado obligatorio y voluntario) proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 8.520 GWh, que supone un 12,79% de las compras totales y un 8,62% de las ventas totales.

El mercado español está todavía **lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el Gas Target Model** por ACER (volumen del libro de ofertas, spread, transacciones, sensibilidad). Obtiene **mejores resultados** en los **indicadores de salud** lo que indica que la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado. Ningún comercializador que opere en MIBGAS y en mercado OTC (MS-ATR) tiene una cuota superior al 10% del volumen de transacciones.

Por último, el informe concluye con los apartados de **conclusiones y recomendaciones**, en los que se propone seguir incidiendo en medidas que fomenten la liquidez del mercado, como la reducción del spread a ofertar por los creadores de mercado obligatorios, el desarrollo e integración del mercado ibérico y la introducción de la negociación de productos de más largo plazo en el mercado del GNL que intermedia MIBGAS Derivatives. También se recuerda la necesidad de actualizar y simplificar las reglas de mercado.

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 trigésimo cuarta 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. (...)»

El 12 de septiembre de 2017 esta Sala aprobó el primer informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia

Este ejercicio que se ha continuado realizando en años posteriores, haciendo especial hincapié en el análisis de la implantación de las recomendaciones y las medidas de impulso de la liquidez.

Cabe destacar en estos años el elevado grado de cumplimiento de las recomendaciones y medidas propuestas por la CNMC, como la creación del mercado de futuros (Mibgas Derivatives) o el establecimiento de creadores de mercado, tanto voluntarios como obligatorios, que han dotado de más liquidez y profundidad al mercado español, y paso a paso, lo acercan a otros mercados europeos.

En este quinto informe se analiza una vez más el funcionamiento del mercado en el año 2020, en el que continúa la convergencia de precios del mercado español con respecto a Europa, aunque, por primera vez, no se produjo un incremento de la negociación, si bien este descenso puede atribuirse, principalmente, a la situación provocada por la pandemia del Covid.

Por su parte, la plataforma de mercado continúa desarrollándose e incorporando más agentes, alcanzando 144 a final de año; cabe mencionar, como hecho más destacado, los trabajos para implementar el mercado organizado de gas en el sistema portugués, que dan fruto en marzo de 2021, con el inicio de la negociación de productos con entrega en el sistema portugués.

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

2.1. Producción e importaciones de gas

De acuerdo con estimaciones preliminares, en 2020 la producción mundial de gas ha disminuido alrededor de un 3,6%, alcanzando los 3.918 bcm, retrocediendo al nivel de 2018.

Los principales descensos de la producción se producen en EE.UU. (-47 bcm) y Rusia (- 40 bcm), que continúan siendo los mayores productores mundiales de gas, seguidos de Irán, Catar, China, Canadá, Australia, Noruega, Arabia Saudí y Argelia.

El comercio de gas natural en 2020 sigue creciendo, impulsado por la rápida y continua expansión del GNL. En 2020, el comercio mundial de GNL creció un 1,5%, representando ya el 35% del comercio mundial de gas (unos 500 bcm/año, igual que el consumo de la UE-28), y se prevé que represente el 50% en 2040. Los cargamentos spot de GNL alcanzaron un récord del 37% del total.

Catar se mantiene como primer exportador mundial de GNL, con un 22%, casi a la par de Australia (21%) y seguidos por EE.UU. (13%) y Rusia (7%).

A lo largo de 2020, se pusieron en marcha 5 nuevos trenes de licuación en Estados Unidos (trenes 2 y 3 de Cameron LNG, trenes 2 y 3 de Freeport y tren 3 de Corpus Christi), con lo que la capacidad mundial de licuación subió a 454 MTPA (+24 MTPA con respecto a 2019). No obstante, la reducción del diferencial de precios entre el mercado de EE.UU. y los mercados europeos y asiáticos provocó que las plantas americanas funcionaran muy por debajo de su capacidad durante el segundo y tercer trimestre de 2020, para recuperarse en el último trimestre del año.

Durante 2020 se botaron 42 buques metaneros, con lo que la flota de GNL alcanza los 642 buques, de los cuales ya hay 43 buques con unidades de regasificación a bordo (FSRU).

Además, 8 nuevas terminales de regasificación entraron en servicio en el mundo, localizadas en Brasil (2), Puerto Rico, Bahrein, Croacia, India, Indonesia y Birmania, con lo que el número de países importadores de GNL asciende a 43 (frente a 20 países exportadores).

El mayor importador de GNL a nivel mundial es Japón (21%), seguido de China (19%) -que ha aumentado sus importaciones de GNL en un 12% respecto del año anterior a pesar de la puesta en marcha del gasoducto Power of Siberia-Korea (13%) e India (8%) - un 15% más que el año anterior. Europa aglutina cerca del 20% del total de importaciones de GNL, con España, Francia y Reino Unido como principales importadores.

En Europa, continúa aumentando la dependencia de las importaciones de gas para compensar el descenso de la producción interna. Las importaciones de gas

en 2020 en la Unión Europea y el Reino Unido fueron similares a las de 2019 (+0,7%), alcanzando un volumen de 401 bcm.

Las entregas de GNL alcanzaron máximos históricos en el primer semestre y se desplomaron fuertemente después. Los suministradores por gasoducto se ajustaron para compensar las importaciones de GNL. Además, la brusca bajada de la demanda a consecuencia del COVID-19 provocó una fuerte caída de los precios en primavera y verano.

De estas importaciones, el 21% fueron en forma de GNL y supusieron un total de 102 bcm, un 5% menos que en el año anterior, en el que se alcanzó la cifra más alta de la historia. Los principales países importadores en Europa en 2020 fueron España (15,4 Mtm), Francia (14,5 Mtm), el Reino Unido (14,0 Mtm) e Italia (9,2 Mtm). La disminución de las importaciones europeas de GNL fue consecuencia de la disminución de la demanda a consecuencia del COVID-19 y los bajos precios del gas en EE.UU. que llevaron a cancelar envíos a Europa.

La producción interna de la Unión Europea y el Reino Unido, que supone solamente el 18,2% del abastecimiento, cayó un 20% en el último año, hasta 89 bcm habiendo disminuido la producción de gas de los principales productores, que incluyen Países Bajos, Rumanía, Alemania, Italia y Reino Unido.

Rusia continúa siendo el principal proveedor a Europa con una cuota del 36,2%, seguido de Noruega (22,3%) y otras fuentes de GNL (17%). Las importaciones por gasoducto provenientes de Argelia cayeron un 3% tanto por el aumento de su demanda nacional como por la sobreoferta de GNL en el primer semestre y los bajos precios del gas en el segundo y tercer trimestre. El principal suministrador de GNL a Europa en 2020 fue Qatar, con 24 bcm, seguido de Estados Unidos (23,5 bcm) y Rusia (19 bcm).

En diciembre de 2020, el gasoducto transadriático comenzó a suministrar gas azerí a Bulgaria, Grecia y, ya en 2021, a Italia, añadiendo otro origen de suministro al mercado de la UE. El corredor está dimensionado en su fase inicial para transportar hasta 10 bcm/año.

En la Unión Europea y el Reino Unido la demanda de gas natural en 2020 cayó un 3,1% respecto de la del año anterior, debido principalmente al impacto económico de la pandemia del coronavirus. Las variaciones más importantes se produjeron en abril y mayo, los meses con medidas de confinamiento más restrictivas, en las que la demanda de gas bajó hasta casi un 20% por debajo de la demanda del año anterior. Durante el tercer trimestre, la demanda en Europa se recuperó gracias a una situación de precios mínimos y una menor generación de energía nuclear y de carbón. En el último trimestre del año, la demanda volvió a bajar como consecuencia de la segunda ola del coronavirus que llevó a endurecer nuevamente las medidas de confinamiento, reduciendo la demanda industrial. A final de año la demanda subió principalmente por el aumento de la convencional, debido a una ola de frío en Europa.

2.2. 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.

En el último año, los precios entre Europa y Asia se mantuvieron alineados en un contexto de mercados mundiales de GNL bien abastecidos, lo que ha sido una de las principales causas del incremento de GNL a Europa.

El precio del gas natural en EE.UU. se sitúa en 2020 entre los 3,9 y los 9,1 €/MWh, generalmente por debajo del resto de los mercados, excepto entre finales de abril y finales de julio, cuando el TTF se situó por debajo del Henry Hub con una diferencial de hasta 2,3 €/MWh. Ello provocó que a finales de la primavera y durante el verano se interrumpieran muchas exportaciones de GNL de EE.UU. a la UE, ya que la diferencia de precios regionales no era suficiente para cubrir los costes de transporte del GNL.

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 40 €/MWh) en los momentos mayor demanda invernal. En diciembre de 2020, el precio del GNL se vio afectado por la escalada de demanda y precios en el mercado asiático, que se sitúa a finales de diciembre por encima de 40 €/MWh, muy por encima del precio de los principales mercados europeos. La subida del precio del GNL en Asia se debe a un conjunto de factores, entre los que destaca la subida de la demanda por las bajas temperaturas en China (Pekín alcanzó la temperatura más baja desde 1966), Japón y Korea, con un incremento de las importaciones de GNL del 14% en diciembre.

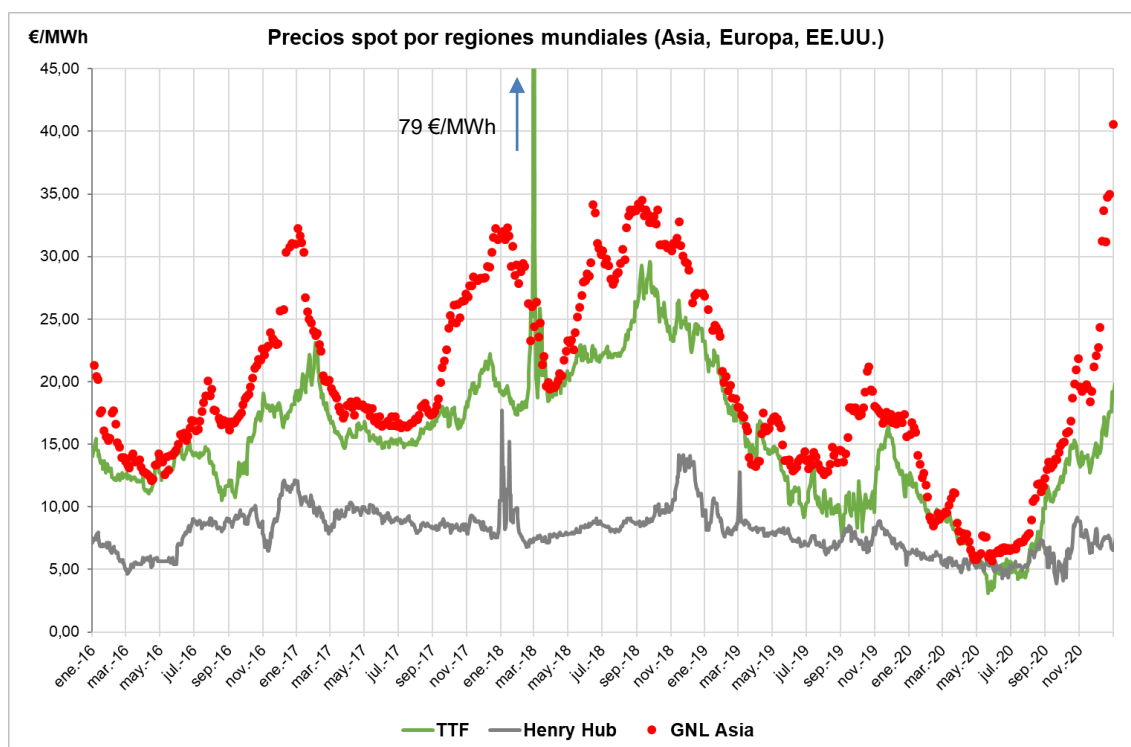
En el mercado europeo, los precios medios de gas se redujeron en 2020 en la mayoría de los Estados miembros de la UE en más de 4 euros/MWh en términos interanuales. Esto dio lugar a unos precios spot en el centro de la UE históricamente bajos en el segundo trimestre de 2020. El descenso de los precios de otras materias primas energéticas y las existencias de almacenamiento subterráneo por encima de la media al comienzo de la temporada de inyección fueron otros factores que contribuyeron además de los mencionados con anterioridad.

A partir del tercer trimestre los precios de los principales hubs europeos empezaron a recuperarse, ante una cierta mejora de la demanda y la reducción de las entregas de GNL a Europa. A finales de 2020, a consecuencia de una ola de frío que llevó a desviar varios cargamentos de GNL a Asia, los precios de gas en Europa aumentaron por encima de los precios máximos de 2019.

Por otra parte, 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 asiático, europeo y americano



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

En 2020, los precios de los mercados europeos han caído a valores mínimos que no se registraban desde 2009. En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2020 estuvo alrededor de los 9,5 €/MWh, un 30% inferior al precio de 2019.

Los mayores precios, en el entorno de los 19-22 €/MWh, se registraron a final de año y los precios mínimos se registraron a finales de mayo, con mínimos próximos a 3 €/MWh y precios por debajo del Henry Hub.

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

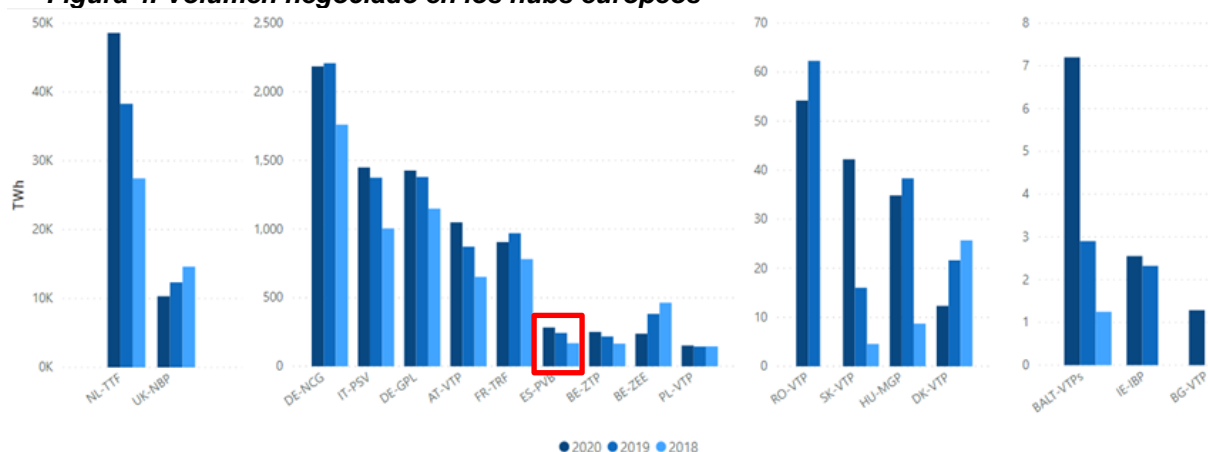
En términos generales, el volumen negociado en los mercados de gas europeos en los últimos años es ascendente en la mayoría de los mercados, debido a una creciente preferencia de los comercializadores por el aprovisionamiento a corto plazo en hubs (frente a tradicionales contratos de aprovisionamiento a largo plazo) y al incremento de la gestión del riesgo de precios. El incremento de los volúmenes de negociación también se ha visto favorecido por la alta oferta de GNL a nivel mundial.

En el año 2020 el volumen negociado en la UE y el Reino Unido ha aumentado un 14% respecto del volumen negociado el año anterior, alcanzando un nuevo récord histórico. El volumen negociado en mercados organizados equivale a más de 13 veces la demanda de gas en la UE y el Reino Unido. La evolución del volumen negociado fue desigual a lo largo del año, con una disminución significativa de la negociación en el segundo y tercer trimestre, seguida de una fuerte recuperación en el cuarto trimestre.

El volumen negociado aumentó en la mayoría de los mercados europeos, a excepción del NBP y Zeebrugge, que continúan en declive en parte por los efectos del Brexit y la preferencia por la negociación del gas en euros, además del efecto concentrador del TTF.

La siguiente figura muestra el volumen de gas negociado a través de plataformas de mercado organizado (exchange) y a través de brokers (OTC) para los principales hubs de gas en Europa.

Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos



Fuente: ACER basado en REMIT, Trayport y operadores de hub.

Un año más, el mayor crecimiento se produjo en el **mercado holandés TTF**, que incrementa su **liderazgo** sobre el resto de mercados europeos. Por el contrario, la negociación en el NBP continúa disminuyendo por sexto año consecutivo hasta un volumen de negociación en torno a 10.000 TWh en el año 2020. Por su parte, el mercado español continúa progresando y se sitúa a un nivel similar al mercado de Bélgica.

3. 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 (482 GWh en 2020), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,13% del aprovisionamiento de gas. Además, se han inyectado en la red 103 GWh de biometano.

A lo largo del año 2020, el mercado español se abasteció de un conjunto de quince países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 29,1%. A continuación, se encuentran EE.UU. (15,9%), Nigeria (12,1%), Rusia (10,4%) y Catar (8,8%).

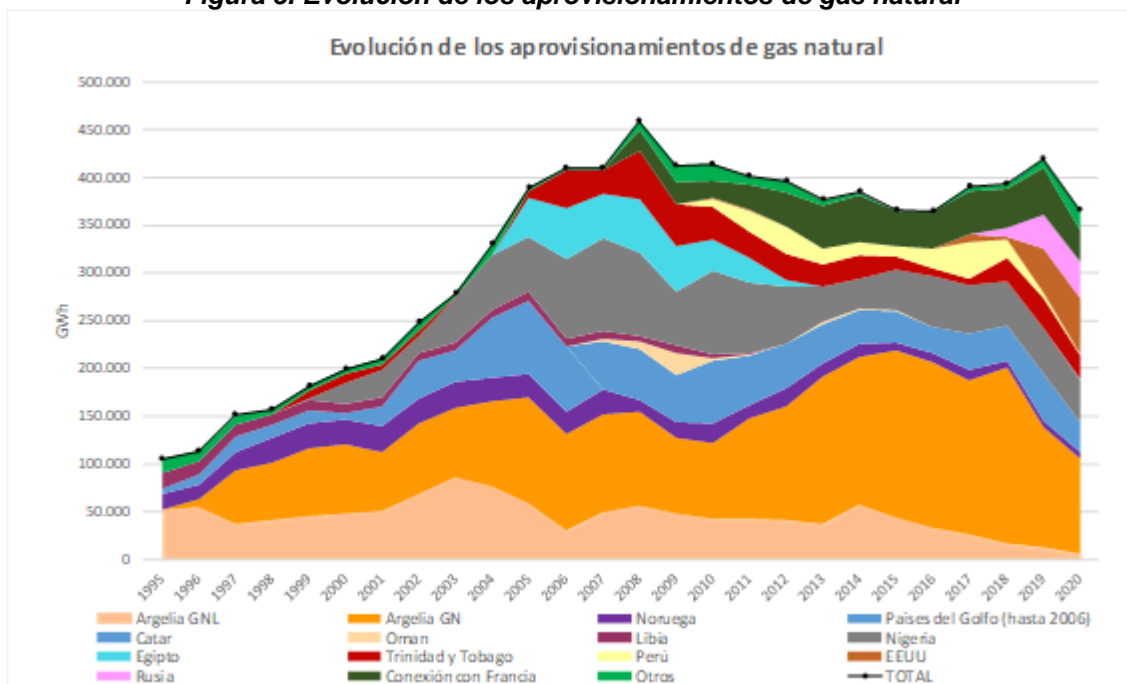
Las importaciones por gasoducto representaron un 37% de las importaciones totales, procediendo en un 74% de Argelia y en un 26% de la interconexión con Francia, y las importaciones brutas de GNL representaron un 63% del aprovisionamiento.

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.

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 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.

Además, en este año 2020 ha tenido un fuerte impacto la crisis del COVID-19, que ha ocasionado una importante reducción de la demanda y de los precios de aprovisionamiento, lo que ha resultado en que las importaciones brutas de gas natural en España hayan disminuido un 12,7%.

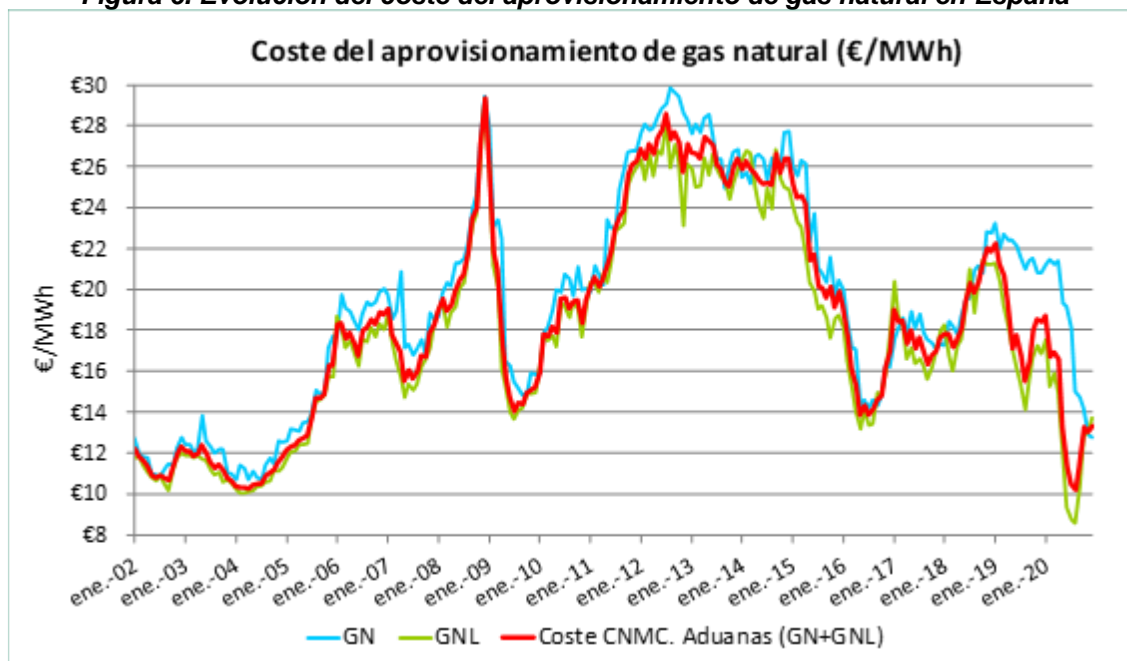
Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural



Fuente: CNMC

La evolución del coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española se refleja en el índice del 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 2020 descendió un 25,7% respecto a 2019, al promediar 13,75 €/MWh respecto a los 18,51 €/MWh en 2019. El aprovisionamiento por GNL se muestra más barato que el

gas importado por gasoducto desde principio de año hasta noviembre, con diferencias de casi 10 €/MWh en verano.

La demanda total en España durante 2020 disminuyó un 9,6% respecto a 2019, hasta los 360 TWh. Con este descenso, la demanda se aleja de los niveles máximos alcanzados en el año 2008 (449 TWh).

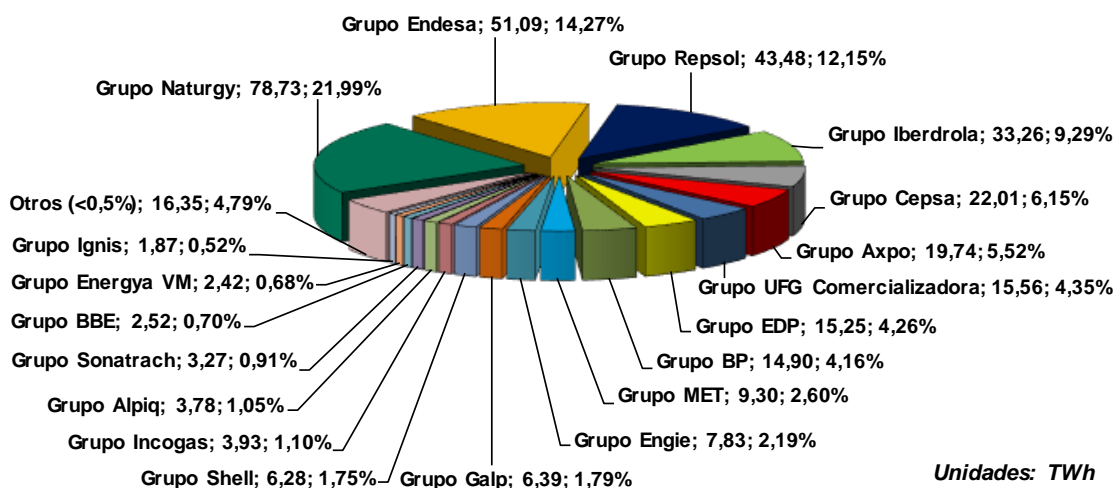
En el año 2020, la demanda convencional fue de 271,1 TWh, con un descenso del 5,5% respecto a 2019, y la del sector eléctrico de 88,9 TWh (-20,1%).

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 de los grupos de mayor tamaño, 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, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales hasta 106.

En el año 2020 los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado son Naturgy (21,99%), Endesa (14,27%), Repsol (12,15%), Iberdrola (9,29%), Cepsa (6,15%) y Axpo (5,52%). Otros grupos empresariales suman en conjunto el 30,63% restante del mercado de gas en España.

Figura 7. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2020



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 lo utilizan principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de cada agente, para adaptarse a las

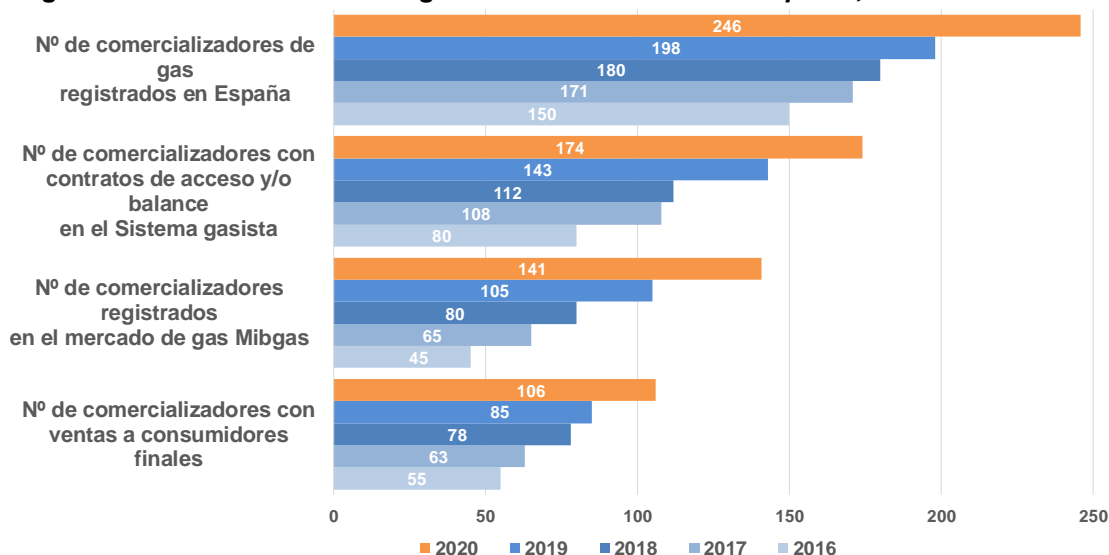
variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos y para vender a comercializadores minoristas.

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 ha visto limitada tradicionalmente por la poca conectividad y lejanía del mercado español de los hubs europeos con mayor actividad, así como por los elevados valores de los peajes de la interconexión con Francia, lo que limita las posibilidades de arbitraje entre mercados. 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, probablemente por falta de tamaño.

El número de comercializadores registrados alcanza los 246, mientras que el número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, era de 174 a finales de 2020. Además, MIBGAS alcanzó la cifra de 144 agentes (141 comercializadoras y 3 consumidores directos) y con 43 agentes en MIBGAS Derivatives.

Figura 8. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-20



Fuente: CNMC

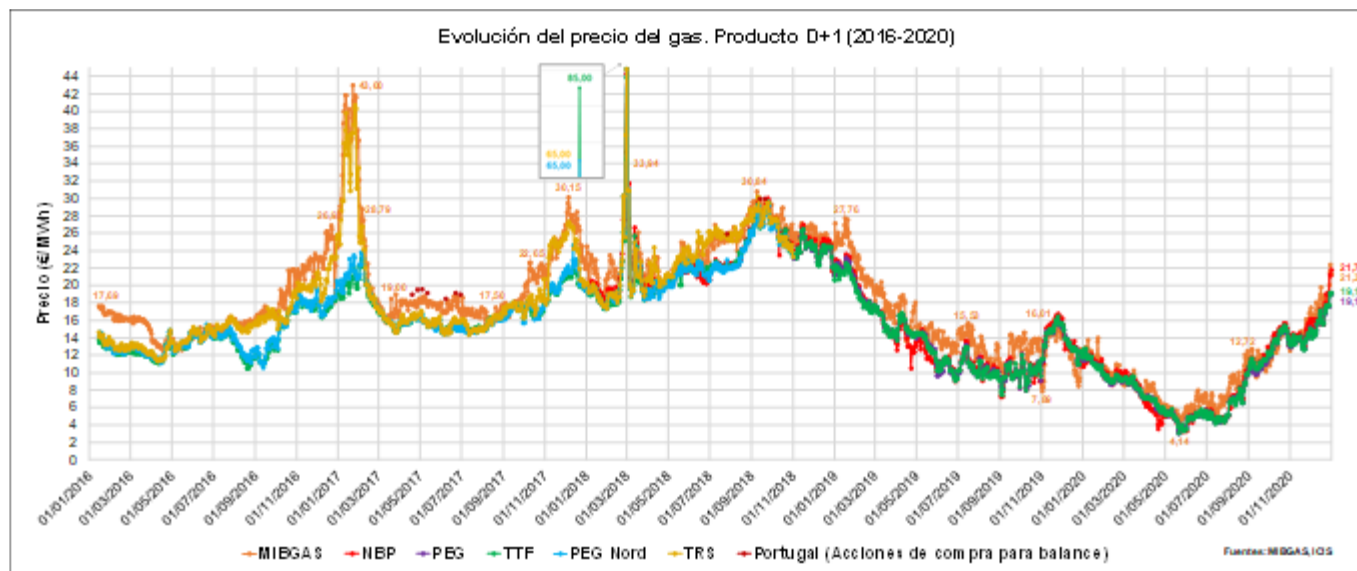
4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

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

Durante el año 2020, el precio spot de gas del producto Diario presenta una tendencia bajista en la primera parte del año, marcado por la crisis del COVID19, comenzando en enero en el entorno de 11-14 €/MWh, bajando a mínimos históricos en mayo (4,14 €/MWh), y finalizando el año por encima de 21 €/MWh.

En promedio ponderado, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2020 fue de **10,23 €/MWh**. Esto supone una caída en el precio promedio ponderado anual del 34% respecto a su valor de 2019, que fue de 15,45 €/MWh.

Figura 9. Evolución del precio del Producto Diario D+1: Periodo 2016- 2020

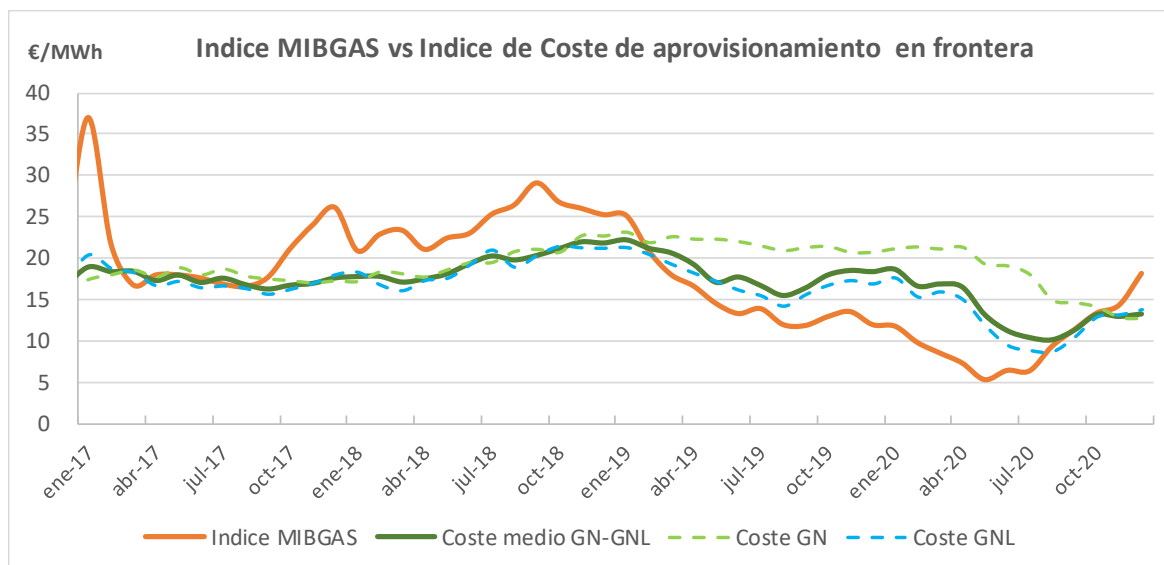


Fuente: MIBGAS-ICIS

El precio máximo del producto diario en 2020 fue de 22,41 €/MWh el 30 de diciembre. El 22 de mayo MIBGAS marcó un precio mínimo de 4,14 €/MWh, el más bajo desde el inicio de la negociación en el mercado organizado español.

La comparativa del precio spot en MIBGAS con los precios de importación en frontera de gas muestra que el precio del mercado spot se mantuvo, entre enero y agosto de 2020, por debajo de los precios de importación.

Figura 10. Evolución del índice Mibgas vs Coste de aprovisionamiento en frontera



Fuente: MIBGAS-Agencia Tributaria

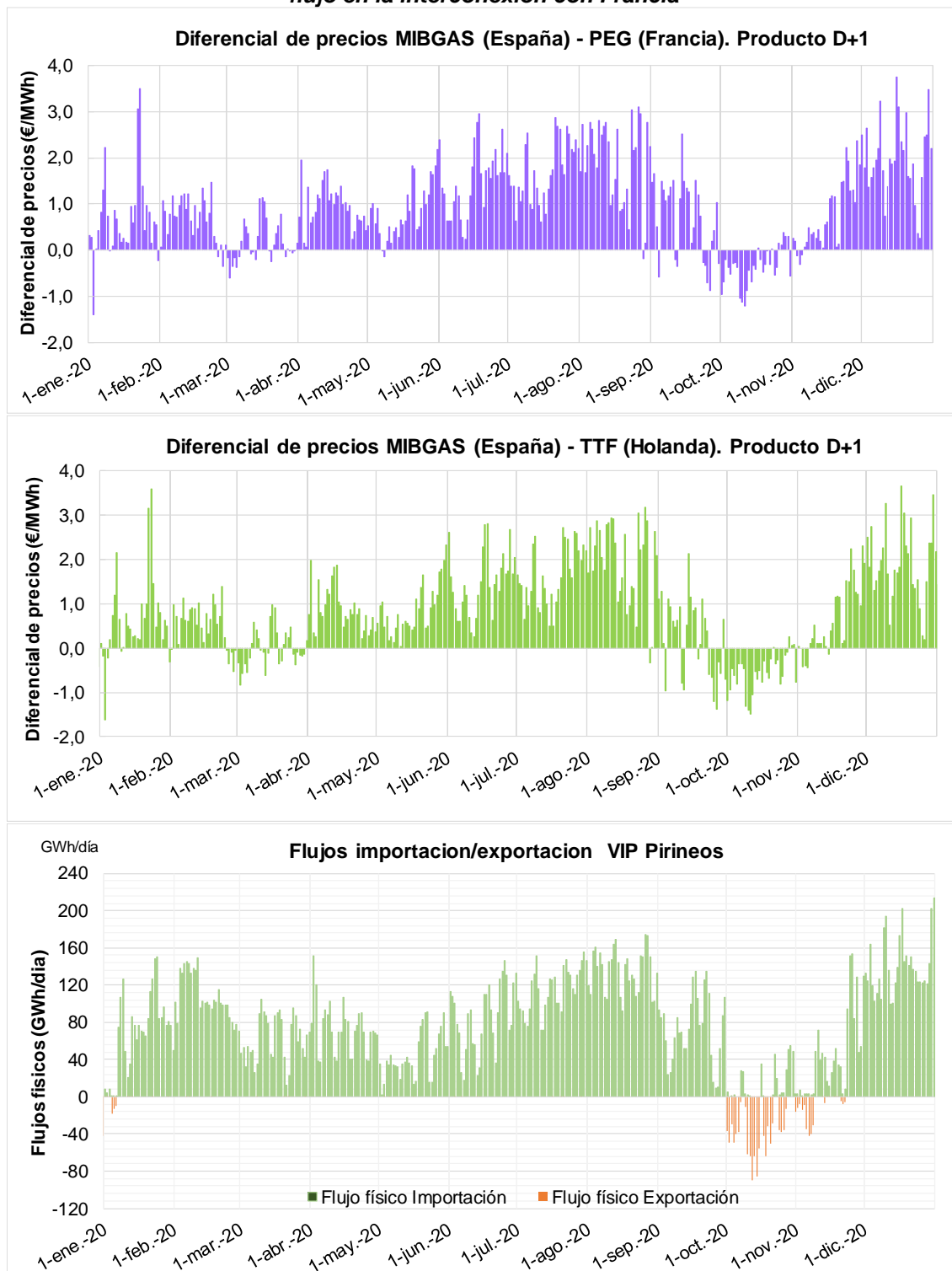
Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos

*El diferencial de precios del producto D+1 del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de **0,86 €/MWh**. Esto supone que el diferencial promedio del precio con Europa **se ha reducido** respecto del año 2019, que fue de **1,89 €/MWh**.*

La convergencia de precios se vio favorecida por el contexto de exceso de oferta de GNL y por la debilidad de la demanda mundial

Durante los dos primeros meses del año, el mercado español tuvo un diferencial de precios entre 0,5 y 1 €/MWh superior a los mercados europeos (Francia, Holanda). En marzo, con el inicio de la pandemia del coronavirus en España, el diferencial disminuyó e incluso fue negativo; desde abril a septiembre se mantuvo entre 1 y 3 €/MWh, para volver a ser negativo a finales de septiembre y durante el mes de octubre. En noviembre se vuelve a invertir la situación y en el último mes de 2020 el precio en España se sitúa con diferenciales por encima de los 2 €/MWh, llegando a registrar un diferencial máximo de 3,75 €/MWh.

Figura 11. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia



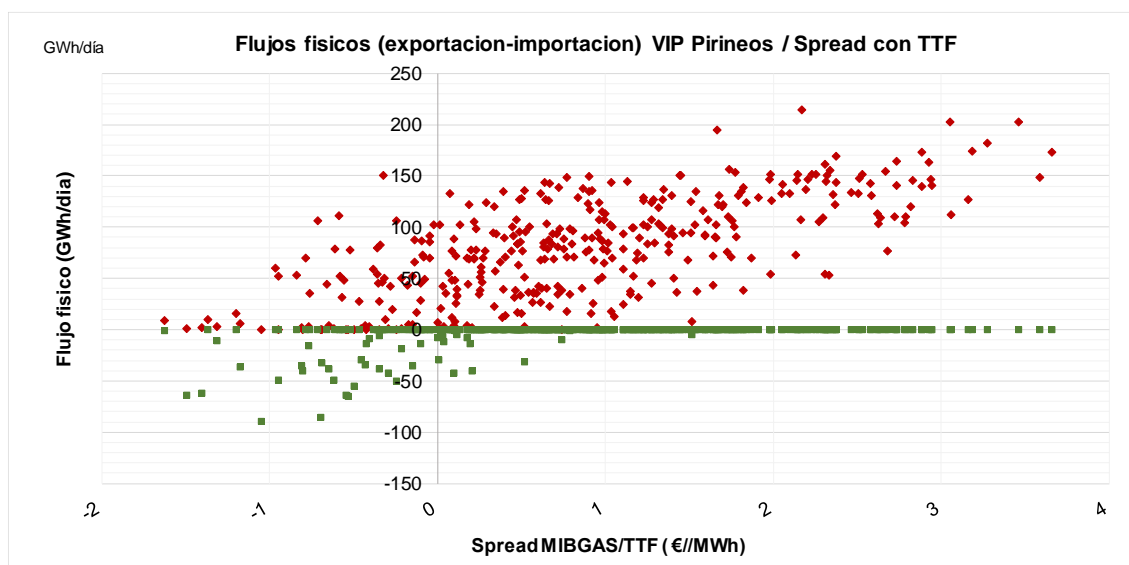
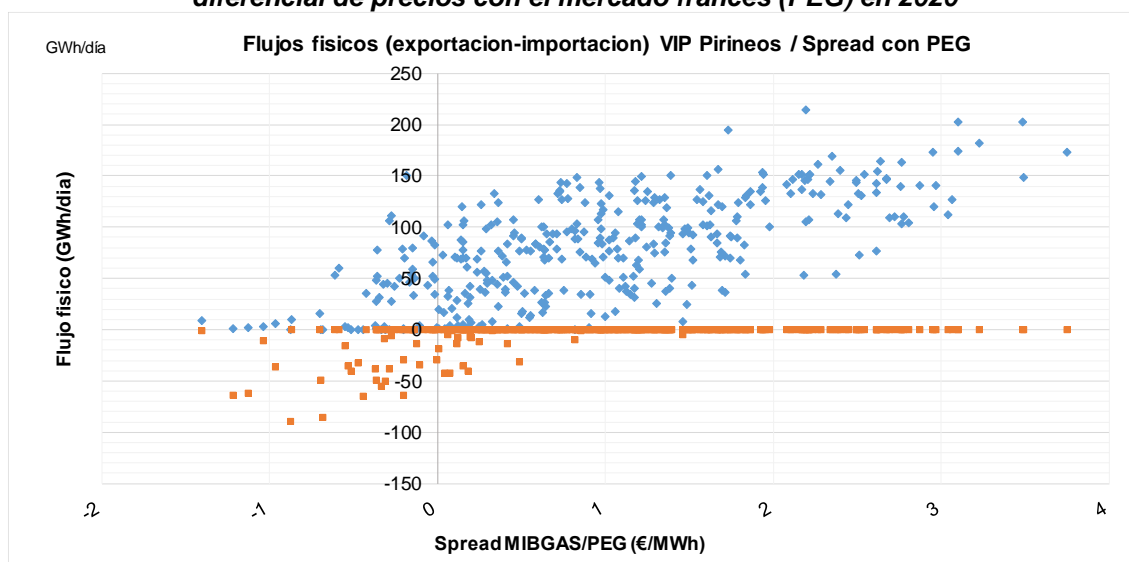
Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

Si se observa el diferencial de precios con el mercado de Francia (PEG), durante el primer trimestre, el mercado español se sitúa entre 0 y 1 €/MWh por encima. Por ello, el flujo en la interconexión es moderado en dirección a España durante el invierno.

En el periodo entre abril y septiembre, el precio spot en España se sitúa moderadamente por encima del PEG (0,5-3 €/MWh), lo que aumenta el flujo de gas hacia España, especialmente durante el verano (cuando se alcanzan hasta 160 GWh/día de importación).

Entre finales de septiembre y principios de noviembre, el precio de MIBGAS se sitúa por debajo de los mercados europeos, por lo que los diferenciales son negativos y se invierte el flujo físico del gas hacia el mercado francés (entre 40 y 80 GWh/día en sentido exportación). Desde entonces, y hasta finales de año, el precio del MIBGAS vuelve a situarse claramente por encima del PEG, con diferenciales entre 1 y 3,5 €/MWh, y el flujo de importación de gas vuelve a incrementarse hasta los 200 GWh/día a finales de diciembre.

Figura 12. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con el mercado francés (PEG) en 2020



Fuente MIBGAS y ICIS

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 probablemente 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 PEG se encuentra por debajo de 2 o 3 €/MWh.

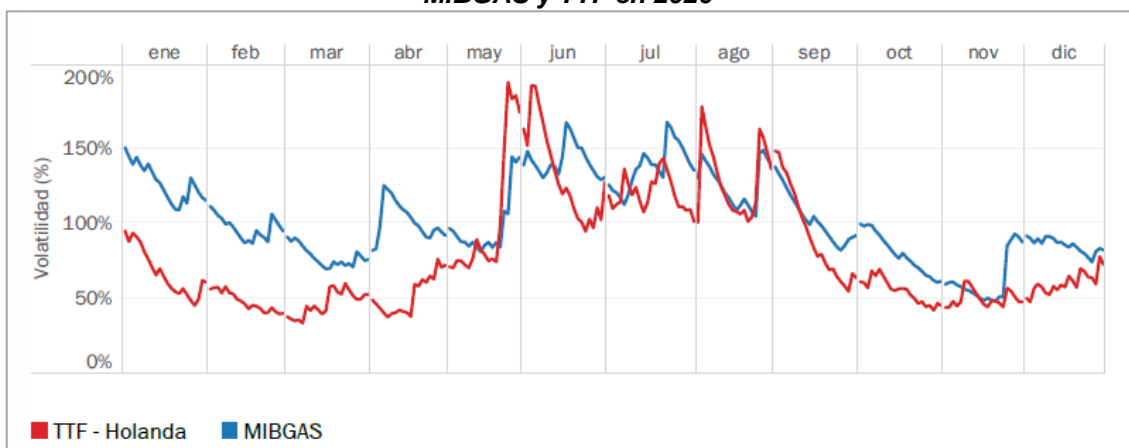
En la conexión con Portugal, el flujo dominante es en sentido hacia Portugal, si bien en los primeros cinco meses de 2020 se produjeron entradas de gas en contraflujo desde Portugal, con un flujo neto con sentido de importación hacia España en los meses de febrero y abril.

Volatilidad del precio del producto D+1

La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS¹ se mantuvo en niveles similares o moderadamente por encima de la volatilidad de otros mercados de gas europeos durante la mayor parte del año 2020. En concreto, la volatilidad promedio anual de MIBGAS fue del 104%, superior a la del TTF, cuya volatilidad fue del 80%. En este año, la volatilidad media ha aumentado respecto a 2019, cuando fue del 91%.

Entre los meses de enero y mediados de mayo la volatilidad de MIBGAS fue superior a la del TTF, y esta tendencia se repitió desde septiembre hasta final de año. Entre los meses de mayo y septiembre se registraron cambios bruscos de volatilidad, siendo en numerosas ocasiones notablemente superiores los del TTF que los de MIBGAS.

Figura 13. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los mercados MIBGAS y TTF en 2020



Fuente MIBGAS, ICE, GME y EEX

¹ 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 (método de Garch).

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

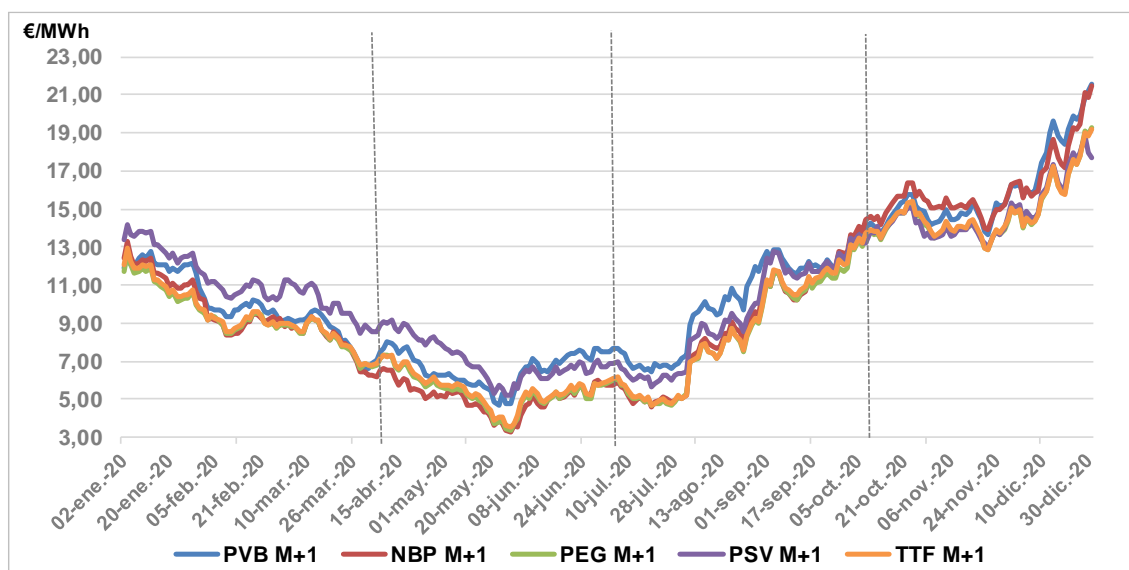
El precio del producto mensual (M+1) en MIBGAS presenta un comportamiento muy similar al de los principales mercados europeos (TTF, NBP o PEG), aunque con un diferencial medio anual de 1,06 €/MWh.

Durante el año 2020, se ha producido una gran variación de precios, particularmente durante el segundo y último trimestre del año. A principios del mes de enero de 2020, el producto mensual (M+1) se negociaba por encima de los 11,5 €/MWh produciéndose un descenso durante los dos primeros trimestres del año llegando a cotizar a 4,65 €/MWh a finales del mes de mayo. En los meses siguientes se vuelve a invertir la situación aumentando el precio al igual que ocurre en el resto de los mercados europeos

A finales de año, el precio del MIBGAS vuelve a situarse por encima del TTF alcanzando valores superiores a los de principios de año y con diferenciales por encima de los 2 €/MWh.

La evolución de los precios MIBGAS respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2020 se presenta en la siguiente gráfica:

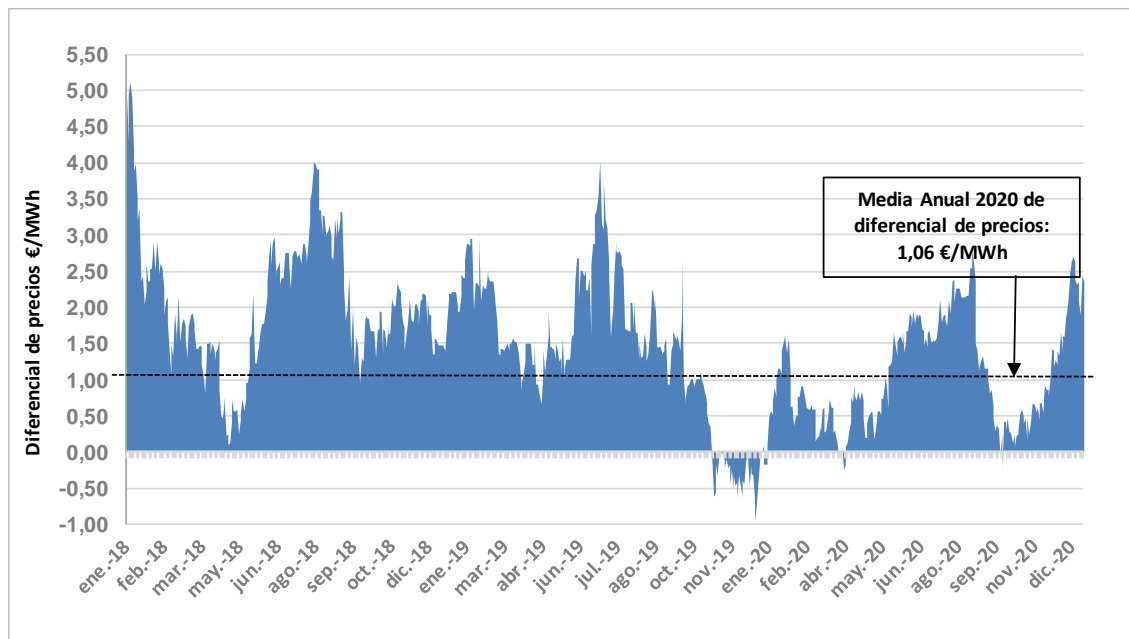
Figura 14. Evolución precios MIBGAS –Otros mercados: Producto M+1



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 15. 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 2020, se observa que el mismo presenta su máximo valor en el mes de agosto, aunque presenta valores negativos en algunos días del mes de enero, marzo y septiembre de 2020.

En el conjunto de 2020, el diferencial de precios del Mibgas con el TTF para el producto M+1 se sitúa en una media anual de 1,06 €/MWh.

*Esto supone una **disminución del diferencial del precio con Europa** respecto de los años tres últimos años 2017, 2018 y 2019 que fue de 3,46, 2,05 y 1,4 €/MWh, respectivamente, lo que muestra una progresión en la convergencia del precio del mercado español.*

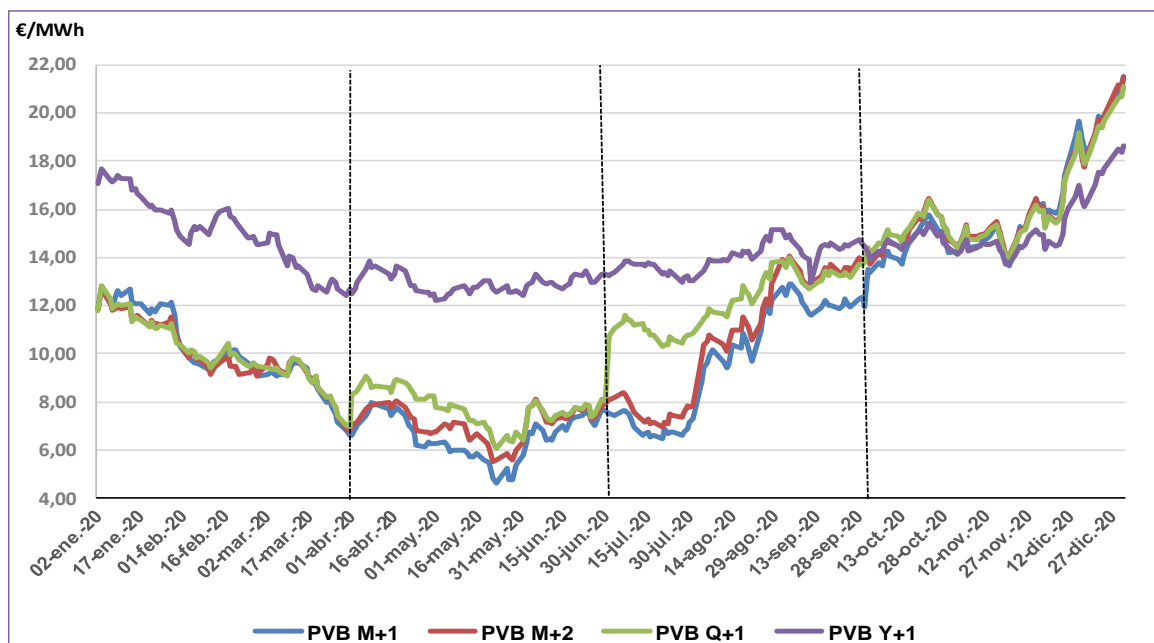
4.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos

Durante el año 2020 se produjo en toda Europa una alta variación de precios en la curva de futuros debido a la situación excepcional que se ha vivido.

Durante el primer y segundo trimestre del año, los precios de futuros en España descienden al igual que lo observado a nivel europeo llegando a alcanzar en el mes de mayo mínimos históricos; los productos mensuales M+1, M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 alcanza los 4,65 €/MWh, 5,52 €/MWh, 6,10 €/MWh y 12,23, €/MWh respectivamente. El tercer trimestre fue un periodo de recuperación del precio, alcanzándose en el mes de diciembre los precios más altos.

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 2020 puede observarse en la siguiente gráfica.

Figura 16. Evolución precios por producto y mes en el PVB



Fuente: ICIS

En el periodo entre abril y octubre, el precio del producto mensual M+1 y M+2 se sitúan por debajo de los 14 €/MWh llegando a alcanzar en el mes de mayo mínimos históricos para luego recuperarse llegando a alcanzar a finales del año valores entorno a los 21,5 €/MWh.

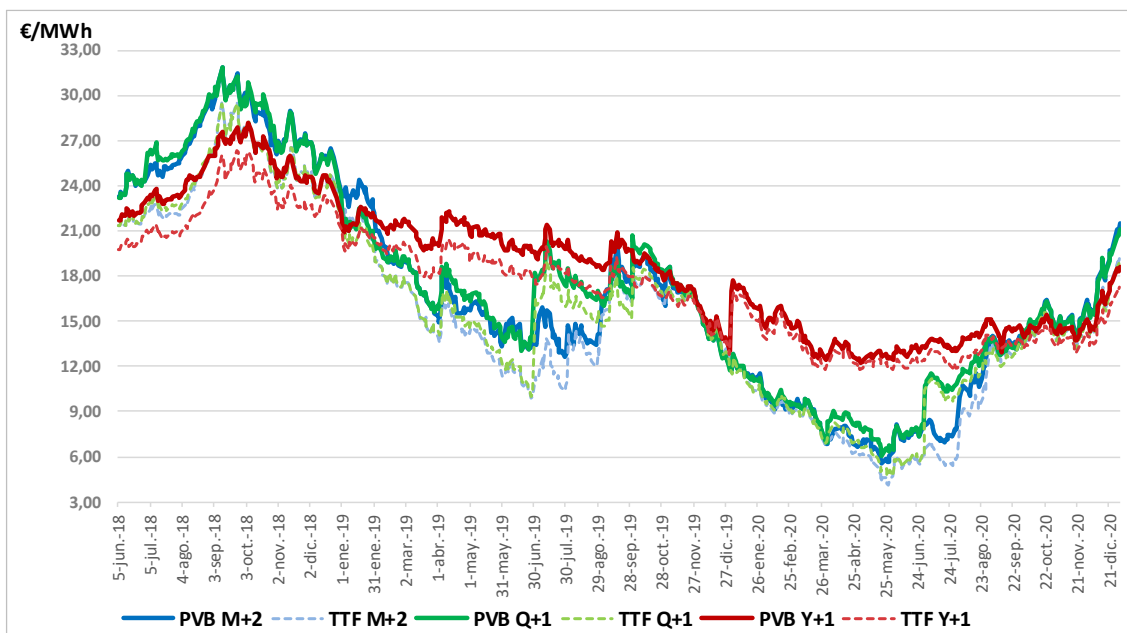
El producto Anual Y+1 presenta una oscilación de precios menor al resto de los productos a plazo llegando a alcanzar su mínimo histórico 12,23 €/MWh en el mes de mayo, valor este muy lejano al alcanzado para el resto de los productos a plazo.

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 a la de los principales mercados europeos, con un diferencial de precios positivo la mayor parte del año 2020.

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 17. Comparativa evolución precios en PVB y TTF: año 2020



Fuente: ICIS

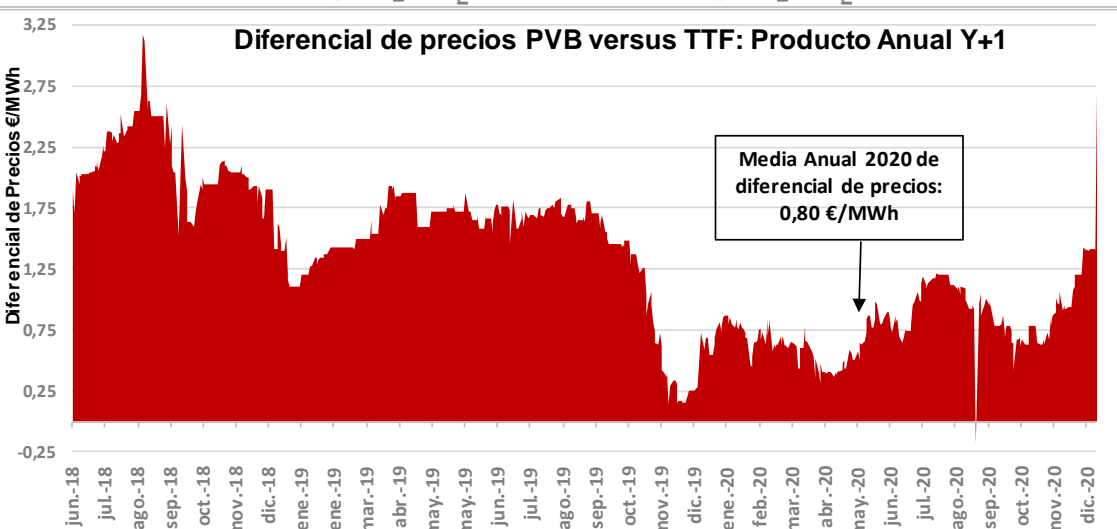
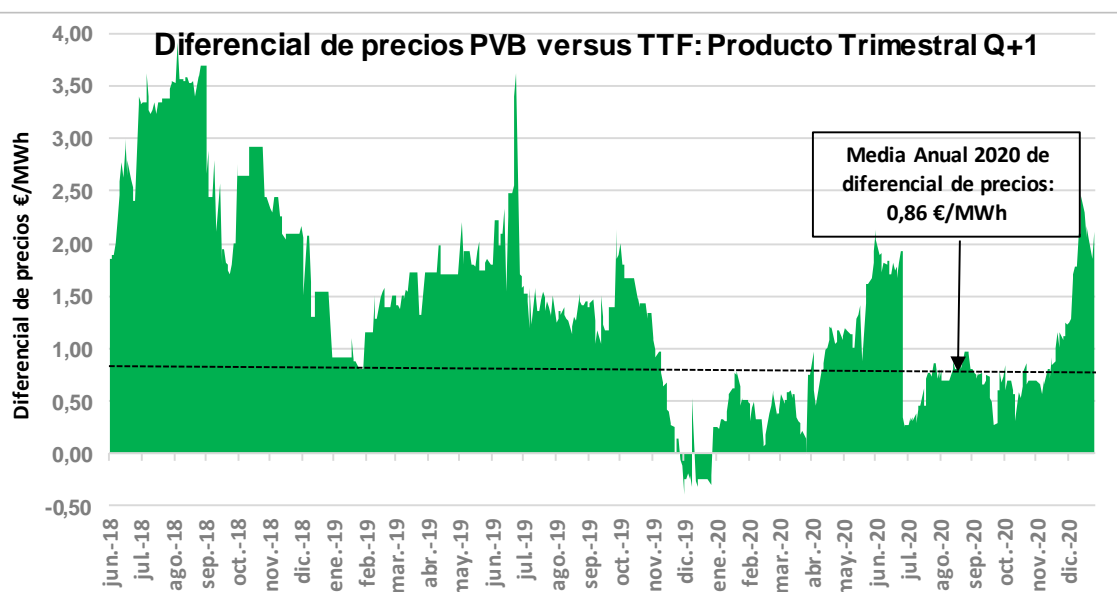
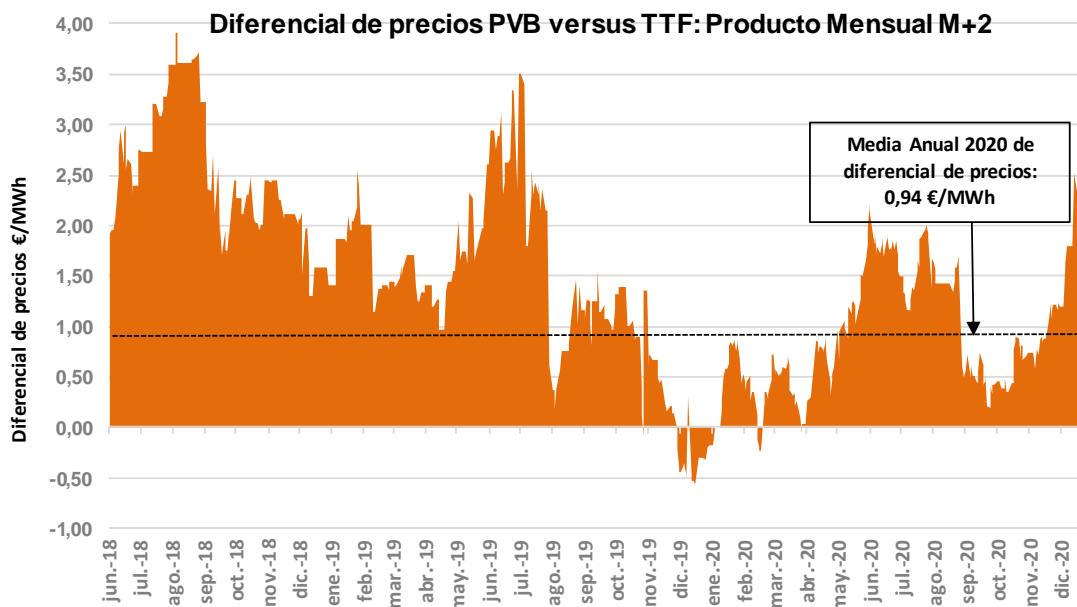
Se observa el progresivo acercamiento al TTF durante la mayor parte del año con unos diferenciales medios entre el TTF y el mercado español que no superan los 0,94 €/MWh.

Durante el primer cuatrimestre del año el mercado español tuvo un diferencial de precios mensual inferior a los 0,5 €/MWh para el producto mensual M+2. El producto trimestral Q+1 y anual Y+1 tuvieron un diferencial de precios entre 0,3 y 1,2 €/MWh superior a los mercados europeos.

Durante los meses de mayo a agosto los diferenciales aumentan de nuevo para el producto M+2 y vuelven a descender en los meses siguientes alcanzando unos valores parecidos a los de principios de año.

A finales de noviembre el precio en España se sitúa con diferenciales por encima de los 2 €/MWh, llegando a registrar diferenciales máximos en el caso de los productos mensual M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 de 2,26, 2,11 y 2,7 €/MWh, respectivamente, el 31 de diciembre de 2020.

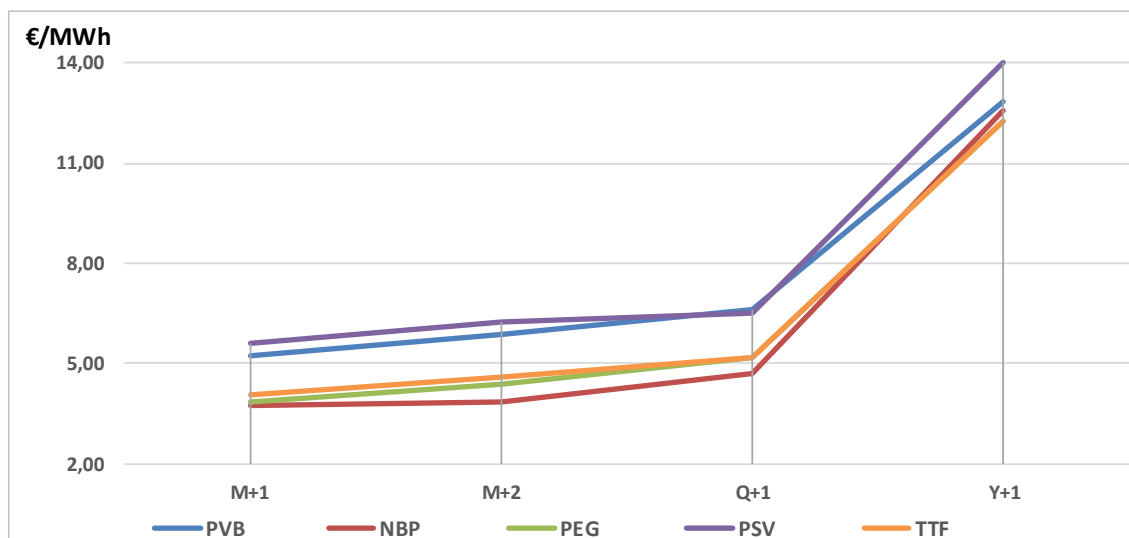
Figura 18. Diferencial de precios entre el PVB y el TTF



Fuente: ICIS

A finales de mayo de 2020, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa mostraba que los precios de futuros presentaban valores por encima del mercado spot, especialmente el producto anual (situación de contango).

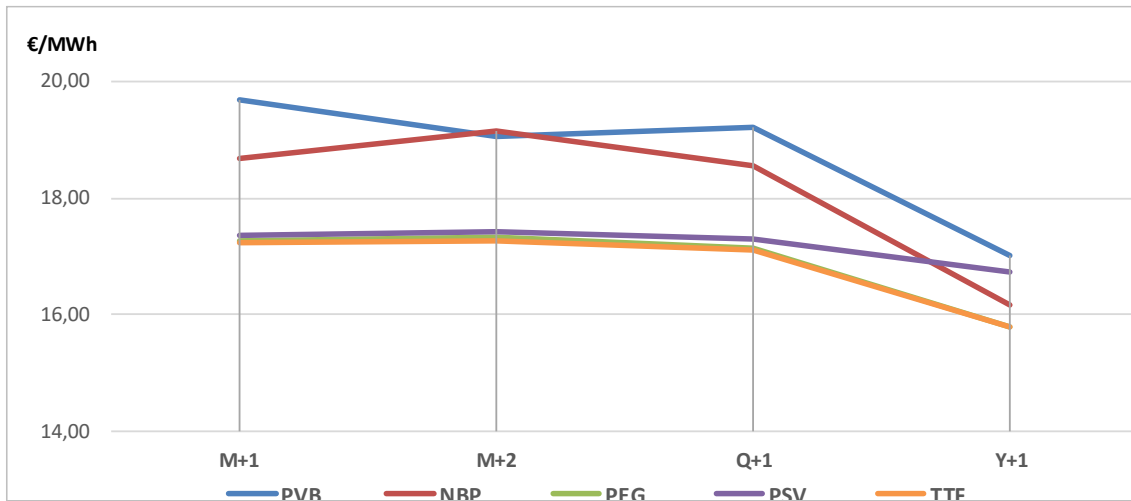
Figura 19. Curva de precios de futuros en la última semana de mayo de 2020 en los principales mercados europeos (situación de contango)



Fuente: ICIS

En cambio, a mediados del mes de diciembre, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa pasa a situación de Backwardation, con el precio del producto anual por debajo de los precios a plazos más cortos.

Figura 20. Curva de precios de futuros a mediados de diciembre de 2020 en los principales mercados europeos (situación de Backwardation)



Fuente: ICIS

5. 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 2020 asciende a un total de 750,28 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 208% de la demanda en dicho periodo (360,0 TWh).

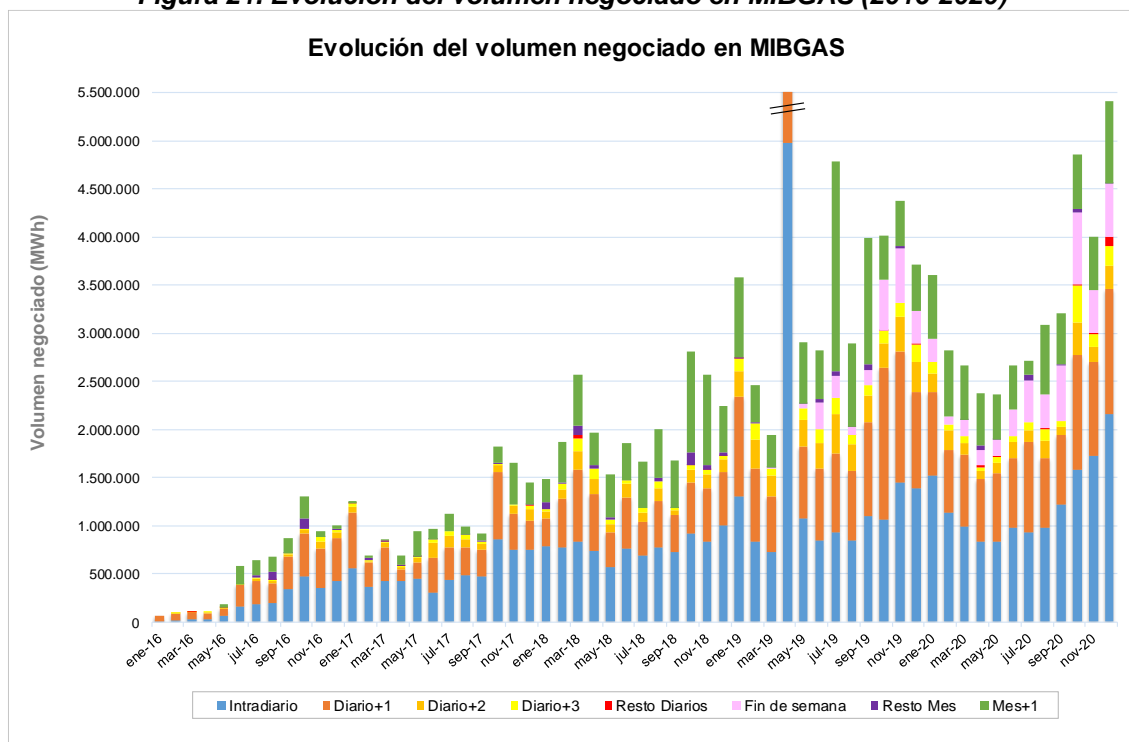
En 2020 el volumen negociado aumenta en casi un 4,5% (+32,5 TWh) y el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 5,2%, pasando de 249.472 operaciones en el año 2019, a 262.527 operaciones acumuladas en diciembre de 2020, lo que supone una media de unas 21.900 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 120.

Por otra parte, en el conjunto de 2020, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y Mibgas Derivatives** en PVB alcanzó los 45.451 GWh frente a los 55.897 GWh del año anterior, lo que supone un descenso del 18,7% del volumen de negociación, y alrededor del 12,6% de la demanda de gas del año.

En el mercado spot MIBGAS se negociaron 39.780 GWh en PVB, frente a los 48.270 GWh del año anterior, lo que supone que el volumen de negociación disminuyó considerablemente (-17,6%).

La siguiente figura presenta la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde su constitución en 2016. El gráfico muestra el rápido incremento del volumen negociado en MIBGAS.

Figura 21. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2020)



Fuente: CNMC

Por su parte, el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, registró 5.484 GWh, lo que supone un descenso de 2.142 GWh frente al año 2019 (-28,1%) donde se habían negociado 7.627 GWh.

En junio de 2019, MIBGAS Derivatives comenzó la negociación de productos de GNL en los tanques de cada una de las seis plantas de regasificación españolas (diario e intradiario).

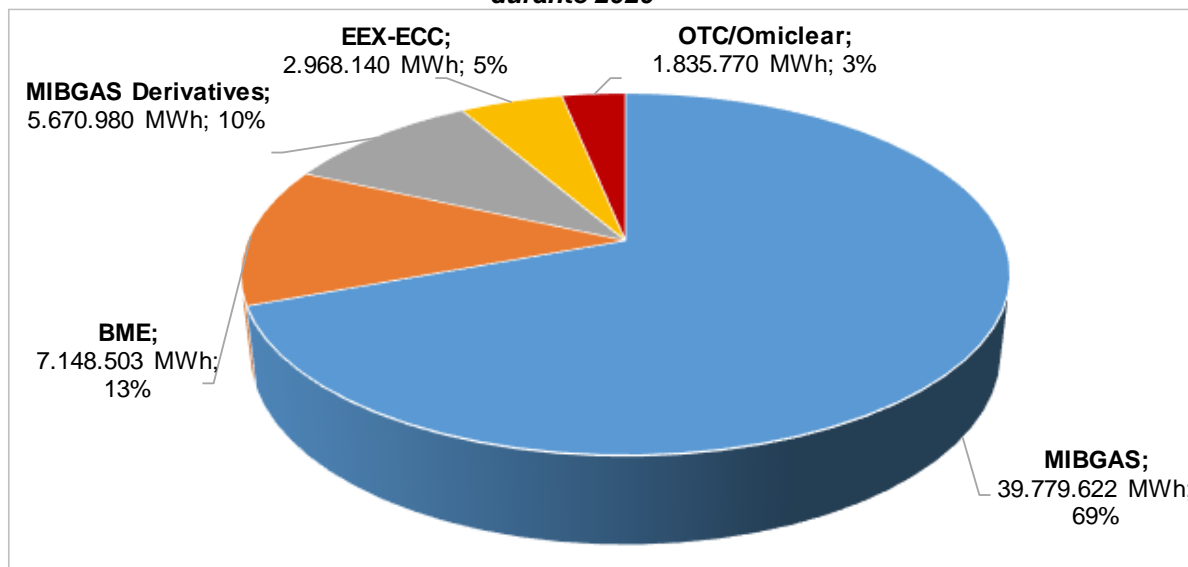
Posteriormente, el 31 de marzo de 2020 la negociación de estos productos se sustituyó por la negociación de productos spot de GNL en un único tanque virtual (TVB), dejándose de negociar los productos individuales por planta.

Durante 2020 se registró un volumen de transacciones de 178,73 GWh, muy superior a los 560 MWh negociados en 2019.

Por otro lado, en el mes de junio de 2019, **EEX** comenzó sus sesiones de negociación de productos con entrega en el PVB español y siendo ECC LUX (European Commodity Clearing Luxembourg SARL) su cámara de compensación. Durante 2020 se registró un volumen de transacciones de 2.968 GWh.

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones registradas a través de las plataformas de registro y compensación de **BME** (7.149 GWh) y **OMIP-Omiclear** (1.836 GWh).

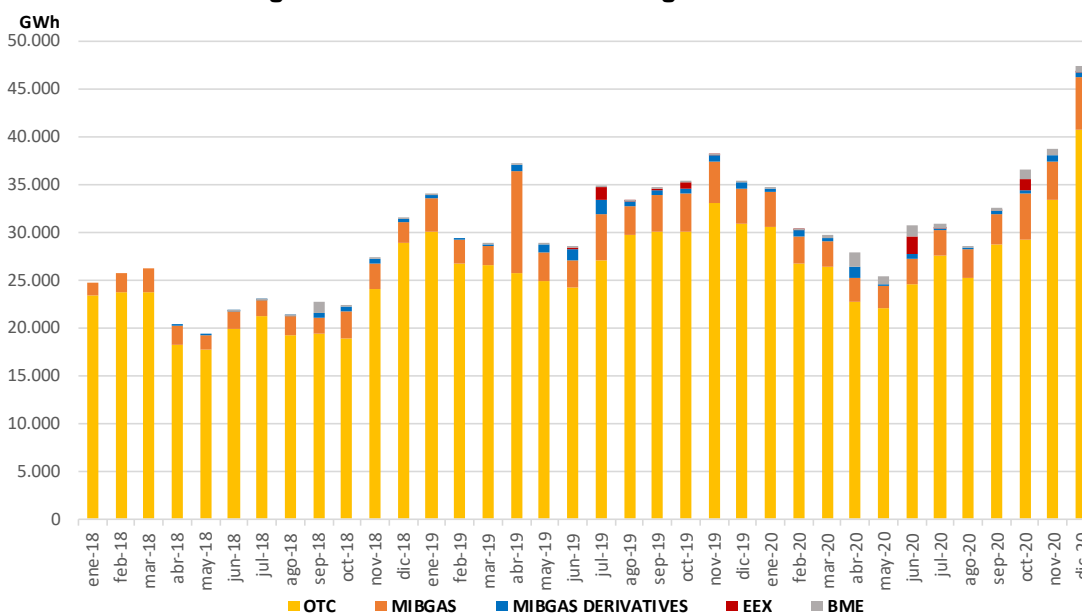
Figura 22. Evolución del volumen negociado plataformas de negociación y registro durante 2020



Fuente: MIBGAS, BME, EEX

Si consideramos únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB**, el total negociado en 2020 ascendió a 393.256 GWh lo que supone un ligero descenso (-1,13%) respecto al volumen negociado en 2019 (397.733 GWh), pero alcanzando máximos históricos en diciembre de 2020.

Figura 23. Evolución volumen negociado en el PVB



Fuente: MIBGAS, ENAGAS, BME y EEX

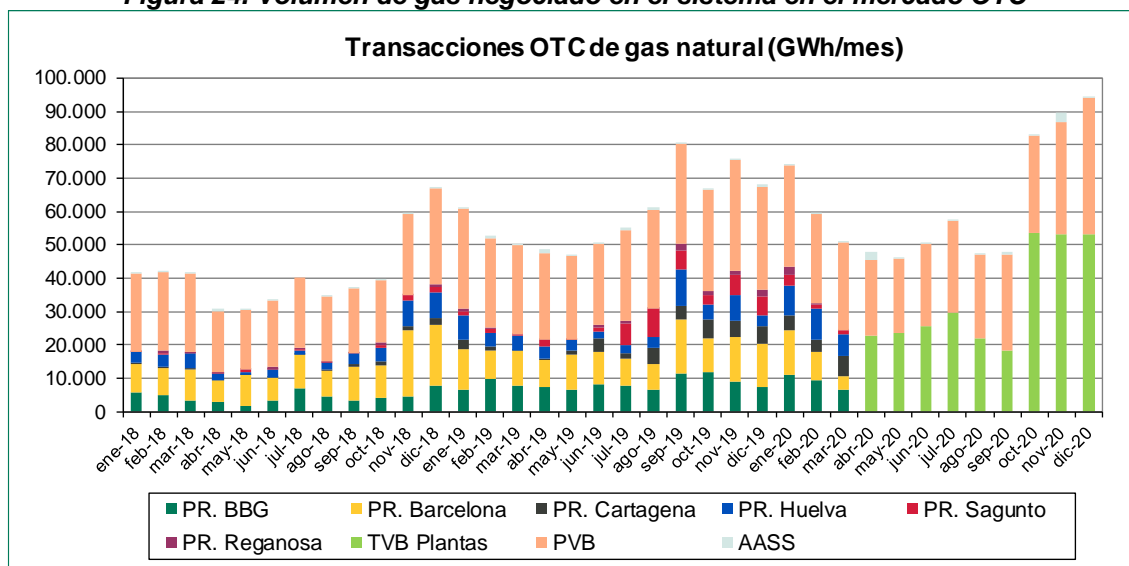
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

5.1. 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 2020 ascendió a un total de 750,28 TWh, un 4,5% superior al volumen negociado durante 2019. De ellos 403,0 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 53,7%), 337,9 TWh en el punto de balance la red de transporte (el 45,0%), y 9,42 TWh en los almacenamientos (el 1,3%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2018:

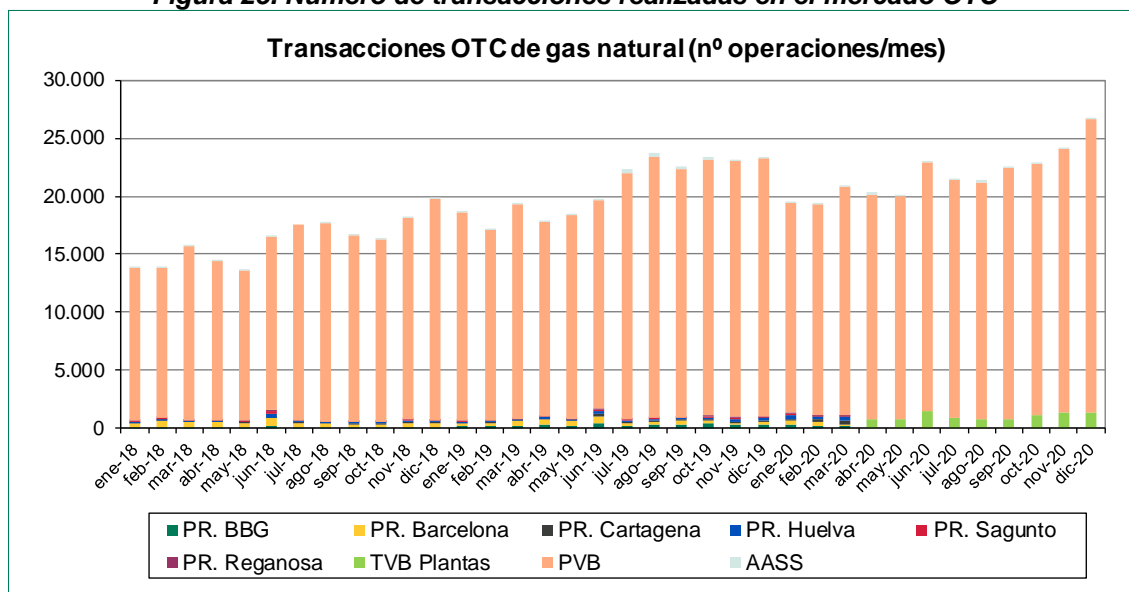
Figura 24. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2020 fue de 262.527 operaciones, lo que supuso un aumento del 5,2% respecto al año 2019. De estas transacciones se realizaron 13.310 en las plantas (el 5,1%), 247.939 en la red de transporte (el 94,4%), y 1.278 en los almacenamientos (el 0,5%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2018 y 2020.

Figura 25. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El modelo de acceso vigente hasta abril de 2020, generaba 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.

*Desde abril de 2020 se ha implementado el nuevo **modelo de tanque de GNL virtual (TVB)**, con el que se negocian todas las transacciones de las plantas en un único punto. A pesar del descenso de las importaciones de GNL en España durante 2020, el nuevo modelo ha generado **un aumento de la negociación OTC** de GNL, que, en el medio plazo, podría convertir a España en el mercado de referencia del GNL europeo. Para ello, habría que consolidar también la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado.*

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

	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	2019 (GWh)	2020 (GWh)
Planta de Barcelona	92.439	97.454	86.356	127.422	123.710	128.415	25.998
Planta de Huelva	105.675	46.617	61.438	42.564	42.556	53.530	25.104
Planta de Bilbao	36.639	59.432	48.190	56.477	53.649	100.851	27.419
Planta de Cartagena	42.973	9.186	3.583	8.780	7.297	35.300	13.733
Planta de Mugaridos	11.940	9.826	7.136	9.880	4.526	9.178	2.934
Planta de Sagunto	75.622	62.611	52.311	29.676	6.140	41.954	5.194
TVB Plantas (a partir de abril de 2020)							302.603
Total transacciones	365.288	285.126	259.014	274.799	237.877	372.428	402.985

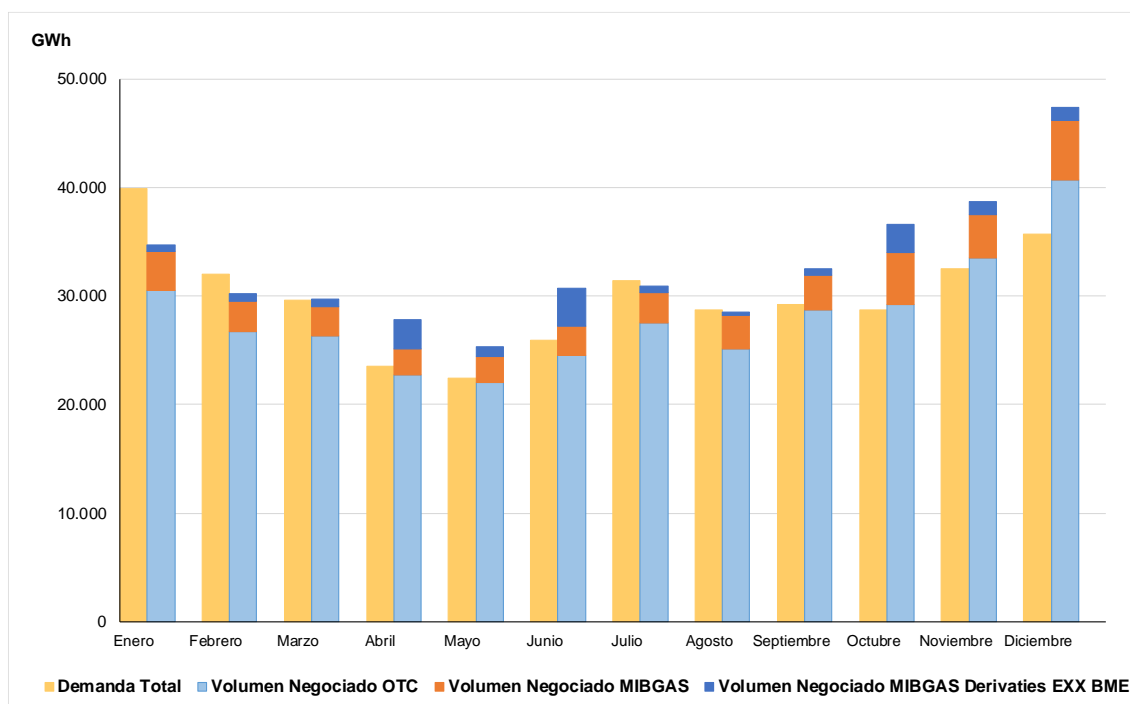
Fuente: Enagas y elaboración propia

5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante 2020, el número de transacciones y el volumen negociado en el MIBGAS ha decrecido ligeramente, principalmente por la situación de crisis sanitaria provocada por el COVID-19, que afecta al mercado principalmente en el segundo y tercer trimestre. La disminución de la demanda de gas destinado a la generación eléctrica en este periodo también resta liquidez al mercado.

En el conjunto de 2020, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **39.780 GWh**, lo que supone un **11,1%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 12,1% en el 2019. El volumen de transacciones por tanto ha disminuido en un 17,6% respecto a 2019, cuando el volumen total negociado fue de 48.270 GWh.

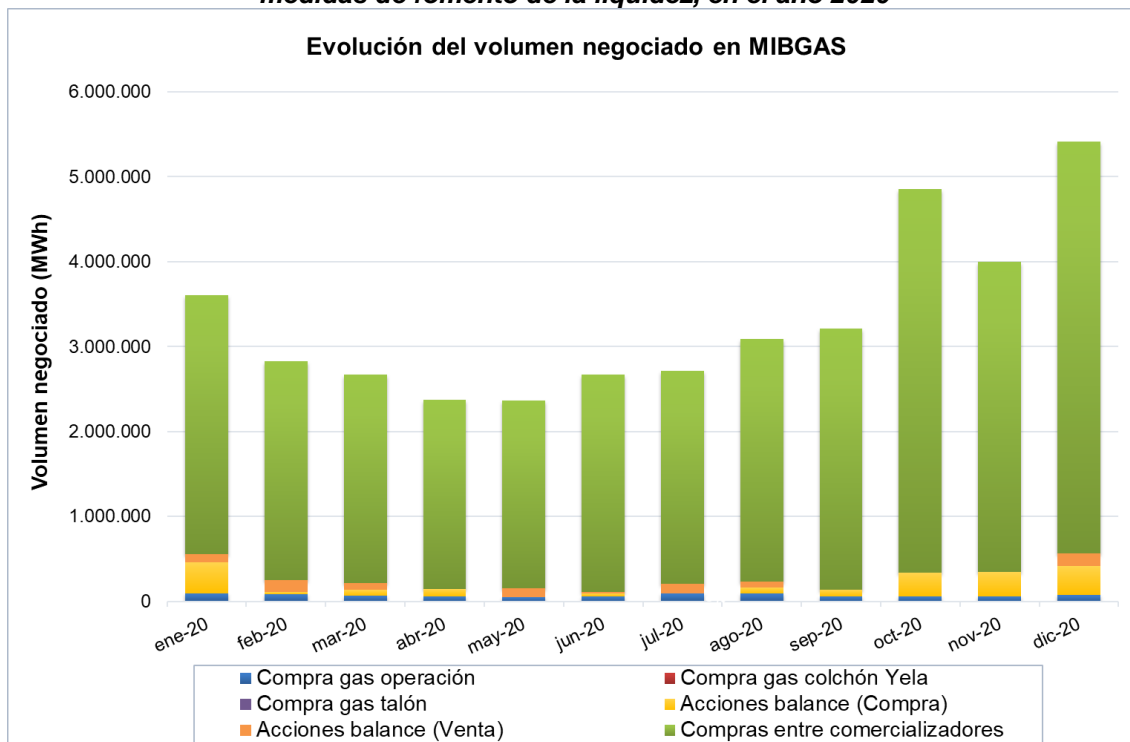
Figura 26. Volumen de gas negociado en PVB frente a demanda de gas en España



Fuente: CNMC

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 27. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez, en el año 2020



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 91,85% del total de la negociación en MIBGAS, y superan durante todos los meses el volumen total negociado de gases regulados. El día con mayor negociación entre comercializadores (excluyendo compras de gases regulados) fue el día 11 de diciembre de 2020, con 379 GWh transaccionados entre comercializadores.

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 2020 suponen un promedio de 2,3 GWh por día. Solamente durante ocho días no se efectuaron compras de gas operación (7, 13 y 31 de mayo, 26 de julio, 16 y 30 de agosto y 6 y 13 de septiembre).

Durante el año 2020 no ha sido necesario realizar compras de gas talón, ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen menor en el año 2020 que en 2019. Durante 2020, las acciones de balance suponen el 4,2% de las compras y el 1,9% de las ventas realizadas en el MIBGAS.

Por otro lado, continúan su actividad los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores de mercado obligatorios en los productos M+1 y D+1, cuya actividad comenzó en enero de 2018.

En relación con la figura de los creadores de mercado voluntarios, a lo largo de 2020, en ambos semestres las comercializadoras elegidas para desarrollar el servicio fueron Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., 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 de dicho producto.*

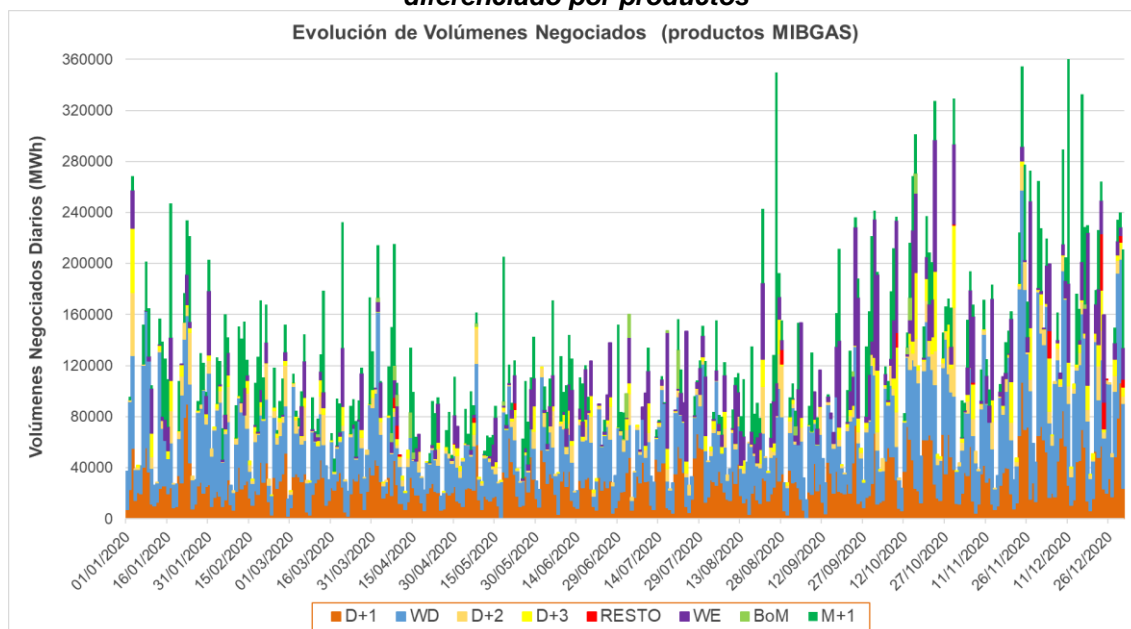
5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto

a) Volumen negociado por sesión de negociación

El volumen promedio negociado por sesión pasa de 132 GWh/día en el año 2019, a un volumen **promedio anual de 108,7 GWh/día** en 2020.

No obstante, la liquidez del mercado se recupera significativamente a final de año, y el volumen medio negociado en el cuarto trimestre (generalmente el de mayor actividad), asciende a 155,1 GWh/día (frente a 131,7 GWh/día en el Q4 de 2019).

Figura 28. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2020, diferenciado por productos



* Resto: Incluye los productos D+4, D+5 y D+6, que permiten la negociación anticipada en caso de festivos.

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor volumen negociado durante 2020 fue el 11 de diciembre, con **379 GWh**, siendo asimismo el día de mayor volumen negociado entre comercializadores hasta esa fecha y también la sesión con mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones.

El mes con mayor volumen negociado es diciembre, con un total negociado de 5.417 GWh/mes, por encima de la media anual, de 3.315 GWh/mes. A lo largo de 2020, se superaron los 300 GWh en varias sesiones de negociación de los meses de octubre, noviembre y diciembre.

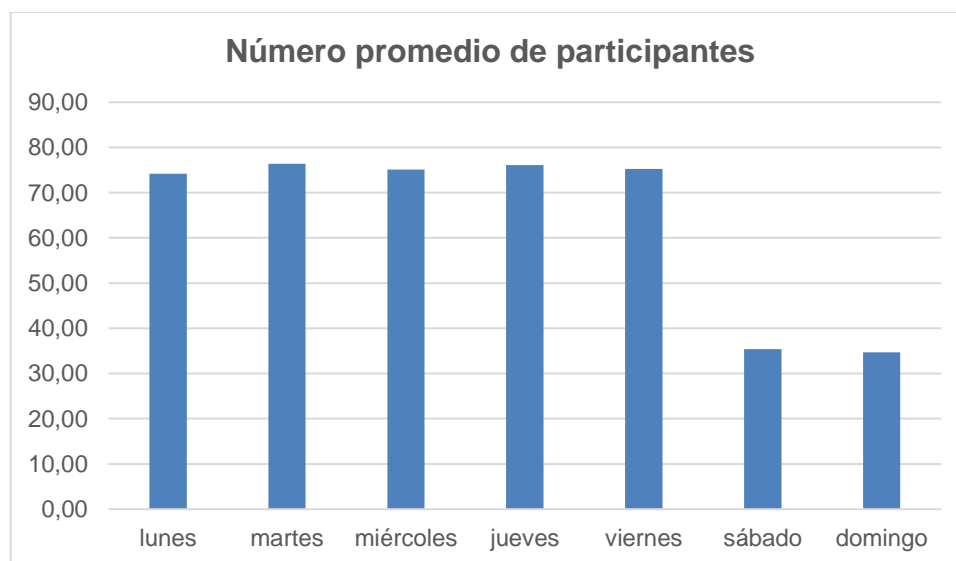
El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana cuando el promedio de negociación se sitúa entre 15 y 120 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen volúmenes de negociación diaria entre 37 y 382 GWh/día durante el año 2020.

Figura 29. Volumen de negociación en MIBGAS en 2020, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 30. Número de agentes participando en MIBGAS en 2020, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

b) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2020, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 383.938, lo que supone un promedio de 1.049 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 145.305 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto intradiario (178.700 ofertas) y en el producto diario D+1 (105.786 ofertas).

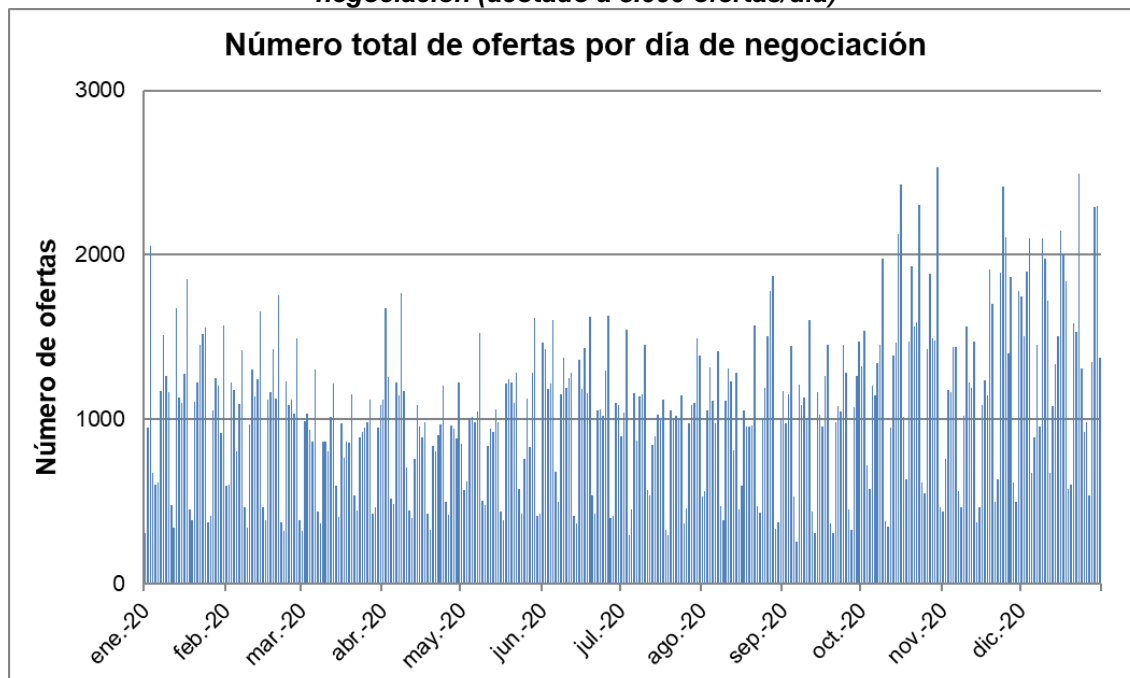
Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2017-2020)

	2017	2018	2019	2020
Número total de ofertas de compra o venta	104.552	261.375	421.385	383.938
Ofertas por día (promedio diario)	286	716	1.154	1.049
Total de transacciones	46.704	77.107	175.660	145.305

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

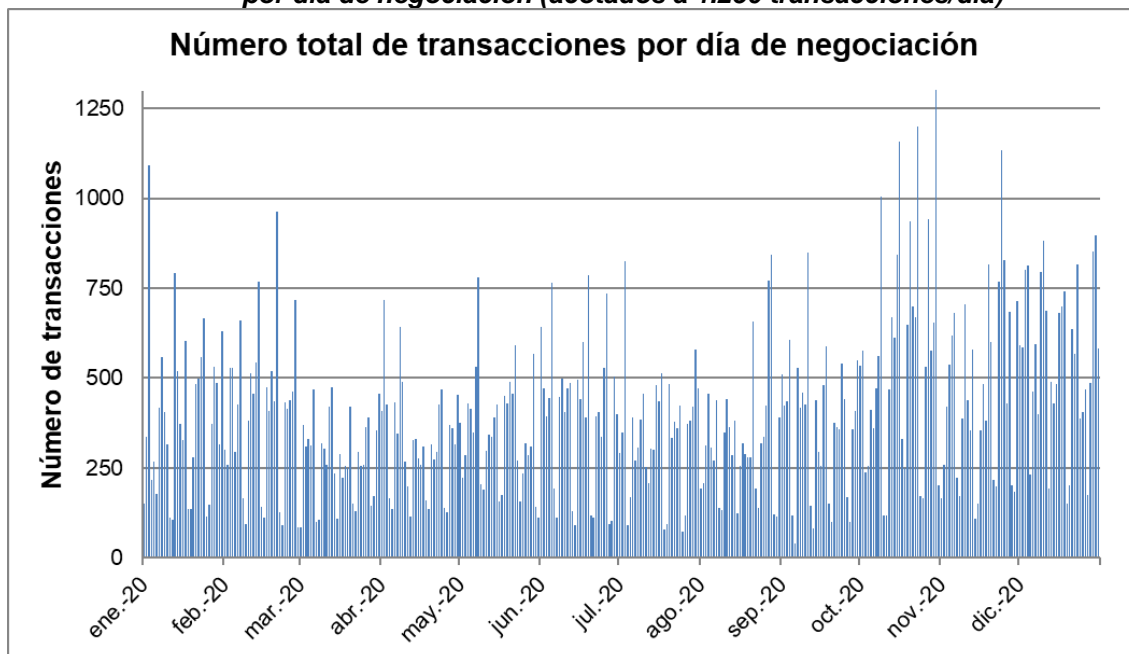
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación, en proporción similar a lo largo de todo el año.

Figura 31. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2020, por día de negociación (acotado a 3.000 ofertas/día)



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 32. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2020, por día de negociación (acotados a 1.250 transacciones/día)



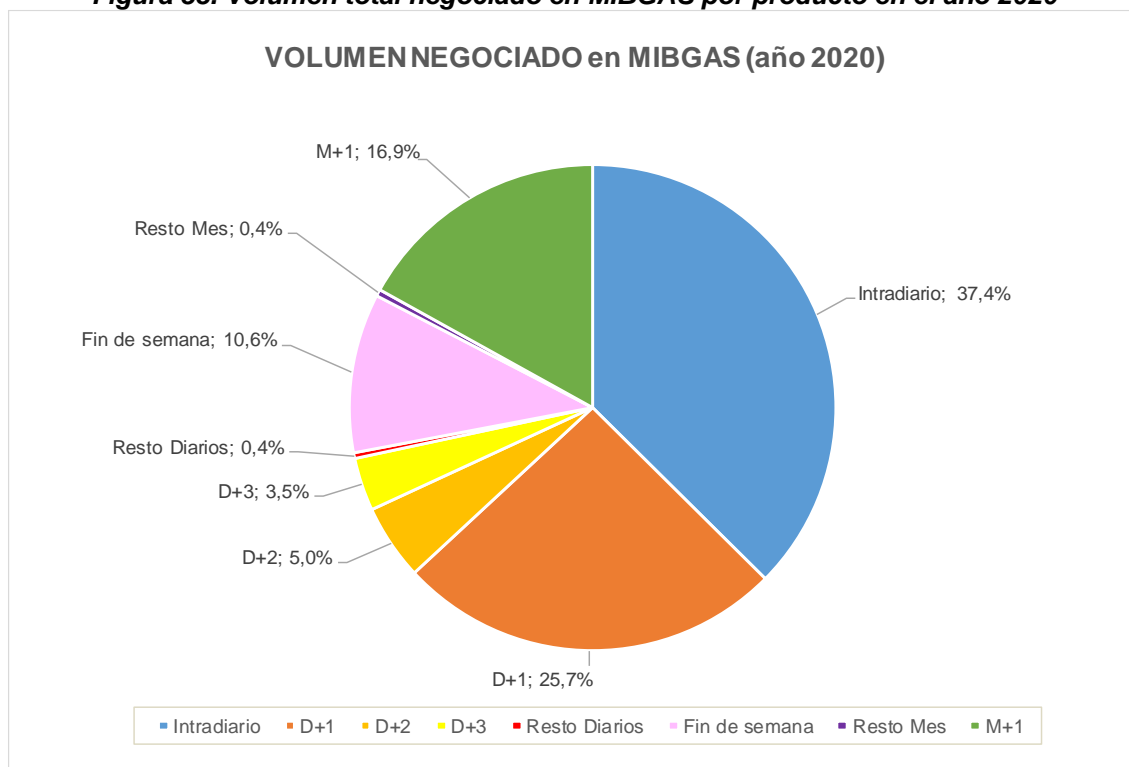
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2020, fue la del 30 de octubre, con 2.531 ofertas, que dieron lugar a 1.322 transacciones entre agentes y se negociaron 329,2 GWh.

c) Volumen negociado en MIBGAS por producto

En el conjunto de 2020, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 37,4% del volumen total negociado, seguido del producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 25,7% del volumen.

Figura 33. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2020



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 2020

	DIARIO										TOTAL (MWh)
	INTRADIARIO	D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6	FIN SEMANA	BoM	M+1	
Total 2019	16.539.500	12.757.905	4.340.554	2.520.762	272.208	93.620	-	2.256.977	229.940	9.258.270	48.269.736
Enero	1.519.263	865.082	197.322	125.802	-	-	-	230.196	-	667.580	3.605.245
Febrero	1.133.641	654.237	202.155	56.316	-	-	-	89.136	-	689.750	2.825.235
Marzo	991.383	748.029	121.019	66.321	-	-	-	176.658	2.000	562.800	2.668.210
Abril	836.504	645.853	87.347	37.422	11.821	7.340	500	158.300	52.580	533.820	2.371.487
Mayo	832.828	710.451	109.224	64.471	9.153	-	-	166.512	4.900	464.100	2.361.639
Junio	982.414	720.468	162.942	67.913	-	-	-	272.366	-	461.590	2.667.693
Julio	930.780	944.701	110.914	89.314	-	-	-	430.334	68.480	137.330	2.711.853
Agosto	974.977	730.708	180.030	113.485	11.410	-	-	358.750	-	716.100	3.085.460
Septiembre	1.223.852	714.217	90.531	56.891	-	-	-	580.390	10.220	533.510	3.209.611
Octubre	1.577.627	1.200.043	338.918	382.299	12.478	-	-	742.312	36.500	564.300	4.854.477
Noviembre	1.726.005	971.697	157.928	140.102	1.516	-	-	452.226	-	552.420	4.001.894
Diciembre	2.161.437	1.302.160	235.579	204.198	68.010	29.244	-	557.170	2.800	856.220	5.416.818
Total 2020	14.890.711	10.207.646	1.993.909	1.404.534	114.388	36.584	500	4.214.350	177.480	6.739.520	39.779.622
Variación	-10,0%	-20,0%	-54,1%	-44,3%	-58,0%	-60,9%		86,7%	-22,8%	-27,2%	-17,6%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

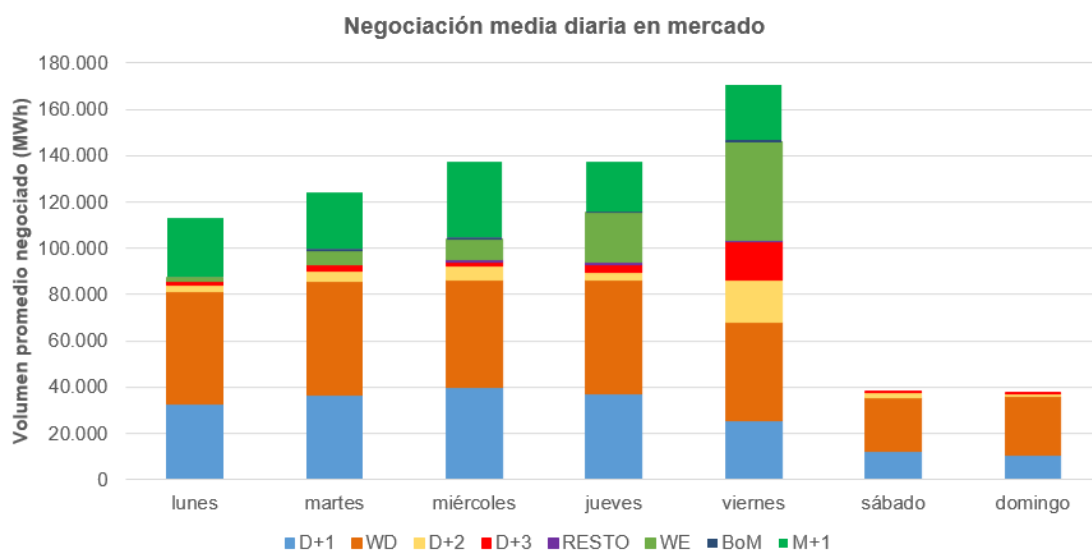
El volumen negociado del producto D+1 se reduce un 20%, mientras que el intradiario disminuye un 10% en 2020.

En comparación con el año 2019, cabe destacar el **crecimiento de la negociación del producto fin de semana (weekend)**, cuya primera transacción tuvo lugar el 1 de marzo de 2019, y que se consolida en 2020. El volumen total negociado alcanzando por este producto a lo largo del 2020 fue de 4.214 GWh, con un incremento del volumen de 87%.

El aumento de negociación de los productos diarios con horizonte temporal superior al D+1, a pesar de ser en términos absolutos menor que en 2019, permite a los comercializadores cerrar las operaciones con entrega en el fin de semana o puentes de mayor duración, y en conjunto suponen un 20% del volumen negociado en MIBGAS (contando con D+2, D+3, D+4, D+5 y fin de semana), frente al 18% de 2019.

En la siguiente figura se observa cómo la negociación de los productos D+2 y fin de semana se incrementa los viernes, mientras que el WD tiene su máximo volumen el lunes (para compensar la baja negociación del D+1 los domingos), lo que hace que viernes sean generalmente los días de más negociación

Figura 34. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2020, en promedio por día de la semana



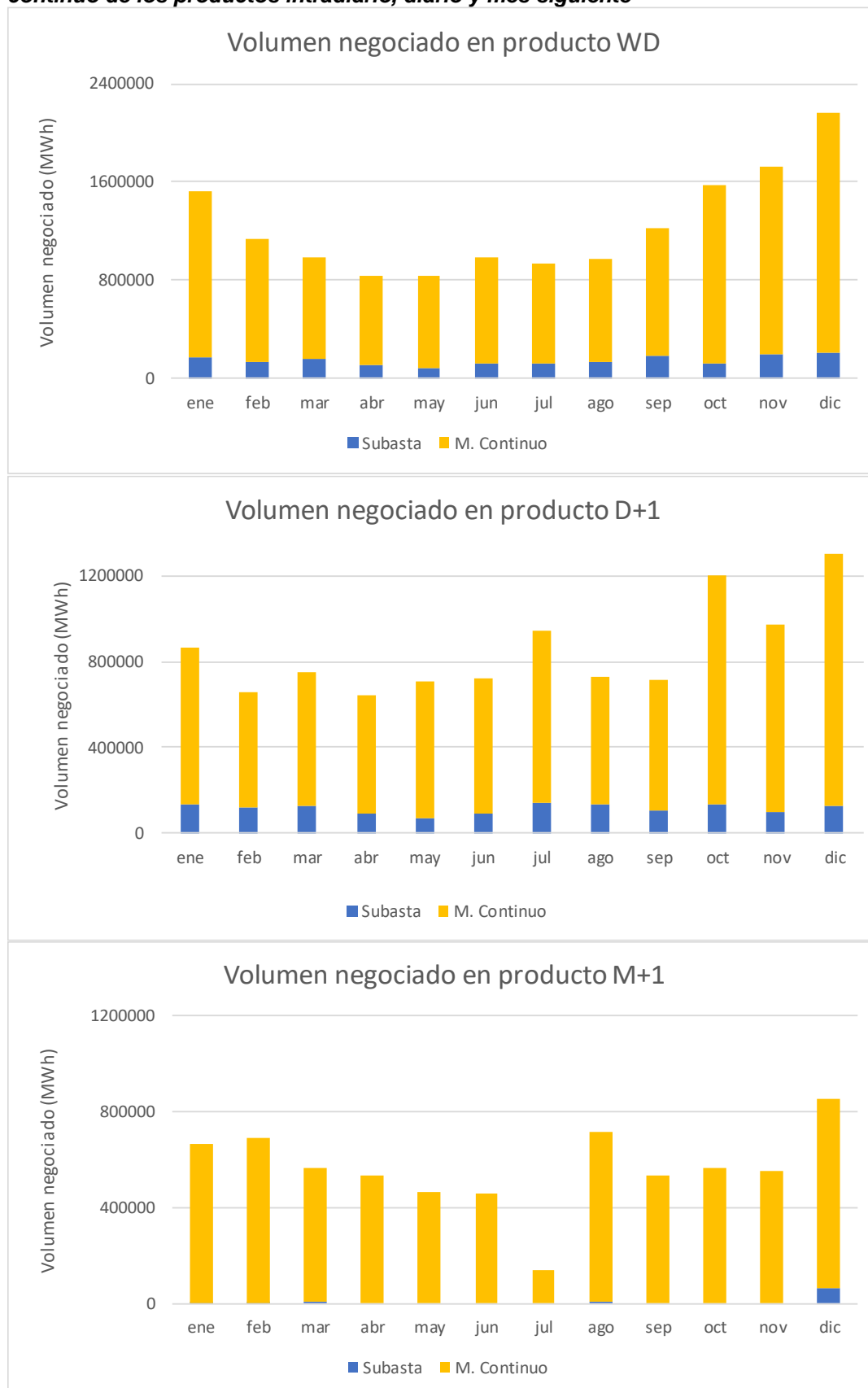
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

El volumen total negociado durante 2020 en las subastas fue del 9,8%, mientras que en el mercado continuo fue del 90,2%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 11,4% en la subasta y el 88,6% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 13,5% en la subasta y el 86,5% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 1,2% en la subasta y el 98,8% 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 2020, MIBGAS evoluciona hacia un mercado en el que aumenta la variedad de productos. 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.

5.4. Evolución del volumen negociado en Mibgas Derivatives

MIBGAS Derivatives tuvo en 2020 un **volumen total de negociación de 5.671 GWh**. La pandemia produjo un descenso de la demanda de gas natural que tuvo una repercusión directa en los volúmenes negociados en los diferentes mercados europeos y supuso una reducción del volumen negociado en comparación con el año 2019 (7.627 GWh).

La negociación se concentró principalmente en productos a plazo con entrega en el punto virtual PVB (5.484 GWh). Además, se negociaron productos spot de GNL (178,7 GWh) y de almacenamientos subterráneos (8,3 GWh).

El número de transacciones realizadas fue 2.090 lo que supone un aumento del 31,5% respecto de 2019. Este incremento se debe al aumento de las transacciones del producto spot de GNL, donde se realizaron un total de 1.451 transacciones (aunque de pequeño volumen promedio), mientras que disminuye el número de transacciones de los productos a plazo.

El número de agentes registrados a 31 de diciembre de 2020 ha sido de 43, que supone un incremento total de 13 agentes respecto de 2019.

Tabla 4. Número de transacciones y Volumen negociado en MIBGAS Derivatives

	Número de transacciones		Volumen Negociado (En MWh)	
	2019	2020	2019	2020
Mibgas Derivatives a Plazo	1.582	622	7.626.270	5.483.950
En PVB	1.582	622	7.626.270	5.483.950
Mibgas Derivatives Spot	7	1.468	560	187.030
Productos de GNL	7	1.451	560	178.730
Productos de AASS	0	17	0	8.300
Total Mibgas Derivatives	1.596	2.090	7.627.390	5.670.980

Fuente: Mibgas

Los hechos más relevantes respecto a la evolución del mercado son los siguientes:

- Desde el 1 de abril de 2020 las transacciones de GNL, que se venían realizando de forma independiente en cada una de las seis plantas de regasificación del sistema, pasaron a negociarse en un único tanque virtual (TVB).

El 1 de julio de 2020, Pavilion Energy Spain se conformó como el primer **creador de mercado de GNL** en España para los productos spot. Su presencia contribuyó significativamente al aumento de la negociación de GNL en el segundo semestre de 2020.

- El 1 de octubre de 2020 comenzó la negociación de productos de gas natural en los almacenamientos subterráneos, en el denominado almacenamiento virtual de balance (AVB).

Tras la implementación de estos productos, se amplían las posibilidades de negociación por parte de los usuarios, quienes a través de MIBGAS o MIBGAS Derivatives pueden comprar o vender gas en los tres sistemas de balance: en la red de transporte o punto virtual de balance (PVB), en las plantas de regasificación o tanque virtual de balance (TVB), y en los almacenamientos subterráneos o almacenamiento virtual de balance (AVB).

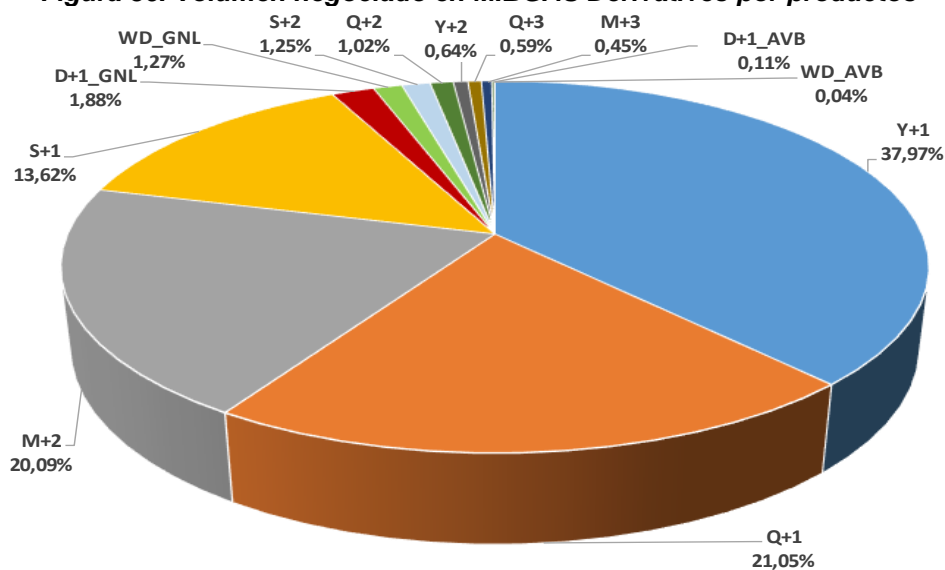
Tabla 5. Productos negociados en MIBGAS Derivatives

MIBGAS Derivatives	
Productos a Plazo con entrega en PVB	Productos Spot de GNL y AASS
Productos mensuales: M+2, M+3	Producto GNL: Diario e Intradía
Productos trimestrales: Q+1, Q+2, Q+3, Q+4	
Productos Semestrales: S+1, S+2, S+3	Producto AVB: Diario e Intradía
Productos Anuales: Y+1, Y+2	

Fuente: Mibgas

El volumen negociado por cada producto en MIBGAS Derivatives se muestra en la siguiente figura.

Figura 36. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives por productos



Fuente: Mibgas

El mayor volumen negociado en 2020 se concentró en el producto Anual Y+1 mientras que en 2019 fue en el producto Mes M+2.

A continuación, se analizan los distintos segmentos de mercado en MIBGAS Derivatives.

Mibgas Derivatives Spot (GNL y AASS)

MIBGAS Derivatives Spot tuvo un volumen total de negociación de 187,03 GWh de los cuales 178,7 GWh corresponden a volúmenes negociados de productos de GNL y 8,3 GWh a los volúmenes negociados en almacenamientos subterráneos en AVB.

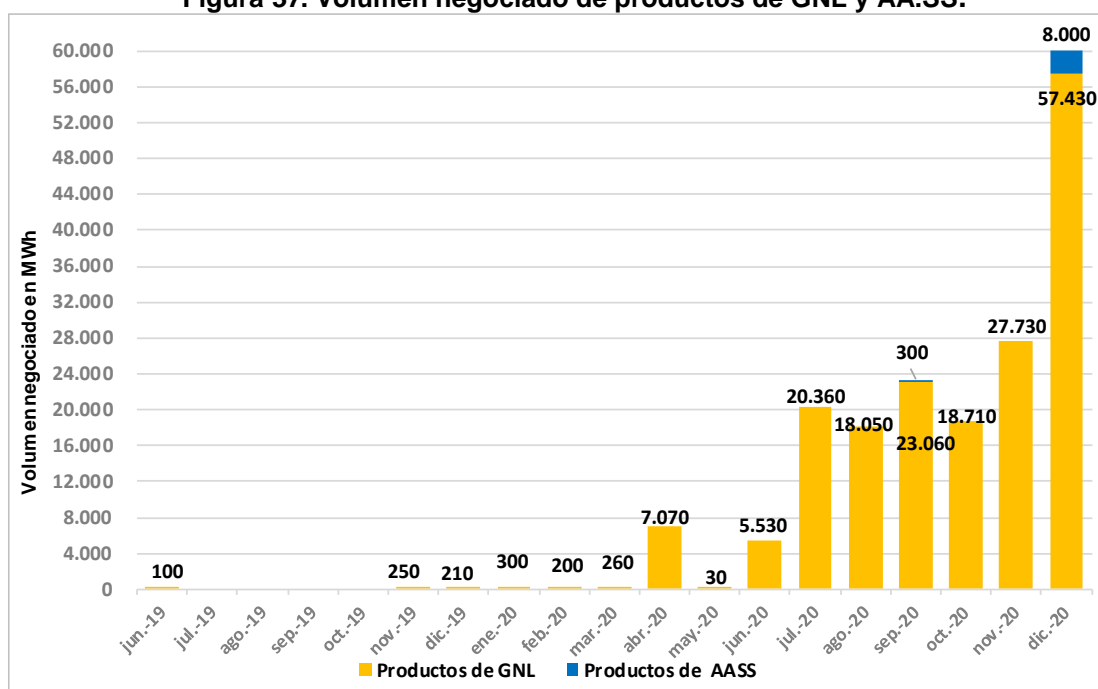
El 31 de marzo de 2020 se ejecutó la primera transacción de productos spot de GNL en el Tanque Virtual de Balance (TVB)

La creación del tanque virtual de balance (TVB) junto con la entrada de Pavilion Energy Spain como creador de mercado de GNL en el mes de julio impactó decisivamente en el volumen negociado de GNL que pasa de 0,56 GWh durante 2019 a 178,73 GWh en 2020, con una tendencia creciente a partir de abril, con 22 agentes que han realizado transacciones en TVB durante este año.

El producto spot que ha alcanzado mayor volumen negociado fue el producto Diario D+1 GNL con un volumen total de 106,8 GWh.

El 30 de septiembre de 2020, se ejecutó la primera transacción de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB) por un volumen de 300 MWh, a un precio de 12,30 €/MWh.

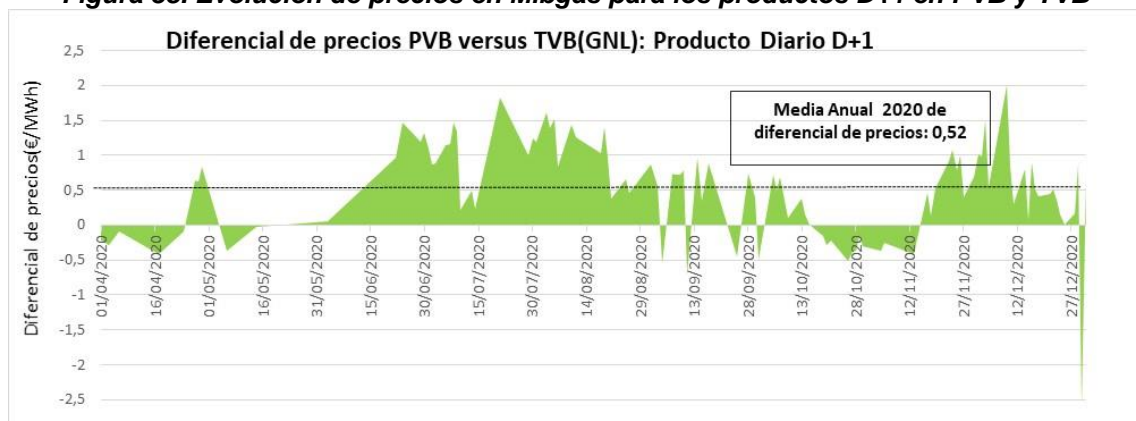
Figura 37. Volumen negociado de productos de GNL y AA.SS.



Fuente: Mibgas

En relación con el precio spot del producto diario en tanque virtual, se mueve en paralelo con el precio spot en el PVB, que en promedio anual es 0,5 €/MWh superior, reflejando el coste de regasificación y entrada al sistema. No obstante, dependiendo de la situación del mercado, en periodos puntuales el precio en PVB puede situarse en niveles inferiores al TVB, según se observa en la siguiente gráfica.

Figura 38. Evolución de precios en Mibgas para los productos D+1 en PVB y TVB



Fuente: Mibgas

Mibgas Derivatives a Plazo

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives de productos a plazo en el PVB durante el año 2020, fue de 5.484 GWh mostrando un descenso del 28,01% respecto al 2019, en que se negociaron 7.627 GWh.

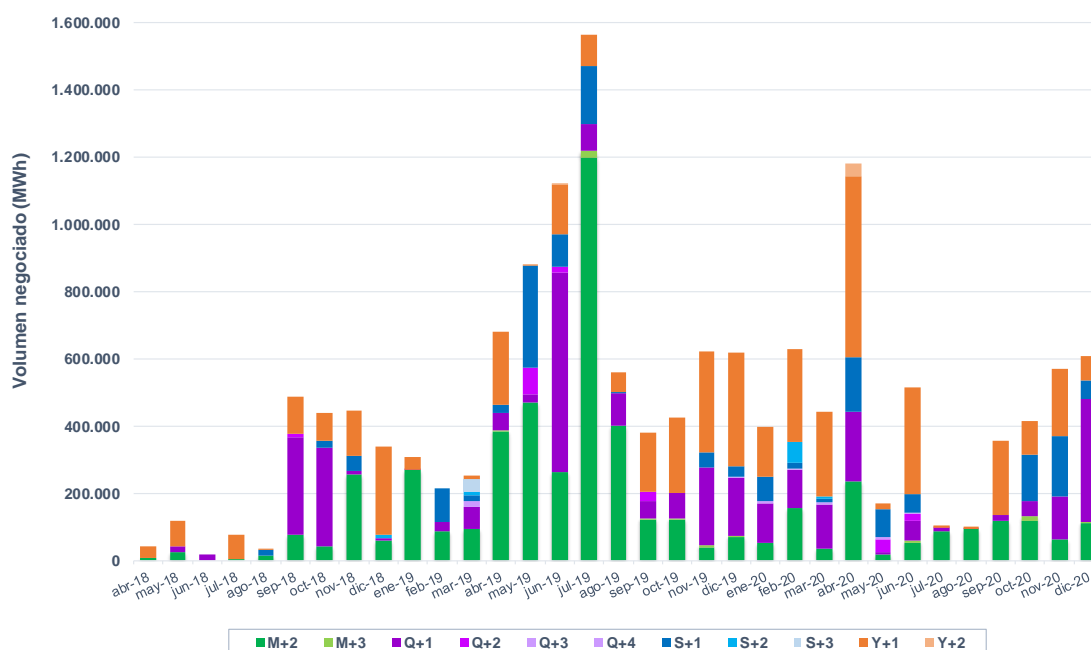
En relación con los productos negociados en PVB, durante 2020 se han negociado un total de 9 productos de los 11 que se listan cada día.

El mayor volumen negociado en este año se concentró en el producto Anual Y+1, con un 39,27% del volumen total negociado (2.153 GWh) seguido del producto Trimestral T+1, con un 21,77% del volumen, del producto Mes M+2, con un 20,77% del volumen y el producto Semestre S+1, con un 14,09% del volumen.

En relación con el número total de transacciones realizadas en PVB en 2020 se registraron 622 transacciones lo que supone un descenso de 960 transacciones respecto del 2019 en que se registraron un total de 1.582 transacciones.

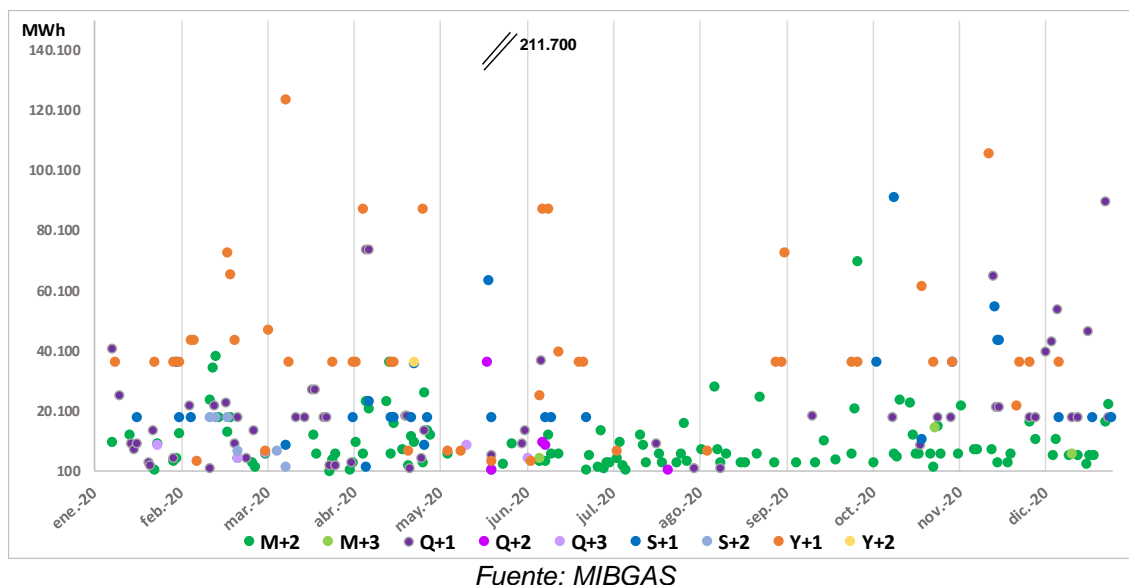
El volumen negociado bajó significativamente en el segundo y tercer trimestre, por efecto del COVID. En el último trimestre del año, a medida que fueron eliminándose las restricciones impuestas a la actividad económica y se recuperó la actividad industrial, los volúmenes negociados y los precios del gas natural mostraron un comportamiento alcista alcanzando valores comparables a los del año anterior.

Figura 39. Evolución volumen negociado en PVB por producto y mes en MIBGAS



Fuente: MIBGAS Derivatives

Figura 40. Negociación diaria de los distintos productos de MIBGAS Derivatives en PVB



Fuente: MIBGAS

5.5. Volumen negociado en el mercado de futuros EXX

Durante el año 2020 se registró **un volumen total de 2.968 GWh en EEX** de los cuales 24,6 GWh fueron negociados directamente en la plataforma de EEX.

En dicha plataforma se listan los siguientes productos con entrega física: intradiario, diario, fin de semana, mensual, trimestral, temporada y anual. Además, los participantes del mercado EEX tienen la posibilidad de realizar

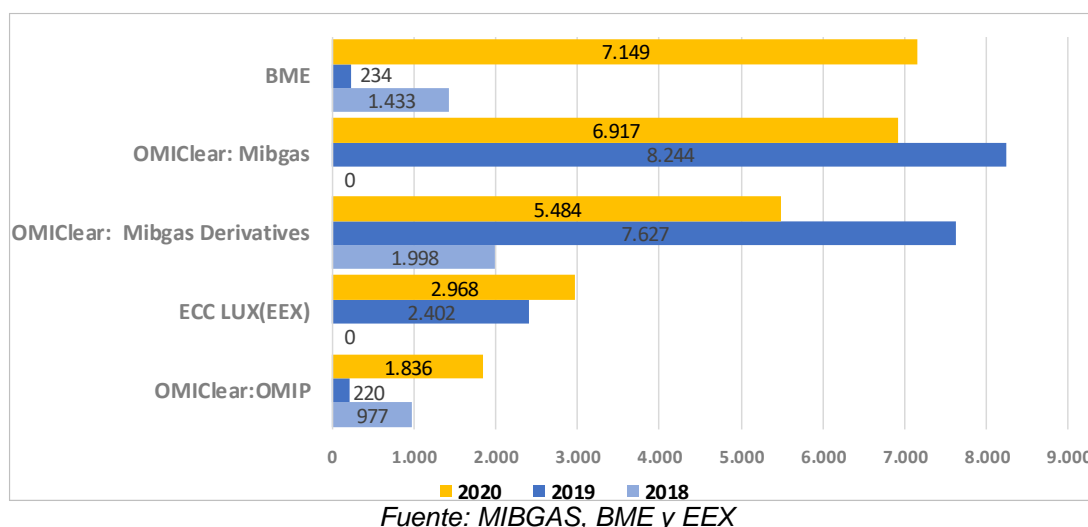
operaciones de arbitraje con el TTF y el PEG, a través de la contratación de productos “spread” sin entrega física.

5.6. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)

En conjunto, **el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central** de contratos de gas natural en PVB de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2020 fue de **24.354 GWh**, lo que supone un aumento de 5.628 GWh en relación con el año anterior (18.726 GWh) debido principalmente al mayor volumen registrado en BME Clearing.

- OMIClear se registró un volumen total de 14.237 GWh lo que supone un descenso del 11,52% respecto del año 2019 (16.090 GWh).
- BME Clearing registró un volumen total de contratos de 7.149 GWh lo que supone un importante incremento frente al año anterior (234 GWh).
- European Commodity Clearing (ECC-EEX) registró un volumen total de 2.968 GWh en 2020.

Figura 41. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs:2018-2020



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

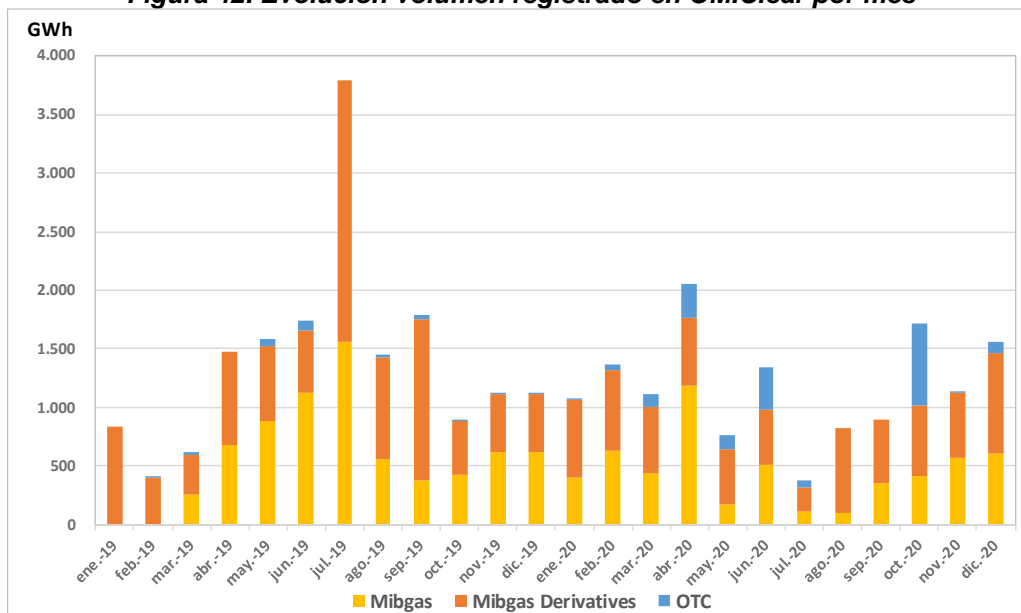
• Evolución volumen compensado por OMICLEAR

Durante 2020 el **volumen total compensado por OMIClear** ascendió a **14.237 GWh**: correspondiendo 1.836 GWh a los volúmenes registrados en OMIP, 6.917 GWh a los volúmenes de los productos mes M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS y 5.484 GWh a los volúmenes negociados en MIBGAS Derivatives en PVB.

Durante el último año ha aumentado el volumen de las transacciones bilaterales OTC registradas en el OMIP alcanzándose un volumen (1.836 GWh) muy

superior a los 220 GWh registrado en 2019. El mayor volumen se ha registrado en los productos anuales.

Figura 42. Evolución volumen registrado en OMIClear por mes

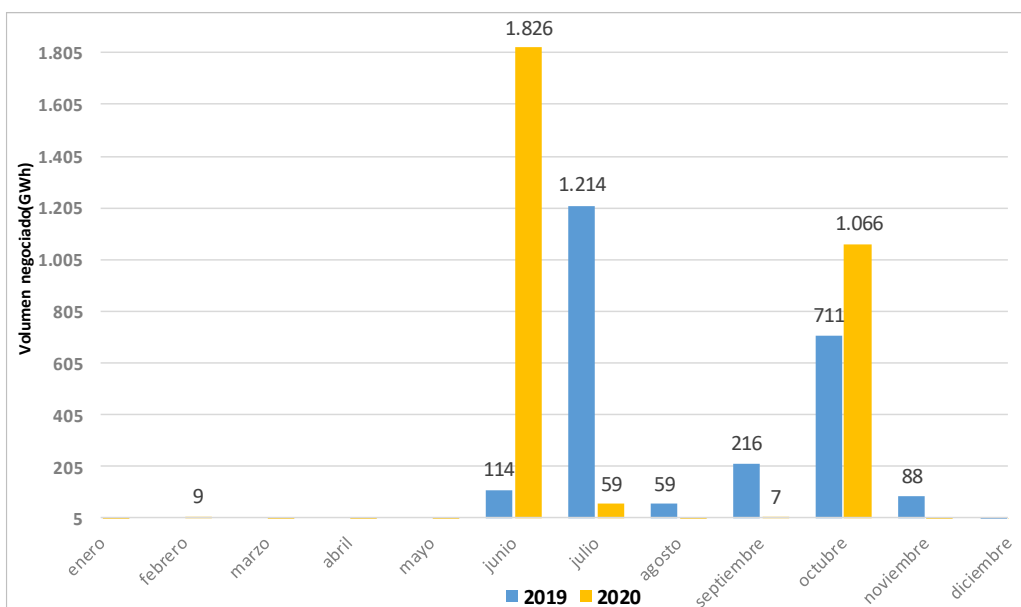


Fuente: Mibgas

- **Evolución volumen registrado en European Community Cleaning (ECC LUX)**

Durante el año 2020 se registró un volumen total negociado de 2.968 GWh lo que supone un incremento del 23,56% respecto de 2019 (2.402 GWh).

Figura 43. Evolución volumen registrado en ECC LUX por mes



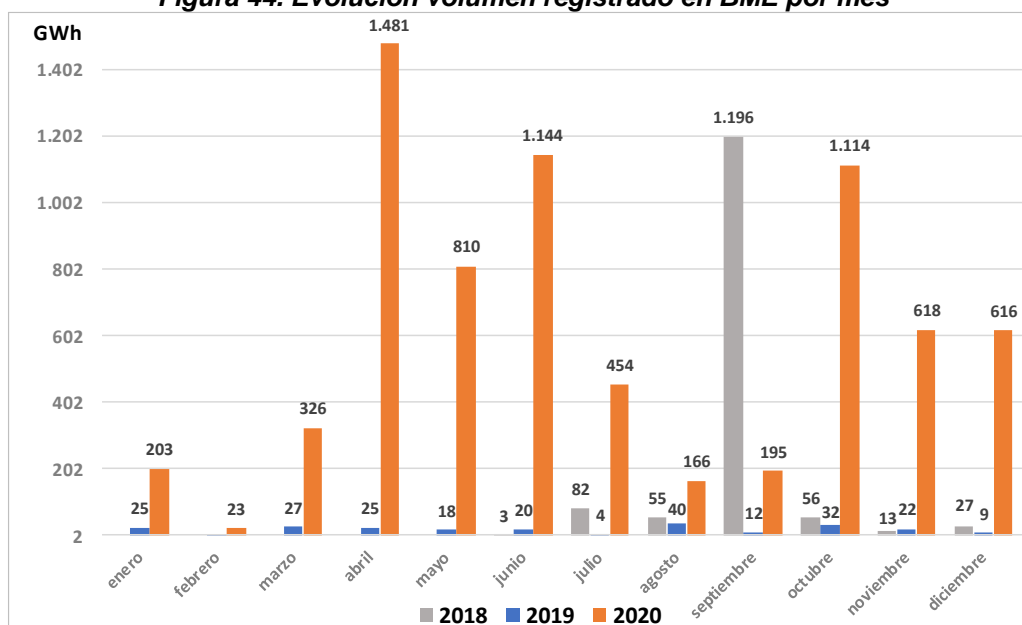
Fuente: EEX-ECC

• **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

BME Clearing ha registrado durante el año 2020 un volumen total de **7.149 GWh** lo que supone un aumento respecto del volumen registrado en los años 2019 y 2018 que alcanzó 234 y 1.433 GWh, respectivamente.

En dicha Cámara se registran contratos diarios y a plazo con entrega física mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, en PVB.

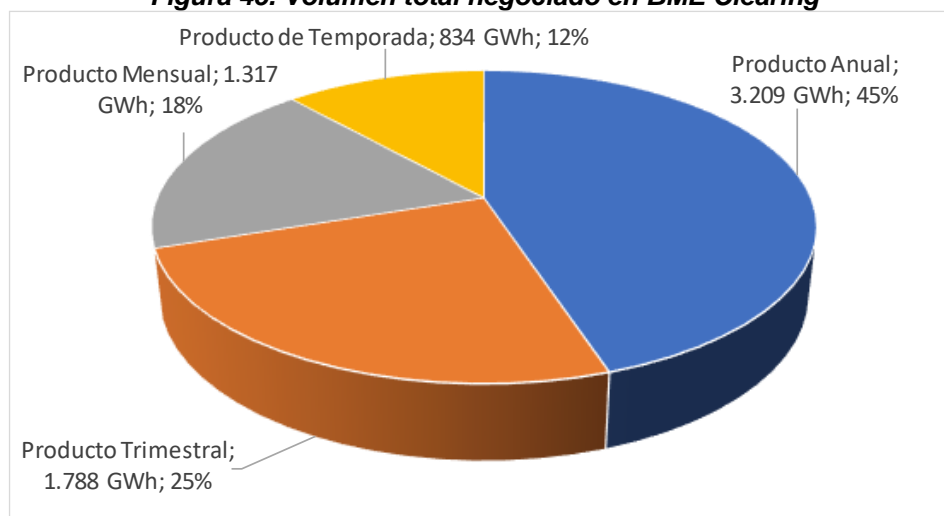
Figura 44. Evolución volumen registrado en BME por mes



Fuente: BME

El mayor volumen negociado en este año se concentró en los productos Anuales, con un 45% del volumen total negociado (3.209 GWh)

Figura 45. Volumen total negociado en BME Clearing



Fuente: BME

6. 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 2018 se establecieron una serie de medidas de impulso de la liquidez (compras de gas operación, creadores de mercado voluntarios y obligatorios) que han continuado durante los años 2019 y 2020. Además, la circular de balance estableció 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.

En este apartado se analizan los volúmenes y liquidez aportados al mercado por cada una de las medidas de fomento de la liquidez.

6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado

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

- La **compra del gas de operación**² en el mercado organizado, establecido mediante la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde enero de 2016.

En 2020 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **829,5 GWh**.

- 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 2020, 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 2/2020³, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

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 **2.412,6 GWh** (1.652,6 GWh de compras y 760,0 GWh de ventas) en el año 2020.

² 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.

³ La Circular 2/2020, de aplicación desde el 1 de abril de 2020, deroga la anterior circular de balance, Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, 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 2020 dieron los siguientes resultados:

La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 20 de diciembre de 2019 a **Axpo Iberia S.L.U.** y a **ENGIE España S.L.U.** 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 **745 GWh de compra y 864 GWh de venta**

- La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 17 de julio de 2020 a **Axpo Iberia S.L.U.** y **ENGIE España S.L.U.**, 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 **1.137 GWh de compra y 1.182 GWh de venta.**
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado, está 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, y comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual, rol que han mantenido a lo largo de 2019 y 2020. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2020 en el **producto diario** fue de **315 GWh de compra y 214 GWh de venta.**, y en el **producto mensual** fue de **412 GWh de compra y 411 GWh de venta**

*En conjunto, las **medidas de fomento** de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2020 proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 8.520 GWh, que supone un **12,79% de las compras** totales y un **8,62% 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 que fueron los creadores de mercado voluntarios, seguidos por las acciones de balance (de compra), la medida de fomento de la liquidez que mayor volumen aportó en 2020 sobre el total negociado, al igual que en 2019.

Tabla 6. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2019-2020)

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2019		Volumen negociado en MIBGAS en 2020	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas operación	1.108.946	3,30%	829.455	2,09%
Compra gas colchón Yela	0	0	0	0,00%
Acciones balance (Compra)	3.144.087	6,51%	1.652.631	4,15%
Compras de comercializadoras	44.016.703	91,19%	37.297.536	93,76%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	2.588.430	5,36%	1.881.220	4,73%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	1.073.058	2,22%	726.308	1,83%
Total	48.269.736	100%	39.779.622	100%

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2019		Volumen negociado en MIBGAS en 2020	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Acciones balance (Venta)	934.092	1,94%	759.926	1,91%
Ventas de comercializadoras	47.335.644	98,06%	39.019.696	98,09%
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	2.965.440	6,14%	2.046.100	5,14%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	880.209	1,82%	624.571	1,57%
Total	48.269.736	100,00%	39.779.622	100%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Las medidas de fomento de la liquidez actúan como catalizadores para el aumento de las transacciones entre comercializadoras, puesto que un mercado con mayor liquidez tiene más posibilidades de atraer a los agentes para negociar en el mismo.

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

Mes	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compras entre comercializadores	Volumen total en MIBGAS (MWh)
Enero	96.498	-	-	358.690	99.699	3.050.358	3.605.245
Febrero	87.600	-	-	25.178	137.060	2.575.397	2.825.235
Marzo	66.300	-	-	71.475	77.573	2.452.862	2.668.210
Abril	56.300	-	-	87.678	-	2.227.509	2.371.487
Mayo	47.027	-	-	-	109.257	2.205.355	2.361.639
Junio	57.270	-	-	39.175	16.978	2.554.270	2.667.693
Julio	90.166	-	-	-	112.807	2.508.880	2.711.853
Agosto	89.258	-	-	75.060	63.832	2.857.310	3.085.460
Septiembre	55.951	-	-	80.240	-	3.073.420	3.209.611
Octubre	57.010	-	-	278.416	-	4.519.051	4.854.477
Noviembre	54.500	-	-	289.877	-	3.657.517	4.001.894
Diciembre	71.575	-	-	346.842	142.720	4.855.681	5.416.818
Total 2020	829.455	-	-	1.652.631	759.926	36.537.610	39.779.622

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

6.2. 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, 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.

A lo largo del año 2020 el GTS ha comprado gas de operación en 358 ocasiones, con un volumen medio de 2,3 GWh por sesión.

En el año 2020 se ha producido una disminución del volumen total de gas operación respecto a 2019, como se observa en la siguiente tabla, en consonancia con la disminución de la demanda y probablemente por los efectos del tanque único (menor esfuerzo de transporte).

Tabla 8. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2020)

	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	-	-
Total 2019	1.108.946	-	-
Total 2020	829.455	-	-

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En 2020, al igual que en los dos años anteriores, no se registraron adquisiciones de gas talón, ni de gas colchón.

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

En el conjunto del año 2020, el GTS realizó acciones de balance por un total de 2.412,6 GWh (1.652,6 GWh de compras de gas y 760,0 GWh de ventas de gas).

A lo largo de 2020, el GTS realizó acciones de balance 80 días. En 49 ocasiones, las acciones fueron de compra de gas y, en 31 ocasiones, se realizaron ventas de gas.

La siguiente tabla presenta una comparativa entre las acciones de balance de los años 2019 y 2020. Como se observa, se ha producido una disminución general del volumen transaccionado en forma de acciones de balance.

En el año 2020, como en año anterior, predominaron las acciones de balance de compra por parte del GTS, que supusieron casi el 69% de las acciones realizadas por el GTS.

Tabla 9. Acciones de balance realizadas por el GTS (2016–2020)

Año	Venta	Compra	TOTAL (MWh)
2016	107.000	635.834	742.834
2017	549.846	1.106.639	1.656.485
2018	1.851.782	337.574	2.189.356
2019	934.092	3.144.087	4.078.179
2020	759.926	1.652.631	2.412.557

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

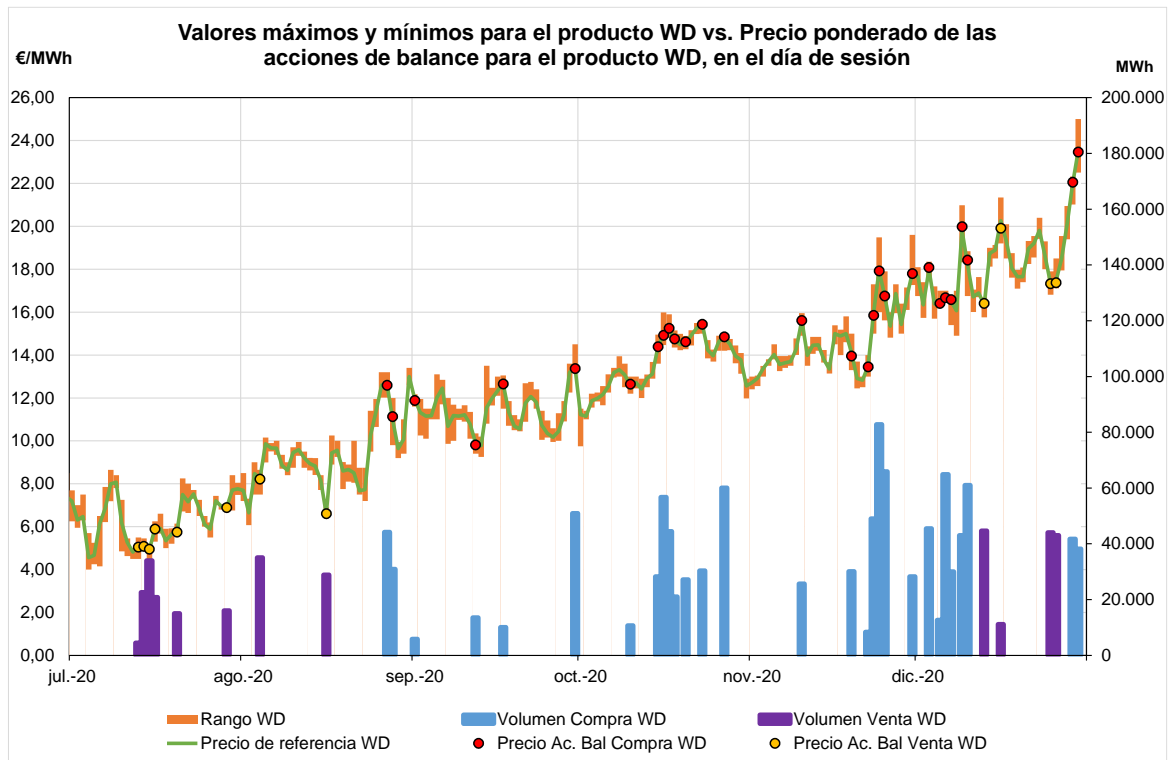
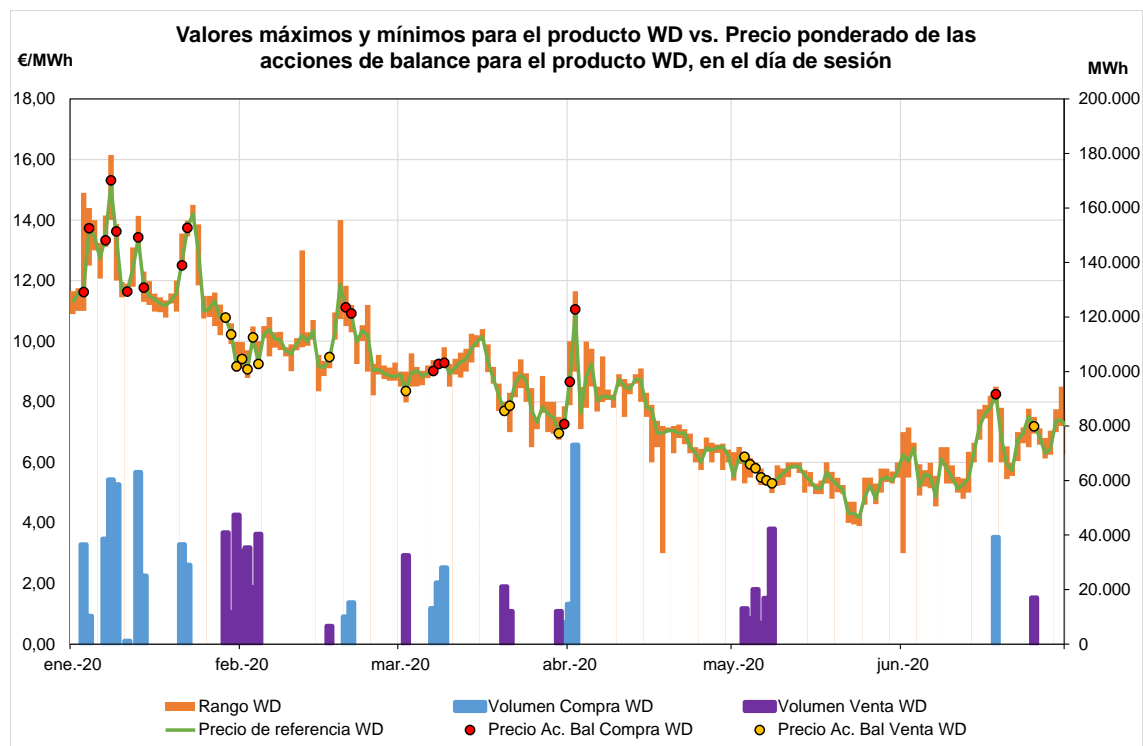
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 30,2 GWh, y el día que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema fue el 24 de noviembre (82,8 GWh).

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 11 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 61 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y 8 días en los que la acción de balance fue inferior a 10 GWh.

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 46. 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 2020, en los 80 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 25 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 4,2 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2020, mientras que las acciones de venta fueron un 1,9%.

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

6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2020

Durante el año 2020, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios⁴ 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 ambos semestres de 2020, el servicio se adjudicó a los comercializadores AXPO IBERIA S.L.U. y ENGIE ESPAÑA S.L.U.

Se mantiene el spread ofertado por ambos comercializadores en el producto mensual (0,35 €/MWh) a lo largo de los dos periodos, spread inferior al 0,5 €/MWh al que están obligados los creadores de mercado obligatorios. El menor diferencial se traduce en una mayor aportación a la liquidez que los creadores de mercado obligatorios.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2020 se muestran en la siguiente tabla:

⁴ 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.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 10. Condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en 2020 para el producto mensual

[FIN CONFIDENCIAL]

6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2020

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

Tabla 11. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios

	Creadores de mercado obligatorios			
	ENDESA		NATURGY ⁵	
	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	9.005 MWh	24.420 MWh

6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2020

El grado de presencia del creador de mercado en cada sesión se analiza verificando que se cumplen tres criterios principales.

Para los creadores de mercado voluntarios los tres criterios de verificación son: cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 200 MWh/d en el producto M+1, 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, todo ello durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación.

De acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado, durante el año 2020, Engie cumplió con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos acuerdos de creador de mercado, con un grado de presencia de 239 sesiones (con 8 sesiones que solicitó exoneración). Por otro lado, durante el mismo periodo, AXPO Iberia tuvo un grado de presencia de 231 sesiones, con 23 sesiones en las que solicitó exoneración.

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado en relación con los creadores de mercado obligatorios, a lo largo del año 2020 Endesa tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario de 327 sesiones (con 36 sesiones en las que solicitó exoneración y con 3 sesiones en las que no cumplió con los objetivos marcados) y en el caso del producto

⁵ El Grupo Naturgy (anteriormente denominado Grupo Gas Natural Fenosa), actúa como creador de mercado a través de la comercializadora Naturgy Commodities Trading, S.A.

mensual, un grado de presencia de 223 sesiones (contando con 36 sesiones en las que solicitó exoneración).

Por otro lado, Naturgy, en el producto diario tuvo un grado de presencia de 329 sesiones, solicitando exoneración en 36 sesiones y un día en que no cumplió las obligaciones de creador de mercado. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 221 sesiones, solicitando exoneración en 36.

6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los Creadores de mercado en el año 2020

En el producto diario

Endesa y Naturgy actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario en 2020.

Endesa realizó transacciones de compra y venta en el producto D+1 en un total de 199 días con un volumen de compras de 155.359 MWh y de ventas de 71.845 MWh, que han supuesto respectivamente un 1,5% y un 0,7% de lo negociado.

Por otro lado, Naturgy, realizó transacciones en 253 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 159.349 MWh y 141.866 MWh respectivamente, lo que representa un 1,6% y 1,4% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2020

Año 2020. Producto D+1					
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
ENDESA	155.359	1,5%	71.845	0,7%	199 días (54,37%)
NATURGY	159.349	1,6%	141.866	1,4%	253 días (69,13%)

En el producto mensual

A lo largo de 2020 actuaron como creadores de mercado obligatorios Engie y Axpo, además de los creadores de mercado obligatorios.

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual Engie realizó transacciones de compra y venta en un total de 161 sesiones, con un volumen de compras de 670.340 MWh y de ventas de 1.414.510 MWh, que han supuesto respectivamente el 9,9% y el 21,0% del total negociado para dicho producto.

En el caso de Axpo, realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 164 sesiones, con un volumen de compras de 1.210.880 MWh y de ventas de 631.590 MWh, que han supuesto respectivamente el 18,0% y el 9,4% del total negociado para dicho producto.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2020, Endesa ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 57 sesiones, con un volumen de compras de 136.260 MWh y de ventas de 126.120 MWh, que han supuesto respectivamente el 2,0% y el 1,9% del total negociado para dicho producto. Por su parte Naturgy ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 116 sesiones, con un volumen de compras de 275.340 MWh y de ventas de 284.740 MWh, que han supuesto respectivamente el 4,1% y el 4,2% del total negociado para dicho producto.

Estas cifras muestran que, los volúmenes negociados por los creadores de mercado voluntarios superan ampliamente los negociados conjuntamente por los creadores de mercado obligatorios, y resultaron claves para mantener la liquidez del producto mensual.

Tabla 13. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2020

Año 2020. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
ENGIE	670.640	9,9%	1.414.510	21,0%	161 días
AXPO	1.210.880	18,0%	631.590	9,4%	164 días
ENDESA	136.260	2,0%	126.120	1,9%	57 días
NATURGY	275.340	4,1%	284.740	4,2%	116 días

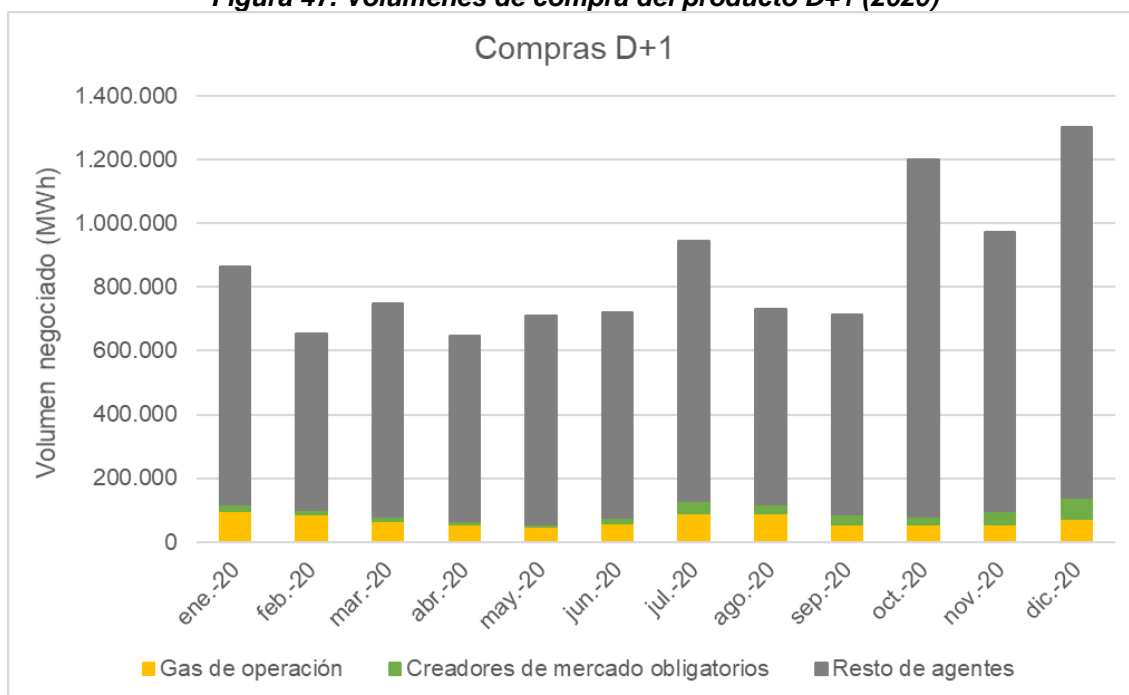
6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual

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

En 2020, 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.

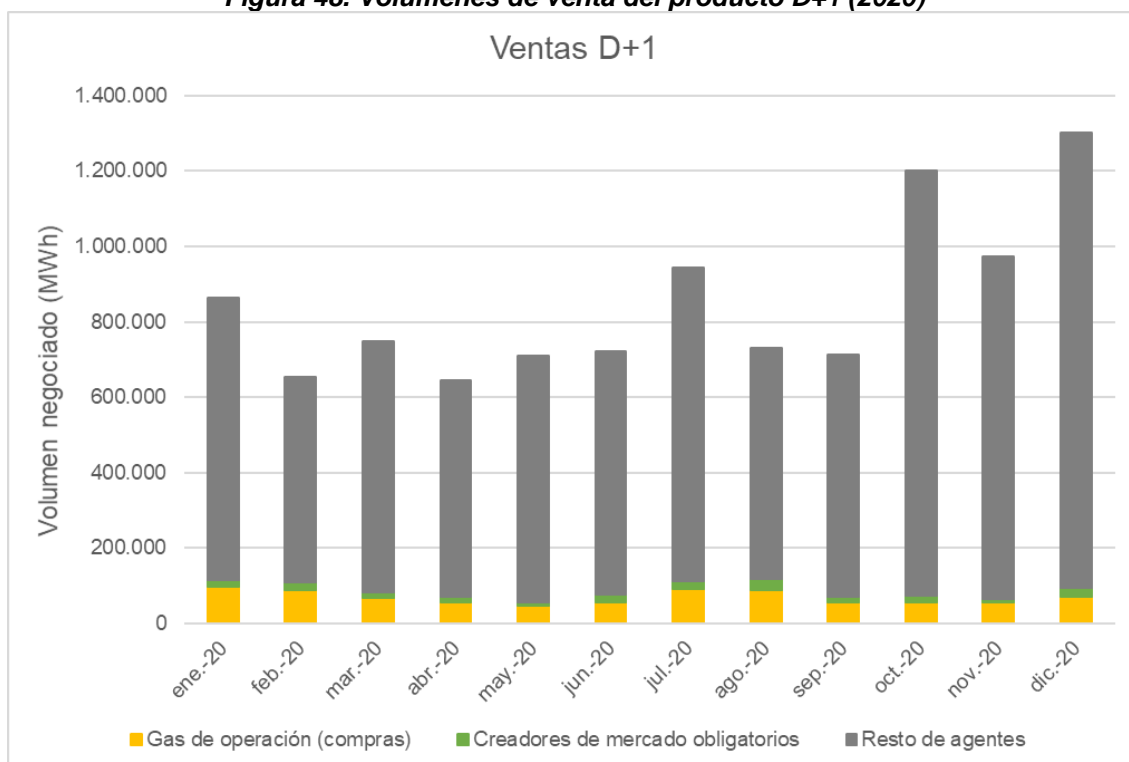
El total de adquisiciones de gas operación fue de 829.455 GWh, lo que supuso un 8,1% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2020. Como se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

Figura 47. Volúmenes de compra del producto D+1 (2020)



Fuente: MIBGAS y CNMC

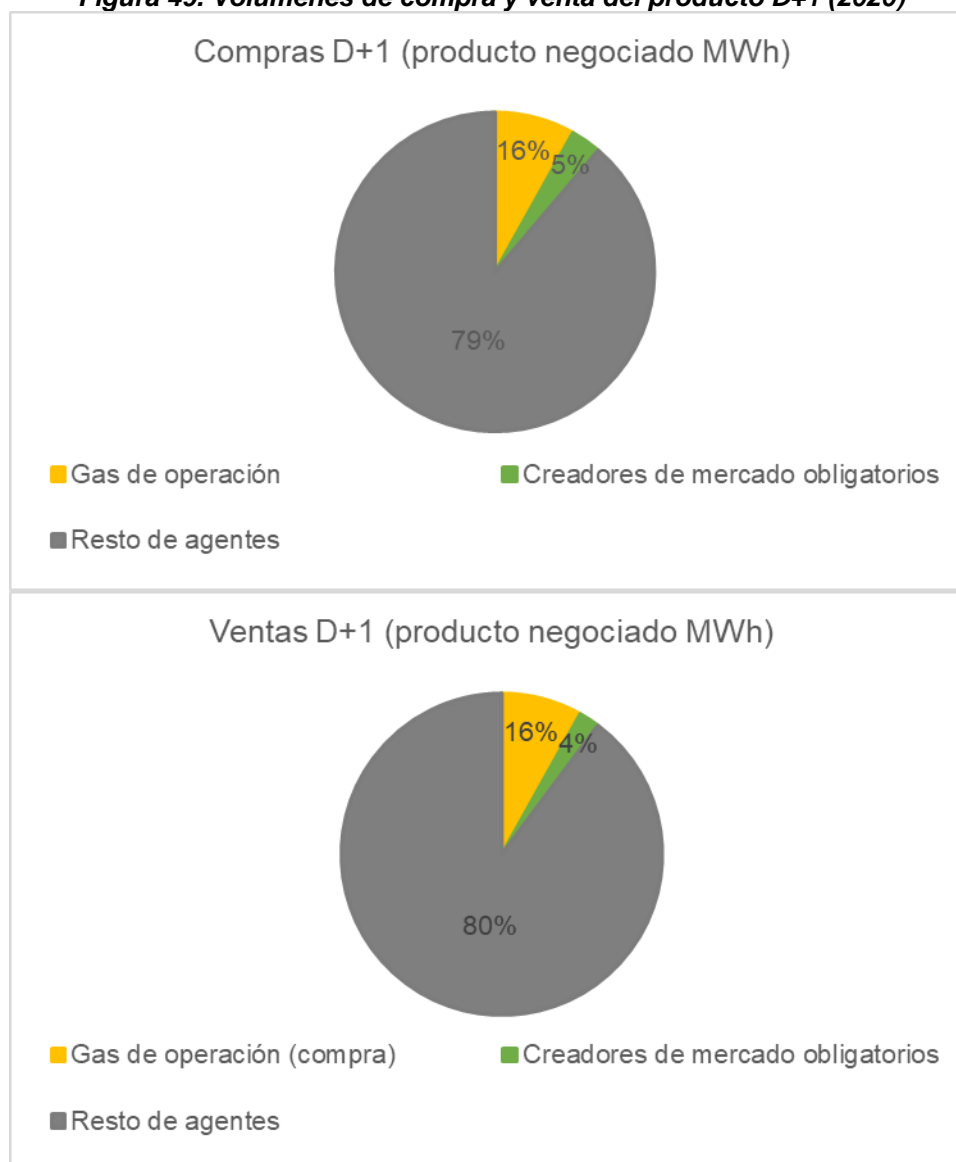
Figura 48. Volúmenes de venta del producto D+1 (2020)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En la siguiente figura se exponen los datos anuales agregados.

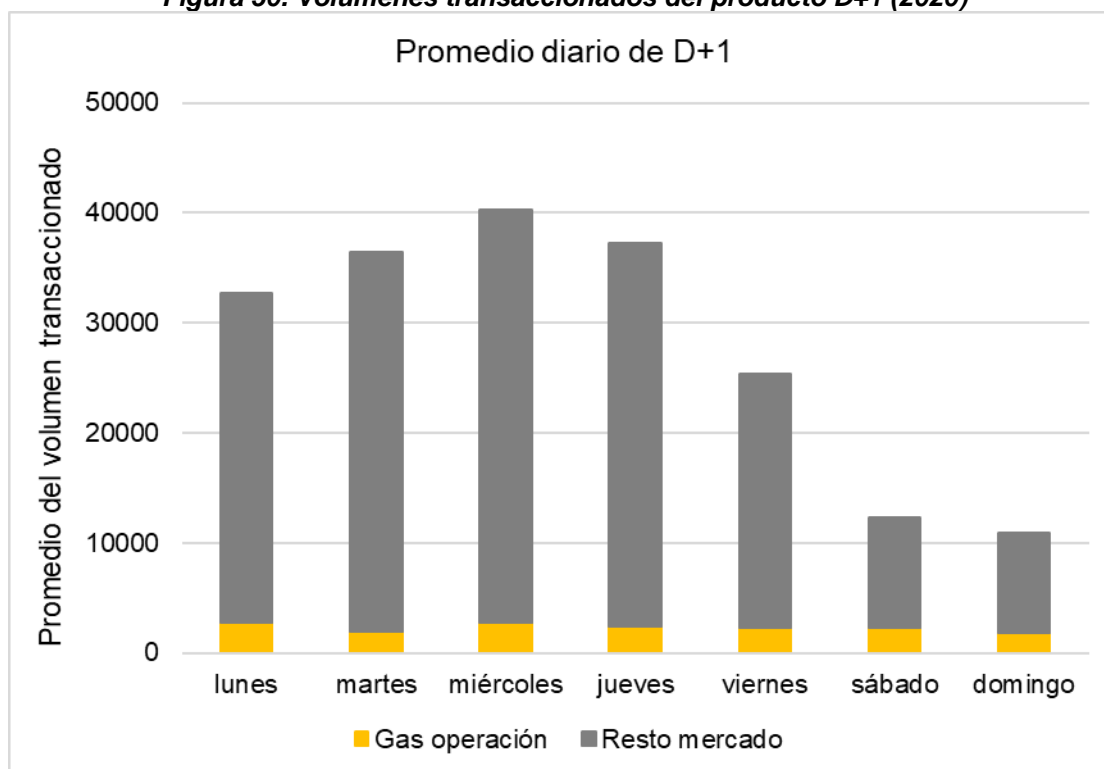
Figura 49. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2020)



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 50. Volúmenes transaccionados del producto D+1 (2020)



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.

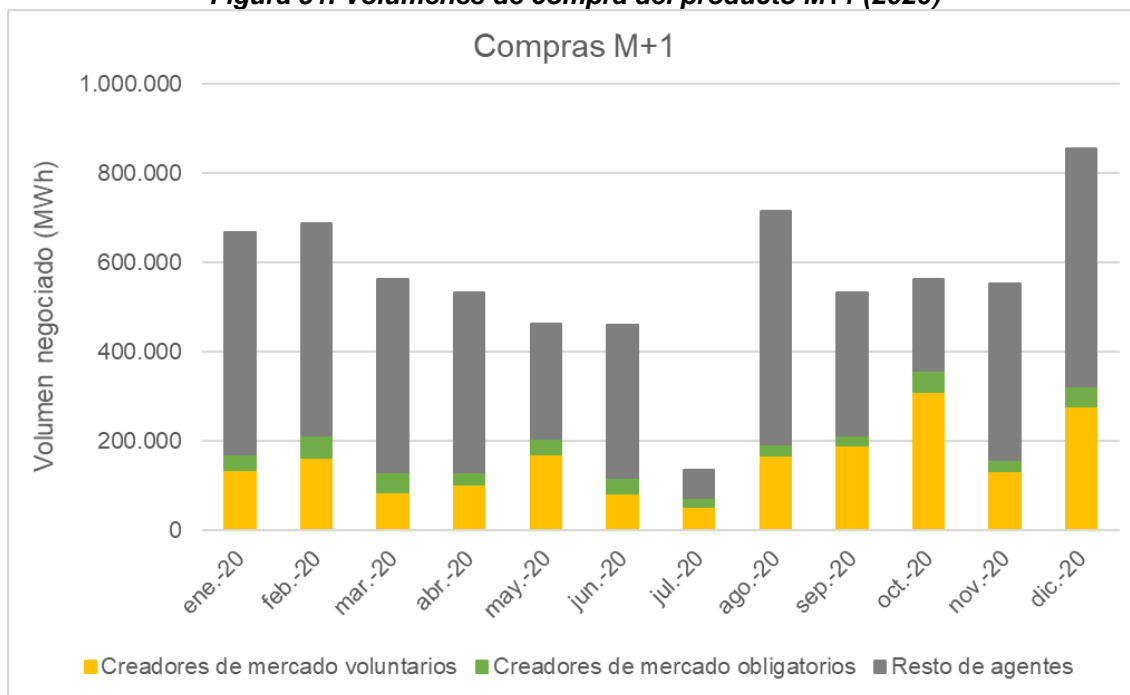
6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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

Durante el año 2020, este producto alcanzó una negociación total de 6.740 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

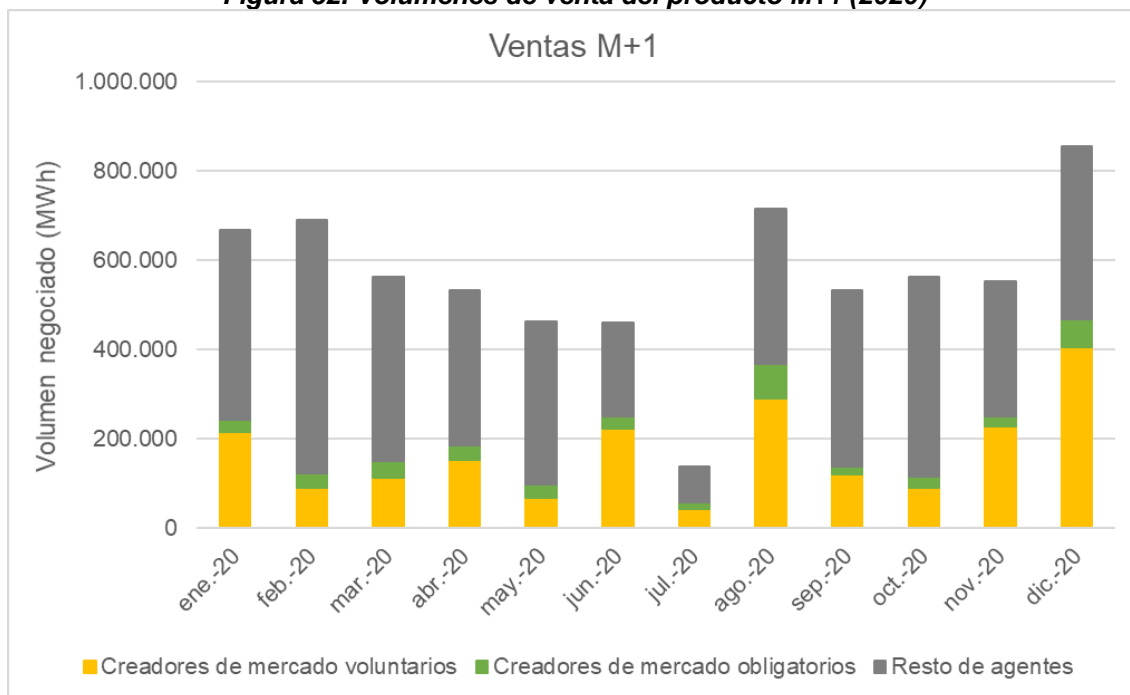
La actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 2.293 GWh y un volumen total de ventas de 2.457 GWh, lo que representa un 34% del total de las compras de este producto en mercado y un 36,5% del total de ventas.

Figura 51. Volúmenes de compra del producto M+1 (2020)



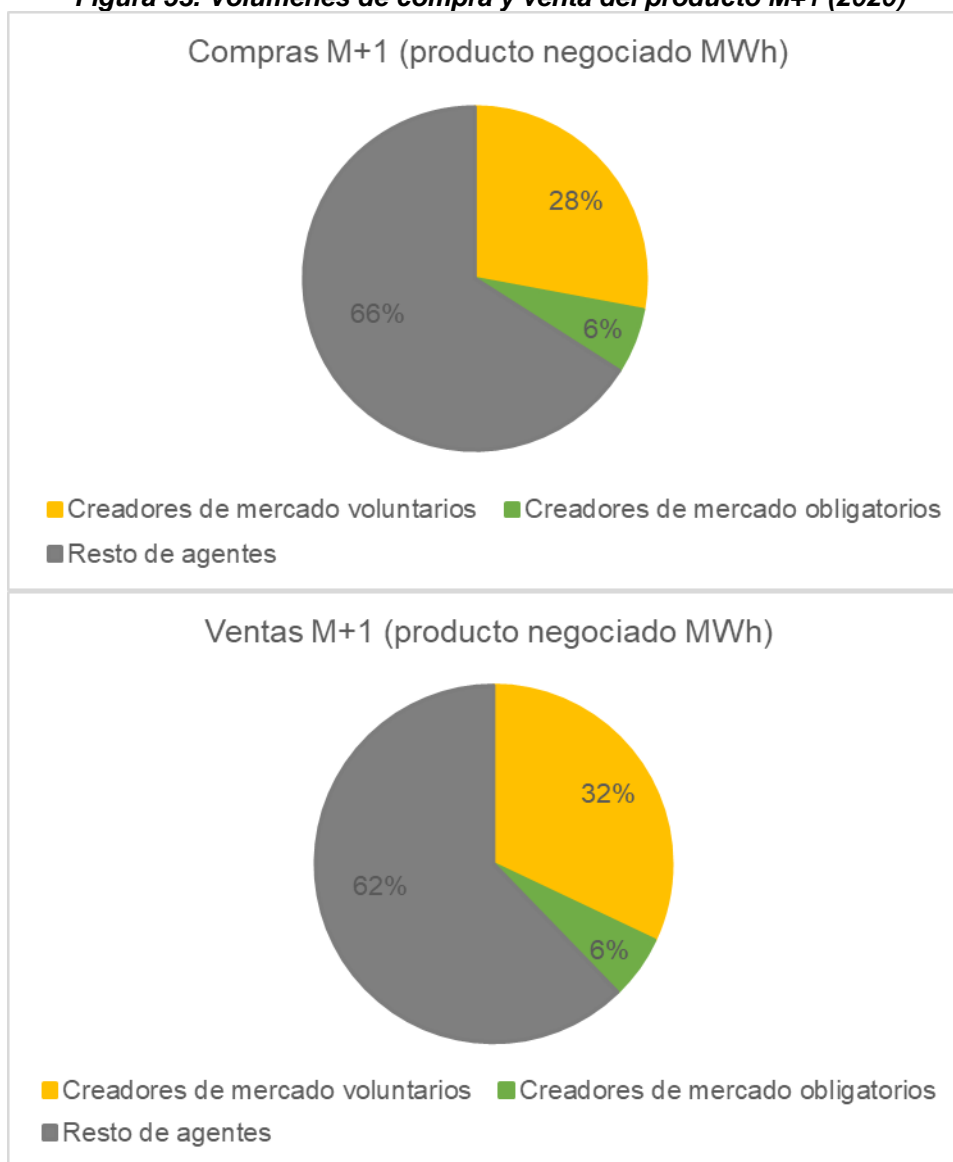
Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 52. Volúmenes de venta del producto M+1 (2020)



Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 53. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2020)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2020, se aprecia una ligera disminución en la negociación del producto mensual.

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 2018, se realizaron casaciones en 215 sesiones, (sobre un total de 261 sesiones anuales), en el 2019 en un total de 222 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 160 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 261 sesiones anuales), y en el año 2020 en un total de 193 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 137 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 261 sesiones anuales).

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

7.1. 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 actividad⁶ en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 246 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2020. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

Tabla 14. Número de comercializadores en el mercado de gas natural

Fecha	Número total de comercializadores en el listado	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
31-12-2019	198	18
31-12-2020	246	48
Total incorporaciones desde el año 2009		206

Fuente: CNMC

De las 246 empresas del listado, hay 67 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.

Durante el periodo 2010 a 2020 se incorporaron 206 nuevas empresas, en el año 2019 se produjeron 18 nuevas incorporaciones netas y en el año 2020 se han producido 48 nuevas incorporaciones netas (51 altas y 3 bajas).

⁶ Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Tabla 15. Evolución del número de agentes dados de alta en MIBGAS

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
Junio 2019	97
Diciembre 2019	107
Junio 2020	122
Diciembre 2020	144

Fuente: MIBGAS

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2020 un total de 41 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el Mibgas Derivatives. En el mes de abril de 2018, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas

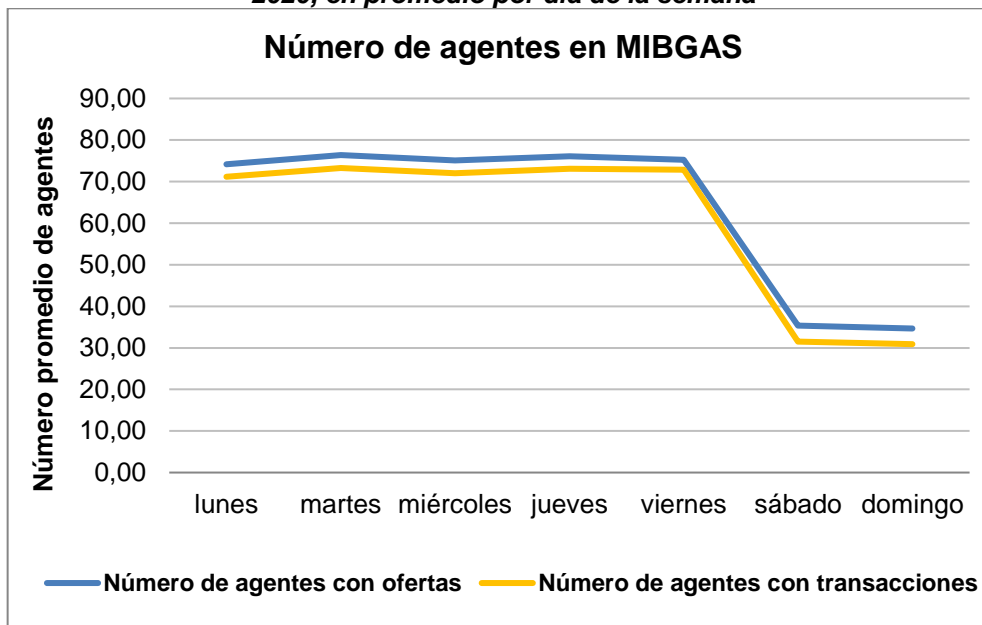
En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2020, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado - MIBGAS y la participación en el mercado OTC, analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora.

7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2020, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 120. Entre estos agentes, hay 36 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2020, y 84 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figura como agente con saldo neto comprador ENAGAS GTS, debido principalmente a los importes de los gases regulados (gas de operación y acciones de balance).

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían en promedio entre 74 y 76 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 31 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 75 y 77 agentes entre semana y se reduce a 35 los fines de semana.

Figura 54. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2020, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 16. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2020

[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” también se incluyen las transacciones realizadas por Enagás GTS, tanto para las compras reguladas de gases de operación como las relativas a acciones de balance; dichas transacciones de Enagás suponen el 4,1% del volumen total negociado (compras y ventas). Además, se compara con las cuotas de ventas de las principales empresas en el mercado minorista, donde las cinco primeras son los grupos Naturgy (23,0%), Endesa (15,0%), Repsol (12,7%), Iberdrola (9,7%) y Cepsa (6,4%).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 17. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2020, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

7.2.2. 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 2020 un total de 41 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives

Entre estos agentes, 37 agentes durante 2020 han realizado alguna transacción de los cuales hay 20 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2020, y 17 comercializadores con saldo neto comprador.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 18. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS Derivatives en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2020 es Axpo que actúa como creador de mercado con un 43% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de Iberdrola con un 11%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.190, ligeramente inferior al del año pasado (2.221).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 19. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es Engie España, alcanzando un 20,7% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de Axpo, que actúa como creador de mercado, con un 19,8%.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS Derivatives por agente están más diversificadas que las compras, siendo el valor del índice HHI de las ventas de 1.176, muy inferior al del año pasado (1.737).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 20. Cuotas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

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

Durante el año 2020, hasta un total de 125 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 750.282,3 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (tanto de ventas como de compras), según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 21. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2020, por agente de mercado

Tabla 22. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2020, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

Ningún comercializador que opere en MIBGAS y en mercado OTC (MS-ATR) tiene una cuota superior al 10% del volumen de transacciones. No existe una correlación entre la cuota de mercado minorista y la cuota de transacciones en los mercados organizados y bilaterales.

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

El documento *European Gas Target Model review and update* (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, se 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.

8.1. Indicadores de liquidez del mercado español

En el documento del Gas Target Model se proponen unos umbrales mínimos de cuatro indicadores relacionados con la liquidez del mercado. Los mercados que alcanzan dichos umbrales en sus productos a corto, medio y largo plazo, permitirían a los agentes participantes realizar transacciones de compra y venta

de gas, desde el horizonte temporal más cercano como el diario, hasta transacciones de volúmenes de gas en los años futuros.

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

1. **Volumen del libro de ofertas.** Mide la cantidad ofrecida (a la venta o a la compra) de forma simultánea en un momento de una sesión de negociación. Un volumen alto de ofertas permite a los participantes en el mercado comprar o vender gas según sus necesidades.
2. **Diferencial entre oferta y demanda (spread).** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de venta y de compra, en un momento de una sesión de negociación. Un menor diferencial indica mejor funcionamiento del mercado.
3. **Sensibilidad del libro de ofertas.** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de compra (o de venta) y el precio promedio de los 120 MW más competitivos presentes en el libro de ofertas. Cuando esta diferencia es pequeña, esto implica que los participantes en el mercado pueden comprar o vender volúmenes significativos sin que el mercado experimente grandes variaciones de precios.
4. **Número de transacciones.** El número de transacciones proporciona confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado a los participantes en el mismo.

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

Tabla 23. 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 2020 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.

8.1.1. 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 Model⁷.

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

Tabla 24. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2019-2020)

PRODUCTO	2019		2020		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	
Intradiario	125	151	202	199	≥2000
Diario D+1	147	184	188	190	≥2000
Mes siguiente	22	22	35	38	≥470

Fuente: MIBGAS

Se observa una notable mejoría en la profundidad de las ofertas de los tres productos analizados (Intradiario, Diario D+1 y M+1), tanto de compra como de venta, respecto a los años anteriores. Cabe destacar el notable incremento en la profundidad de las ofertas del producto MIBGAS M+1 que, si bien el año pasado prácticamente igualaba la métrica el valor del año anterior, en 2020 ha aumentado considerablemente.

Como ya ocurría en el año 2018 y 2019, los parámetros se siguen encontrando lejos del objetivo marcado en el GTM.

8.1.2. 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.

⁷ 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).

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

Tabla 25. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2019-2020)

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)	% Sesiones con spread	
	2019	2020		2019	2020
Intradía	2,53%	2,33%	≤0,4%	100%	100%
Diario D+1	1,95%	2,40%	≤0,4%	100%	100%
Resto de mes	8,97%	14,05%	≤0,2%	24,9%	40,52%
Mes siguiente	1,63%	2,81%	≤0,2%	94,8%	96,28%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En 2020, ha aumentado el diferencial entre oferta y demanda en dos de los productos más líquidos, diario y mes siguiente, situándose entre el 2,4% y el 2,8%, empeorando con respecto a lo obtenido el año anterior. El producto intradía disminuye el diferencial desde un 2,5% hasta un 2,3%. No obstante, todos los productos se sitúan muy por encima del spread objetivo del GTM (0,2-0,4%). Podemos por tanto determinar que todavía no se trata de un mercado eficiente.

Tabla 26. Evolución de precio del diferencial entre oferta y demanda de los productos D+1, WD y M+1 en 2020

MES	DIARIO (%)	INTRADIARIO (%)	MENSUAL (%)
Enero	2,09	2,12	2,08
Febrero	2,10	2,28	1,84
Marzo	2,65	2,62	2,06
Abril	3,01	3,54	3,42
Mayo	3,42	4,56	2,18
Junio	3,17	3,93	3,50
Julio	3,44	4,35	5,05
Agosto	2,41	2,72	2,27
Septiembre	2,68	2,31	2,51
Octubre	1,36	1,83	0,88
Noviembre	1,24	1,92	1,09
Diciembre	1,26	1,57	1,04

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

8.1.3. 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 MWh más competitivos presentes en el libro de ofertas y se calcula solo para aquellos instantes en los que haya, al menos, 90 MWh disponibles.

En el caso del mercado español, este indicador se sitúa en niveles muy alejados del objetivo del GTM. Además, no se puede calcular de manera regular, ya que el libro de ofertas no alcanza el volumen requerido en muchos momentos, en particular en el producto mes siguiente.

8.1.4. 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 (intradía y diario) y más de 160 transacciones al día en los productos prompt (resto de mes y mes siguiente).

Cabe observar una considerable mejora en el número de transacciones a lo largo de 2020, en los productos diario e intradía.

Tabla 27. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2019-2020 y comparativa con los objetivos del GTM

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2019	2020	
Intradía	250	225	≥420
Diario D+1	127	108	≥420
Resto de mes	0,2	0,1	≥160
Mes siguiente	11	5,2	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Los resultados del mercado español en 2020 (con una media de 225 transacciones al día en los productos spot y 5,2 en el producto mensual). todavía están muy alejados de los valores del GTM.

Tabla 28. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos D+1, WD y M+1 en 2020

MES	DIARIO (D+1)	INTRADIARIO	MENSUAL
Enero	93	242	6
Febrero	101	249	6
Marzo	83	156	7
Abril	95	180	4
Mayo	111	189	5
Junio	116	220	3
Julio	108	178	1
Agosto	84	185	6
Septiembre	89	225	4
Octubre	161	270	8
Noviembre	113	278	5
Diciembre	137	325	6

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

8.1.5. 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 2020, que muestran que **el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM.**

Tabla 29. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2020

2020	Volumen medio (MWh) 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	MIBGAS	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	202	151	≥2000	2,33%	≤0,4%	100%	ND	≤ 0,02%	225	≥420
D+1	188	184	≥2000	2,40%	≤0,4%	100%	ND	≤ 0,02%	108	≥420
Resto de mes	-	-	≥470	14,05%	≤0,2%	40,52%	-	-	0,1	≥160
Mes siguiente	35	22	≥470	2,81%	≤0,2%	96,28%	ND	≤ 0,01%	5,2	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

8.2. 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.

8.2.1. 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 (HHI⁸), 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 2020 **el índice HHI alcanza un valor de 1.546**, por lo que se considera un mercado con una concentración más moderada que la existente en 2019. La mejora en este indicador se debe a la reducción en la dependencia de aprovisionamiento de Argelia, que sigue siendo el principal suministrador del mercado español, pero cuya cuota se reduce en 4 puntos porcentuales en relación a 2019, situando su cuota de aprovisionamiento en 2020 en un 29,0%.

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

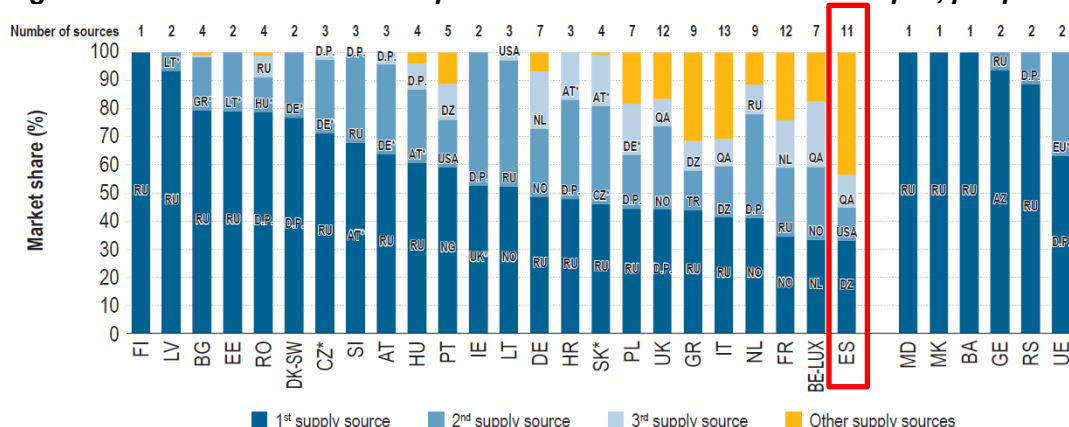
La diversidad de fuentes de suministro repercute en la seguridad de suministro del sistema en el caso de producirse alguna incidencia con los países productores de gas.

En el año 2020, España recibió gas procedente de 12 países productores⁹, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

⁸ 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.

⁹ Además de las importaciones desde Francia, Bélgica y Portugal.

Figura 55. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países



Fuente: ACER, MMR 2019

Como se observa en la figura, España se sitúa como el país con mayor diversificación de aprovisionamientos en la Unión Europea.

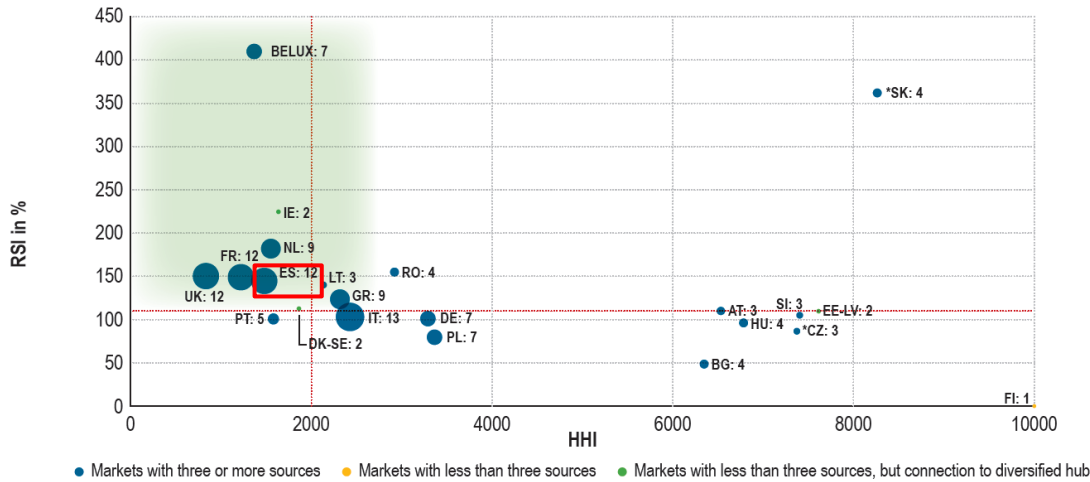
8.2.3. Residual Supply Index (RSI)

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, en caso contrario (países como Bulgaria o Finlandia) los competidores no podrían reemplazar completamente al incumbente.

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 160%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM (*en abscisas se representa el HHI de 2019 por países de origen de los aprovisionamientos a cada Estado Miembro*)

Figura 56. Evaluación del índice RSI en la Unión Europea, por países



Fuente: ACER, MMR 2019

8.2.4. 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.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 580, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 543, lo que es indicativo de que el mercado MIBGAS tiene un grado de concentración bajo, cumpliendo con el objetivo del indicador de salud del GTM (≤ 2.000).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 30. Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 31. Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

8.2.5. 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 470, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ($\text{HHI} \leq 2.000$).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 32. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2020, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 9%, no superando el 40% establecido por el GTM como máximo recomendable.

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 436, reflejando un mercado competitivo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 33. Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2020

[FIN CONFIDENCIAL]

8.2.6. 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 2.190 frente a los 2.221 del año 2019. Sigue siendo una cifra alta, por encima del valor 2.000 recomendado. Se trata de un mercado aún incipiente que inició su actividad en abril de 2018. Por su parte, las cuotas de transacciones de ventas por agente están más diversificadas que las compras, con un índice HHI de 1.176.

[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.

8.2.7. Resumen de resultados de los indicadores de salud

*El mercado español obtiene mejores resultados en los indicadores de salud y competencia del mercado que en los indicadores de liquidez, lo que indica 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 34. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español en el cuarto trimestre de 2020

	Umbral GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	≤ 2.000	1.546
Número de fuentes de suministro	≥ 3	15
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2019)	$\geq 110\%$	160%
Concentración de las ofertas de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 13% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 11%.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS supone un 11%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 9%.

Fuente: ACER y MIBGAS

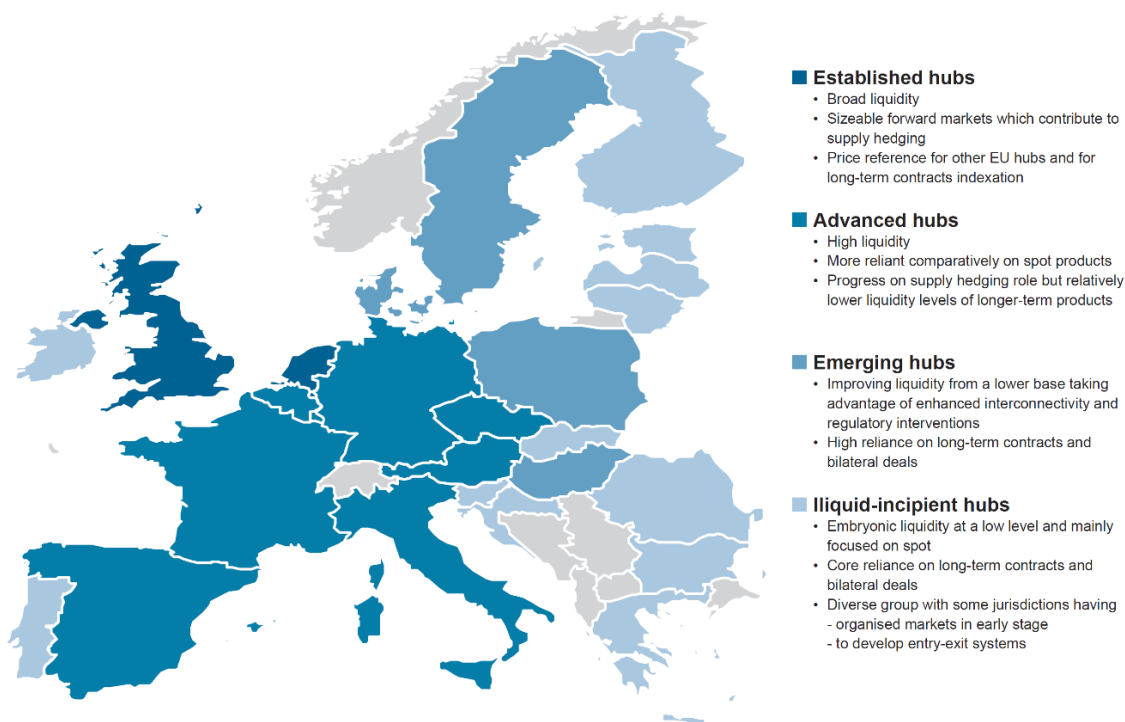
9. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS

9.1. 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 holandés y el inglés, seguidos a continuación de un conjunto de mercados denominados como avanzados entre los que se encuentran Alemania, Bélgica, Francia, República Checa, Austria e Italia, a los que se ha incorporado España desde 2019. El resto de países, entre los que se encuentra Portugal, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

Figura 57. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER



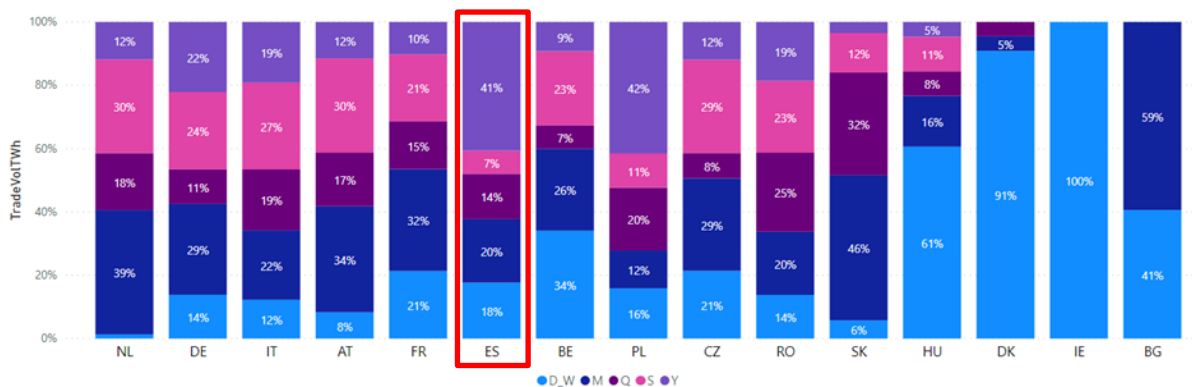
Fuente: ACER, MMR

9.2. 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, mostrando el peso relativo que cada producto tiene en cada mercado. 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.

Figura 58. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2020



Fuente: MMR 2020 ACER

En los hubs más avanzados, los productos spot presentan un porcentaje muy pequeño del total negociado, mientras que en mercados con muy poca liquidez, representan porcentajes mucho más altos, como un 61% en Hungría, un 91% en Dinamarca y el 100% en Irlanda. Excepto en estos tres últimos mercados, en el resto de mercados los contratos a medio y largo plazo superan en volumen los contratos a corto plazo.

Así, por ejemplo, en el TTF, que es el mercado de mayor liquidez (a la izquierda de la figura), los contratos diarios e intradiarios representan un 1% de la negociación; el contrato mensual supone un 39% de la negociación, y el resto se distribuye entre contratos de futuros trimestrales, semestrales o anuales.

En otros mercados clasificados como hubs avanzados, como España, Francia, Alemania, Austria o Italia, el porcentaje de contratos diarios e intradiarios se sitúa entre un 10% y un 25% de la negociación, mientras que, en los mercados europeos con menor liquidez, como Irlanda, 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 (destacado en el gráfico), resalta la existencia de negociación de productos en todo el rango temporal de la curva, incluyendo contratos de futuros (Y). En particular destaca la negociación del producto mensual y del producto anual, que suponen alrededor de un 20% y un 40% respectivamente del total negociado en el mercado español.

10. CONCLUSIONES

Primera. El **mercado spot** de gas en España, **MIBGAS**, ha ido evolucionando apreciablemente desde su puesta en funcionamiento en diciembre de 2015, tanto en volumen de negociación como en número de participantes, y ha facilitado la convergencia de precios del mercado español con los principales mercados europeos.

El año 2020 se ha visto afectado por la pandemia del coronavirus en todos los sectores económicos. En particular, la demanda de gas natural ha disminuido un 9,6% respecto al año anterior como consecuencia de dicha pandemia, lo que también ha afectado a la negociación en MIBGAS.

En 2020, el volumen total negociado en MIBGAS ha sido de **39.780 GWh**, lo que equivale aproximadamente al 11,05% de la demanda nacional de gas, frente al 12,1% del año anterior. El volumen de negociación ha disminuido un 17,6% respecto al volumen de negociación del año 2019 (48.270 GWh).

Sin embargo, el número de agentes registrados se ha incrementado hasta 144, 39 agentes más respecto a 2019. También ha aumentado el número medio de agentes que participan diariamente en el mercado enviando ofertas (promedio de agentes activos), que es de 76, con un aumento de 20 sobre el año anterior.

Segunda. Las **medidas de liquidez** que se han ido introduciendo desde 2016 han contribuido al aumento de la negociación en el mercado spot MIBGAS.

- La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2020, sobre el total negociado, fueron las **operaciones realizadas por los creadores de mercado voluntarios**, seguidas de las **acciones de balance**.
- 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 impulsa 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 contribuye 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) inferior¹⁰.

¹⁰ Esta medida fue introducida por Acuerdo de Consejo de Ministros, de 10 de noviembre de 2017, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural (Naturgy y Endesa). El 5 de febrero de 2021 se ha publicado en el BOE el Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se determina la obligación del grupo REPSOL, como nuevo operador dominante en el sector del gas natural, de presentar ofertas de compra y venta de gas natural en el mercado organizado de gas (MIBGAS), conforme a lo establecido en la DA 34 de la Ley 34/1998. Está pendiente de desarrollo regulatorio.

Tercera. En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2020 fue de **10,23 €/MWh**. Esto supone un precio medio de unos 5,22 €/MWh inferior al promedio de 2019, reflejando una **caída en el precio anual del 34%**.

Durante el año 2020, **ha mejorado la convergencia de precios** del mercado mayorista español con los principales mercados europeos, en un entorno favorable para el mercado español, por la sobreoferta de GNL en el mundo.

- En el caso del producto diario, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de 0,86 €/MWh, llegando a situarse MIBGAS por debajo del TTF durante los meses de marzo, última semana de septiembre y octubre. Por tanto, el diferencial promedio del precio con Europa se ha reducido significativamente respecto del año 2019 que fue de 1,89 €/MWh.
- El diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el producto M+1 se situó en una media anual de 1,06 €/MWh. Esto supone una disminución del diferencial promedio del precio respecto de los años 2017, 2018 y 2019 de 3,46, 2,05 y 1,44 €/MWh, respectivamente.

Es necesario continuar mejorando la liquidez del mercado y el buen funcionamiento del sistema gasista (en particular con la implementación de las nuevas Circulares CNMC) para seguir progresando en la convergencia de precios con los mercados europeos.

Cuarta. Aunque se han producido avances importantes en la **negociación de los mercados de productos futuros de gas**, la liquidez del mercado español se encuentra muy alejada de la del resto de mercados europeos, estando todavía el mercado en una fase inicial de implantación y con menos agentes registrados que el mercado spot.

En 2020, el volumen total negociado en la plataforma de MIBGAS Derivatives fue de 5.671 GWh. Además, se registraron transacciones en otras plataformas por un volumen de 7.149 GWh en BME Clearing, 2.968 GWh en EEX y 1.836 GWh en OMIP-Omiclear.

Quinta. En 2020 se ha implementado en España el modelo de **tanque virtual de GNL**, contemplado en la Circular 8/2019 de la CNMC por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural y en la Circular 2/2020 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

El 1 de abril de 2020 entró en funcionamiento el tanque virtual de balance y se inició en **MIBGAS Derivatives** la negociación de productos spot de GNL, diario e intradiario, en un único tanque virtual (TVB), dejándose de negociar los productos planta a planta. A pesar de ello y del descenso de las importaciones de GNL en España durante 2020, ha habido un aumento de la negociación en las plantas, donde se han negociado 402.985 GWh, frente a los 372.428 GWh negociados en 2019.

Al disponer de un único punto virtual común para la negociación de todo el GNL introducido en el sistema gasista, se favorece la competencia y el **desarrollo de un hub de GNL en España**, a su vez puede facilitar la convergencia de precios de España con el resto de hubs europeos, en el contexto de sobreoferta de GNL a nivel mundial.

En los próximos años será necesario supervisar el desarrollo del modelo, analizando el funcionamiento del mismo, para facilitar el desarrollo del hub de GNL, pionero en Europa.

Sexta. En relación con el desarrollo del mercado ibérico, cabe destacar el **inicio de la negociación de productos de gas en Portugal**.

El 9 de septiembre de 2020, ERSE aprobó las reglas de mercado para el mercado portugués y estableció, junto con MIBGAS, una hoja de ruta para la implementación del mercado organizado en Portugal.

El 16 de marzo de 2021 MIBGAS Derivatives inició la negociación del mercado organizado portugués, incluyendo los productos intradiario, diario hasta D+3 y fin de semana con entrega en el punto virtual portugués (VTP).

Como ocurre con el comienzo de otros mercados, la liquidez del mercado portugués es baja, por lo que podría necesitar de medidas de apoyo para su desarrollo.

11. RECOMENDACIONES

Como principales **recomendaciones para el desarrollo del mercado**, se señalan las siguientes:

- R.1. El spread o diferencial medio entre las ofertas de compra y venta en el mercado español es uno de los parámetros más alejados de los objetivos del Gas Target Model. Para incrementar la liquidez del mercado organizado español, una medida de impulso de los mercados sería **la reducción del spread de los creadores de mercado obligatorios**, en particular en el producto M+1.
- R.2. En relación con el desarrollo del mercado de GNL, sería interesante **extender la negociación de productos de GNL a mayor plazo**, incluyendo al menos la negociación del producto mensual, para consolidar el hub de GNL, y facilitar de este modo la contratación y descarga de buques spot.
- R.3. Se encuentra pendiente de **aprobación la propuesta de modificación de las Reglas de Mercado**, informada por la CNMC en noviembre de 2020, que además de otras pequeñas adaptaciones, incorpora al articulado las resoluciones de mercado, con el fin de tener una versión consolidada de las reglas de mercado con una estructura más sencilla; su publicación

facilitaría la comprensión de las reglas de mercado para los nuevos agentes de MIBGAS.

- R.4. Por último, se considera conveniente continuar avanzando en la **integración de los mercados portugués y español**, junto con los gestores de ambos sistemas, analizando, en particular, el posible **acoplamiento** de mercados en MIBGAS a través del establecimiento de mecanismos de asignación implícita de capacidad.

