



INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2019 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO

24 de julio de 2020

INF/DE/061/20

www.cnmc.es

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	RESUMEN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2019	4
2.1.	Funcionamiento del mercado spot de gas	4
2.2.	Evolución del precio del gas	5
2.3.	Aspectos regulatorios y desarrollo de mercados	7
2.4.	Supervisión del mercado. Inhabilitación de agentes de mercado.	7
2.5.	Volumen negociado en MIBGAS Derivatives y otras plataformas de mercado de gas (Pegas-EEX y BME Clearing)	8
2.6.	Mercado ibérico del gas.	9
2.7.	Otros desarrollos en curso en 2020	9
3.	CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	9
3.1.	Producción e importaciones de gas	9
3.2.	Niveles de precios	11
3.3.	Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	13
4.	CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	15
5.	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	20
5.1.	Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	20
5.2.	Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	24
5.2	Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	26
6.	EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	30
6.1.	Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	33
6.2.	Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	35
6.3.	Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	38
6.4.	Evolución del volumen negociado en el mercado de futuros	46
6.5.	Volumen negociado en el mercado de futuros Powernext	49
6.6.	Volumen registrado a través de cámaras de compensación	49
7.	ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ	52
7.1.	Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	52
7.2.	Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	55
7.3.	Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	55
7.4.	Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	58
7.5.	Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	61
8.	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	67
8.1.	Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	67
8.2.	Análisis de la participación en el mercado por empresas	68
9.	INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	71
9.1.	Indicadores de liquidez del mercado español	71
9.2.	Indicadores de salud del mercado español	77
10.	COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	82
10.1.	Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	82
11.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86

INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2019 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS.

Expediente nº: INF/DE/061/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a Pilar Sánchez Núñez

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 24 de julio de 2020

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función decimoquinta del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), acuerda emitir el siguiente informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2019 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia en el mercado organizado de gas.

1. INTRODUCCIÓN

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

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

«La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente un informe en el que se analice y se incluyan recomendaciones en relación al nivel de liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado de gas. (...)»

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 competencia¹.

Con fecha 3 de octubre de 2018 se aprobó un segundo informe en el que se recogía la evolución de los indicadores de liquidez del mercado, haciendo especial hincapié en el análisis de la implantación de las recomendaciones y las medidas de impulso de la liquidez propuestas en el primer informe.

El tercer informe, aprobado el 25 de julio de 2019, incluyó además el análisis del funcionamiento del establecimiento de creadores de mercado obligatorios.

En este cuarto informe, se analiza una vez más el funcionamiento del mercado mayorista de gas, recogiendo la evolución de los indicadores de liquidez del mercado y el análisis del funcionamiento de las medidas de liquidez.

2. RESUMEN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2019

2.1. Funcionamiento del mercado spot de gas

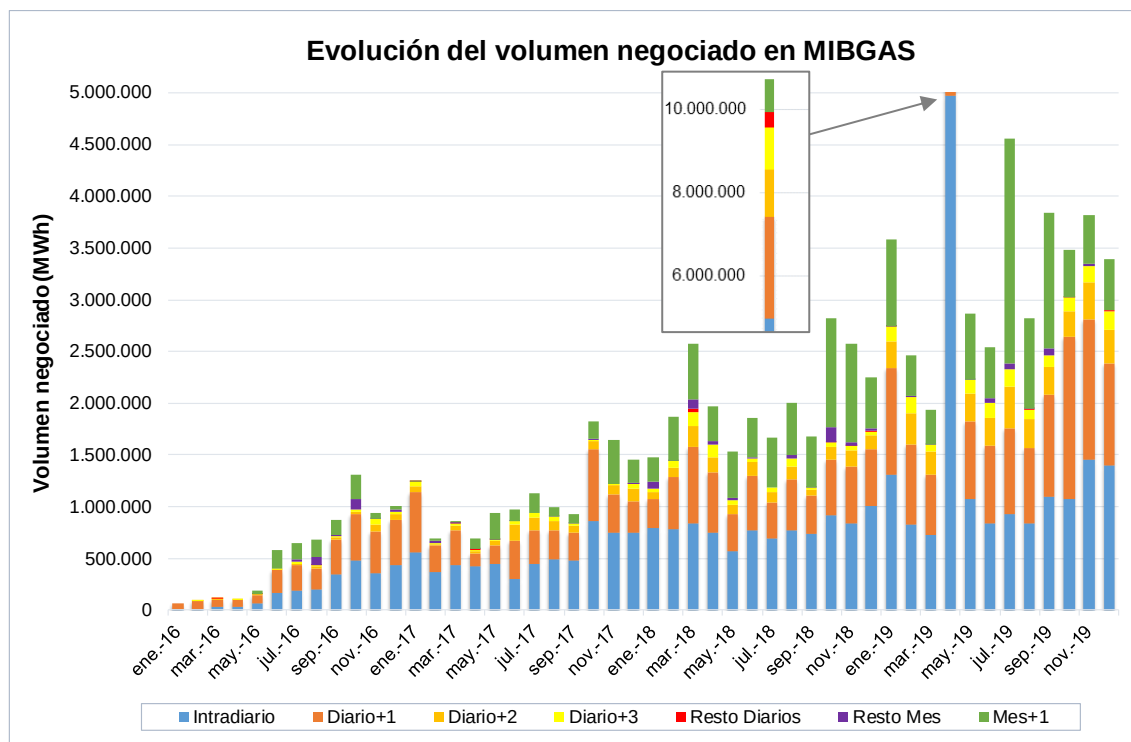
El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad **MIBGAS**, cumple en 2019 su cuarto año de funcionamiento. Desde su inicio el mercado ha ido ganando tanto volumen como participantes, alcanzando los 105 agentes registrados, 23 agentes más respecto a 2018. El número medio de agentes que participan diariamente en el mercado enviando ofertas (agentes activos) es de 56. La máxima participación se dio el 16 de diciembre, con 72 agentes activos.

Además, en 2019 el volumen total negociado en MIBGAS ha sido de **48.270 GWh** negociados, lo que equivale aproximadamente al 12,1% de la demanda nacional de gas, duplicando el volumen de negociación del año 2018 (24.261 GWh).

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

El producto más negociado en el año 2019 ha sido el producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación), con un 34,3% del volumen total negociado, seguido del producto diario D+1 (con entrega en el día siguientes a la negociación), con un 26,4% del volumen. A poca distancia se sitúa el producto mensual M+1 (con entrega en el mes siguiente a la negociación), con un 19,2% del volumen.

Figura 1. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2019)



Por otra parte, en 2019 se registraron 249.472 transacciones bilaterales OTC en la **Plataforma MS-ATR** de Enagas GTS, lo que supuso un volumen total negociado de **717,78 TWh**. Esta cifra es el equivalente a 1,8 veces la demanda del Sistema. Respecto al año anterior, el número de transacciones se incrementó un 28,5% y el volumen de energía negociado aumentó un 44,1%, impulsado principalmente por el incremento de la demanda de gas para generación eléctrica.

Respecto a la participación en el mercado OTC por empresas durante el año 2019, un total de 114 agentes reportaron la realización de alguna transacción de gas a través de la plataforma MS-ATR, 24 agentes más que el año anterior.

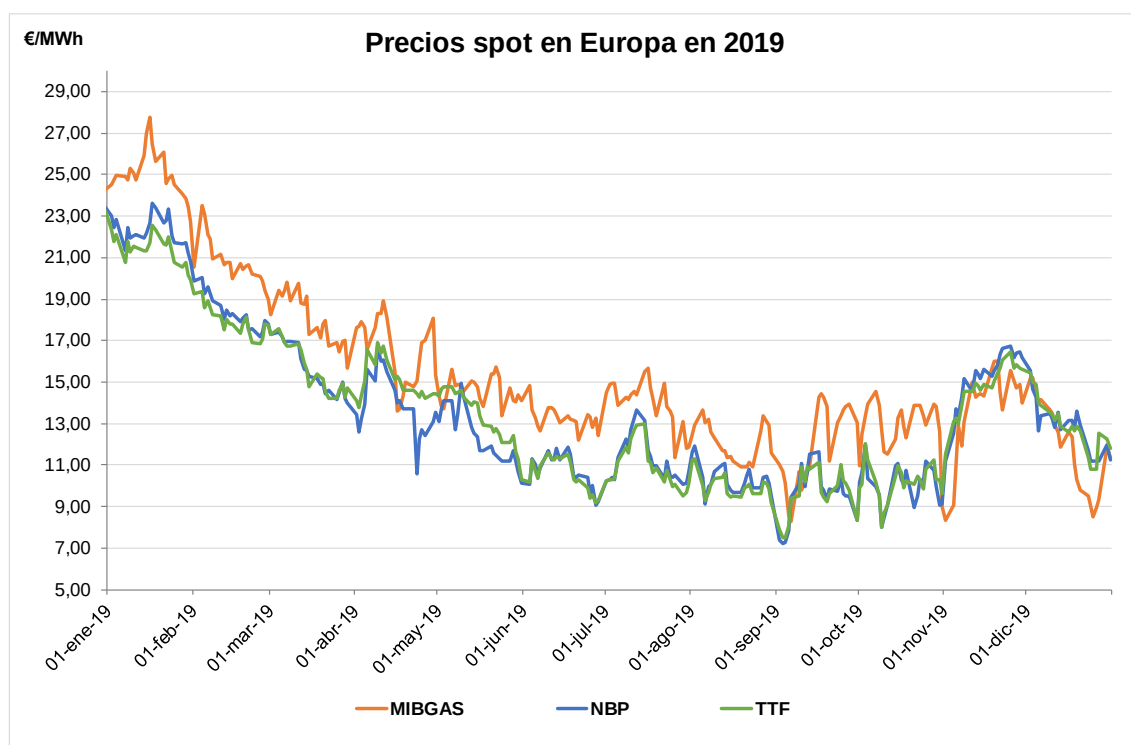
2.2. Evolución del precio del gas

En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2019 fue de **15,27 €/MWh**. Esto supone un precio medio de unos 9,4 €/MWh inferior al promedio de 2018, reflejando una caída en el precio anual del 38%.

Durante los tres primeros trimestres del año, el mercado español tuvo un diferencial de precios entre 2 y 5 €/MWh superior a los mercados europeos

(Francia, Holanda). En el último trimestre del año, se invierte la situación y el precio en España se sitúa por debajo del precio de Francia, llegando a registrar un diferencial máximo de 3,88€/MWh. Como consecuencia de esta situación de precios, se invirtió el flujo de gas natural en la interconexión francesa resultando un saldo exportador de 21 GWh en noviembre y 2.026 GWh en diciembre.

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



Durante 2019, tres factores han sido los protagonistas de la evolución de precios:

- El primer factor y más determinante ha sido el sobreabastecimiento de GNL a nivel mundial, observándose un fuerte incremento de las importaciones de GNL en Europa (+75%) y España (+45%), respecto a 2018. El precio de GNL en Europa disminuye un 40%, de 24,02 €/MWh de promedio anual en 2018 a 14,28 €/MWh en 2019.
- El segundo factor ha sido el crecimiento de la demanda de gas natural para generación eléctrica en España, un 80% respecto a 2018, por la competitividad del gas frente al carbón. La demanda convencional se mantuvo en valores similares a 2018.
- El tercer factor, la influencia de la producción diaria de las energías renovables (principalmente la eólica) en el precio spot del mercado del gas natural. Así, por ejemplo, el 3 de noviembre la cuota de eólica de generación eléctrica fue 53,5%, reduciendo el hueco térmico de la generación por ciclos a gas al 4,8% de la demanda nacional. Como consecuencia el precio del gas natural del producto D+1 del 2 de noviembre (día de entrega 3 de noviembre) cayó hasta los 7,89 €/MWh.

2.3. Aspectos regulatorios y desarrollo de mercados

Como aspectos regulatorios relevantes en la evolución del mercado en 2019, la Resolución de 5 de diciembre de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, introdujo algunas **modificaciones en las reglas de mercado** que pudieran contribuir a la mejora de la liquidez, y que han entrado en vigor en el año 2019.

La principal de estas modificaciones es que los productos Resto de Mes y Mes siguiente pasan a compensarse a través de una Entidad de Contrapartida Central, que asume el riesgo de contraparte. Además, se amplía el horario de las sesiones de negociación, hasta las 18 horas para el producto diario y hasta las 21:30 para el producto intradiario, se introduce el nuevo producto “Fin de Semana” y se utiliza una nueva metodología para el cálculo del precio último diario.

Por otra parte, tras realizar MIBGAS en 2018 las modificaciones necesarias para que los agentes puedan utilizar la plataforma Trayport para realizar la negociación en MIBGAS, el 8 de enero de 2019 se registró la primera operación a través del módulo de negociación de Trayport. La plataforma de Trayport es una herramienta de negociación que permite presentar en una misma pantalla las ofertas de compra-venta de gas disponibles en la mayoría de los mercados organizados europeos y, además, integra una gran parte de las ofertas del mercado OTC canalizadas o intermediadas por brokers.

El 9 de enero de 2019 se inició el registro de operaciones bilaterales en la plataforma de MIBGAS, ya sean intermediadas por brókeres o directamente entre los agentes, para toda la curva de productos desde el Resto de Mes para ser compensadas en OmiClear.

Además, el 11 de junio de 2019, **MIBGAS Derivatives** ha empezado a negociar productos spot de GNL con entrega física en las seis plantas de regasificación existentes en España. Aunque la negociación ha sido muy reducida (0,56 GWh), se espera que la reciente introducción del Tanque Virtual de Balance, el 1 de abril de 2020, estimule la liquidez en la negociación de GNL.

El 18 de junio de 2019, **PEGAS**, la plataforma de comercio de gas del grupo europeo EEX-Powernext, ha comenzado a negociar contratos spot y futuros en el PVB.

2.4. Supervisión del mercado. Inhabilitación de agentes de mercado.

El 22 de abril de 2019, el GTS declaró una situación excepcional (SOE-0) por un desbalance negativo y sostenido de algunos usuarios en el PVB durante la semana comprendida entre el 15 y el 21 de abril de 2019. El resultado del volumen anómalo en las operaciones de compra-venta arrojó un déficit de gas para el sistema gasista, que no ha sido abonado al sistema por los causantes del mismo. Como resultado de la investigación de los hechos, las empresas Solstar y Gasela fueron inhabilitadas para ejercer la comercialización de gas

natural en España. La actuación fraudulenta de estas compañías puede haber dejado una deuda neta de unos 35 millones de euros por impagos de balance.

- Mediante la Orden TEC/819/2019, de 24 de julio, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a **Solstar Limited**, se acordó su inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización de gas natural por «incumplimiento por el comercializador de las obligaciones económicas establecidas para los mismos, en particular el impago en los plazos que correspondan de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, las penalizaciones por desbalances o cualquier otra obligación de pago frente al sistema gasista.
- Mediante la Orden TEC/878/2019, de 1 de agosto, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a **Gasela GmbH**, se acordó su inhabilitación por un plazo de cinco años, por incumplimiento probado de las condiciones exigidas para realizar la actividad de comercializador, en particular la falta de capacidad técnica de la empresa para operar en el sistema gasista y para garantizar el suministro.

2.5. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives y otras plataformas de mercado de gas (Pegas-EEX y BME Clearing)

El 24 de abril de 2018 MIBGAS Derivatives inició la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física. Por su parte, OMIClear ha actuado como la cámara de compensación y liquidación de las transacciones realizadas en este mercado y Axpo Iberia ha actuado como creador de mercado hasta el 31 de diciembre 2019.

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives en 2019 fue de **7.626 GWh**. En relación el número de participantes, a finales de diciembre de 2019, 32 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado a plazo, estando todos ellos ya dados de alta en el mercado spot.

El 24 de mayo de 2018, **BME Clearing**, la Entidad de Contrapartida Central del Grupo BME, empezó a ofrecer el registro y compensación de contratos a plazo de gas natural con entrega física en el PVB y un horizonte temporal de hasta un año. El volumen total registrado por BME Clearing en 2019 ascendió a **233,8 GWh**.

El 18 de junio de 2019, **PEGAS**, la plataforma de comercio de gas del grupo europeo EEX-Powernext, comenzó a negociar contratos spot y futuros en el PVB. El volumen total registrado por PEGAS en 2019 ascendió a **2.402,27 GWh**.

Plataformas de mercado	Volumen negociado *	
	GWh	%
MIBGAS	48.270,00	82,5%
MIBGAS Derivatives	7.626,00	13,0%
BME Clearing	233,8	0,4%

Pegas- EEX	2.402,27	4,1%
Total	58.532,07	100%

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

2.6. Mercado ibérico del gas.

La CNMC mantiene reuniones con el regulador portugués (ERSE), así como con los gestores técnicos del sistema español (Enagás-GTS), portugués (REN) y el operador de mercado (MIBGAS), para avanzar en la puesta en marcha del mercado organizado en el polo portugués. Cabe destacar que se está trabajando de manera coordinada en:

- Reglas del mercado organizado de gas para la negociación de productos con entrega en el sistema portugués.
- Memorando de Entendimiento entre CNMC y ERSE para la cooperación y coordinación eficaz de la supervisión del Mercado Ibérico de Gas Natural.

2.7. Otros desarrollos en curso en 2020

En diciembre de 2019, la CNMC aprobó la Circular 8/2019 por la que se establecen la metodología y condiciones de acceso y asignación en el sistema de gas natural. La Circular propone un nuevo sistema de gestión conjunta de la capacidad de regasificación y almacenamiento de las plantas de GNL, con el objetivo de simplificar la logística y favorecer el intercambio de GNL entre agentes con independencia de la planta en la que se haya descargado el gas. La propuesta de circular establece que todo el GNL introducido en alguna planta de regasificación se considera ubicado en el tanque virtual de balance del sistema gasista, donde se podrán realizar transacciones comerciales de transferencia de titularidad de GNL. El tanque virtual de balance ha entrado en funcionamiento el 1 de abril de 2020. Esto permitirá favorecer la competencia y la liquidez y en el mercado y la aparición de un hub de GNL en España.

3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

3.1. Producción e importaciones de gas

En 2019, la producción mundial ha aumentado un 3,4%, alcanzando los 3.989 bcm. El aumento de la producción es mayor que la media de los 10 años anteriores (2,4%) y casi dos tercios se deben al incremento de producción en EE.UU.

Los diez mayores productores de gas natural son EE.UU. (921 bcm), Rusia (679 bcm), Irán (244 bcm), Catar (178 bcm), China (178 bcm), Canadá (173 bcm), Australia (154 bcm), Noruega (114 bcm), Arabia Saudí (114 bcm) y Argelia (86 bcm). Cabe destacar el crecimiento de la producción en el último año de EE.UU. (+85 bcm), similar al registrado el año anterior y que fue el mayor crecimiento anual histórico en la producción de gas de un país, de Australia (+23 bcm), de China (+16 bcm) y de Rusia (+10 bcm).

El comercio de gas natural en 2019 sigue creciendo, impulsado por la rápida y continua expansión del GNL. El mayor importador de gas natural a nivel mundial es China.

La producción mundial de GNL aumentó un 12,9% en el año 2019, situándose en 359 millones de toneladas. Los mayores incrementos de producción se producen en Rusia (+18,3 mt), EEUU (+13,8 mt) y Australia (+7,9 mt), y se dirigieron al mercado europeo.

Catar se mantiene como primer exportador mundial de GNL, con 78,3 mt, seguido muy de cerca por Australia con 76,5 mt. En junio de 2019 se puso en marcha la planta de GNL Prelude, diseñada para producir 3,6 mt anuales de GNL. Con ello, Australia alcanza una capacidad nominal de licuación de 87 mtpa, superando la capacidad nominal de Qatar (77,5 mtpa). En noviembre de 2019, Qatar Petroleum anunció la construcción de otros dos mega trenes, que incrementarían la capacidad de producción de GNL de Qatar en un 64%, hasta 126 mt en 2027.

También crece la capacidad de licuación en EEUU en 2019, con la puesta en funcionamiento de la terminal de Cameron LNG en Luisiana, la ampliación de Corpus Christi en Tejas. A finales de 2019, EEUU contaba ya con una capacidad nominal de 38,4 Mtpa y se sitúa como tercer productor mundial de GNL. Además, se prevé que durante 2020 se pongan en funcionamiento nuevos trenes de licuefacción en Cameron y Freeport.

El incremento de la producción de Rusia procede de la planta de Yamal, puesta en funcionamiento a finales de 2018.

Por otra parte, también aumentó la producción de Egipto y Trinidad, por la mayor disponibilidad de gas para licuación. Argentina comenzó a exportar GNL desde la unidad flotante de producción de GNL Tango FLNG, aumentando el número de países exportadores de GNL.

En relación con los países importadores de GNL, la demanda de GNL en Japón disminuyó con el aumento de los niveles de generación eléctrica con plantas nucleares tras el accidente de Fukushima y el despliegue de las renovables, pero continúa siendo el primer importador mundial de GNL. En China, la producción de gas ha ido aumentando y desde finales de 2019 el nuevo gasoducto para importar gas desde Rusia (Power of Siberia) introduce nuevas presiones sobre las importaciones de GNL. Adicionalmente, las importaciones de GNL en China se enfrentan a un obstáculo por la elevada utilización de la regasificación de las terminales de GNL y la limitada conexión de estas instalaciones para llevar gas al consumidor final. También disminuyó el consumo de GNL en Corea del Sur, con lo que el porcentaje de consumo de GNL en los principales países consumidores asiáticos, incluyendo Japón, China Taiwán y Corea del Sur, bajó del 62% al 55%, sobre el consumo mundial de GNL en 2019.

En Europa, continúa aumentando la dependencia de las importaciones de gas para compensar el descenso de la producción interna. Las importaciones de gas en 2019 crecieron un 8% respecto a 2018, hasta alcanzar 398 bcm.

De estas importaciones, el 27% fueron en forma de GNL y supusieron un total de 108 bcm, un 75% más que en el año anterior y la cifra más alta de la historia. Los principales países importadores en Europa en 2019 fueron España (22,4 bcm), Francia (22,1 bcm), el Reino Unido (18 bcm) e Italia (13,5 bcm). El aumento de las importaciones europeas de GNL se vio favorecido por la disminución de la demanda de GNL en muchos mercados asiáticos en medio de un escenario de creciente oferta mundial de GNL.

La producción interna de la Unión Europea, que supone solamente el 22,6% del consumo, cayó un 9% en el último año, hasta 109 bcm habiendo disminuido la producción de gas de los principales productores, que incluyen Países Bajos, Rumanía y Reino Unido. Se prevé un aumento mayor de la dependencia de importaciones externas con la salida del Reino Unido de la UE. Rusia continúa siendo el principal proveedor a Europa aumentando su cuota al 46%, con un papel creciente en el suministro de GNL, seguido de Noruega (29%) y otras fuentes de GNL (17%). Las importaciones por gasoducto provenientes de Argelia cayeron un 36%, mientras que las de Libia aumentaron un 28%. El principal suministrador de GNL a Europa en 2019 fue Qatar, con 30 bcm, seguido de Rusia (21 bcm) y Estados Unidos (17 bcm); estas tres fuentes suman el 80% del incremento de importaciones de GNL en Europa en 2019.

En Europa la demanda de gas natural en 2019 fue de 482 bcm, un 2,1% superior a la del año anterior, debido principalmente a un aumento del consumo de gas para generación eléctrica en el segundo y tercer trimestre, suministrado con producción interna e importaciones netas; a finales de 2019 los almacenamientos de gas en Europa se encontraron al 80%, el nivel más alto de los últimos 8 años.

En 2019, el tránsito de gas a través de Ucrania representó el 46% del total de las importaciones por gasoducto de Rusia. En diciembre de 2019, la UE, Ucrania y Rusia alcanzaron un acuerdo sobre el futuro de las importaciones de gas de Rusia a través de Ucrania y posteriormente, en el mismo mes, Ucrania y Rusia cerraron un paquete de acuerdos entre los que figuran los volúmenes de tránsito a través de Ucrania para el periodo 2020-2024.

3.2. Niveles de precios

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

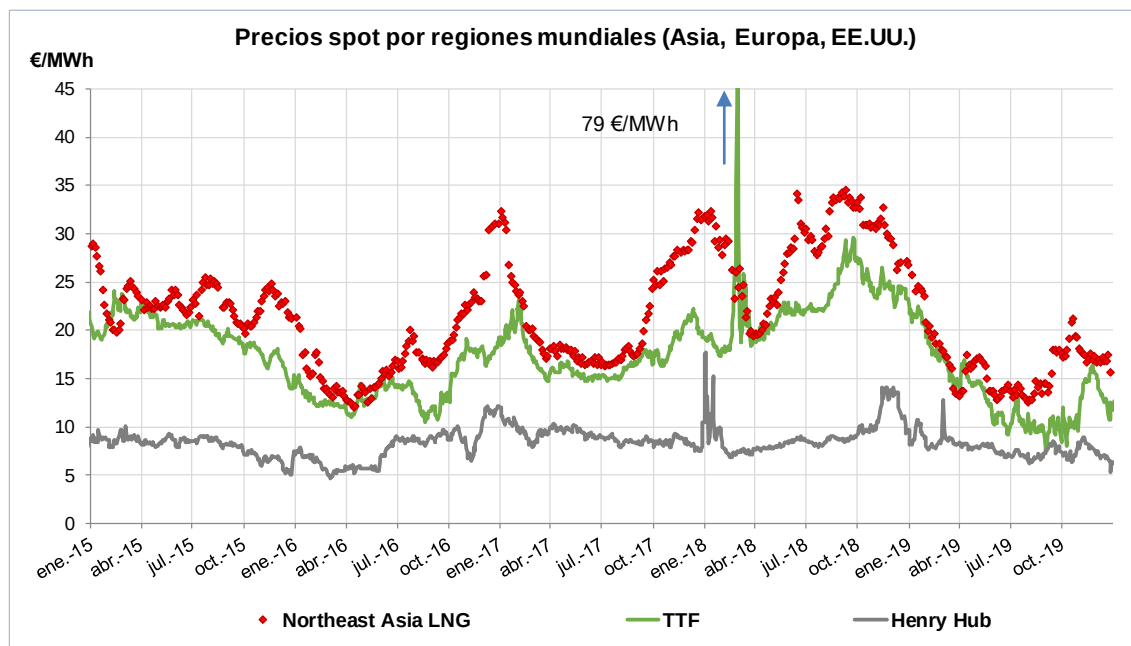
En el último año, los precios entre Europa y Asia se mantuvieron alineados en un contexto de mercados mundiales de GNL bien abastecidos, lo que ha sido una de las principales causas del incremento de GNL a Europa.

El precio del gas natural en EE.UU. se sitúa en 2019 entre los 5,4 y los 12,8 €/MWh, generalmente por debajo que el del resto de los mercados, por los incrementos de la producción autóctona de gas no convencional, excepto en el mes de septiembre en el que el diferencial entre el TTF y el Henry hub se redujo a menos de 1 €/MWh e incluso, el día 4 de septiembre, el TTF se situó por debajo del Henry Hub. Cabe destacar que en 2019 EE.UU. exportó unos 28 bcm de GNL, un 65% más que en 2017.

La generalización del uso del GNL como herramienta para cubrir las puntas de demanda invernales, tanto en Europa como en Asia, hace que en los inviernos el precio del GNL spot aumente considerablemente, en comparación con el periodo estival, pudiendo alcanzar puntas elevadas (superiores a 30 €/MWh) en los momentos mayor demanda invernal. Sin embargo, este efecto no se ha producido en los dos últimos inviernos, gracias a los importantes incrementos en la producción de GNL mundial, que además han reducido el diferencial de precios entre Asia y Europa.

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

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



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

En 2019, 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

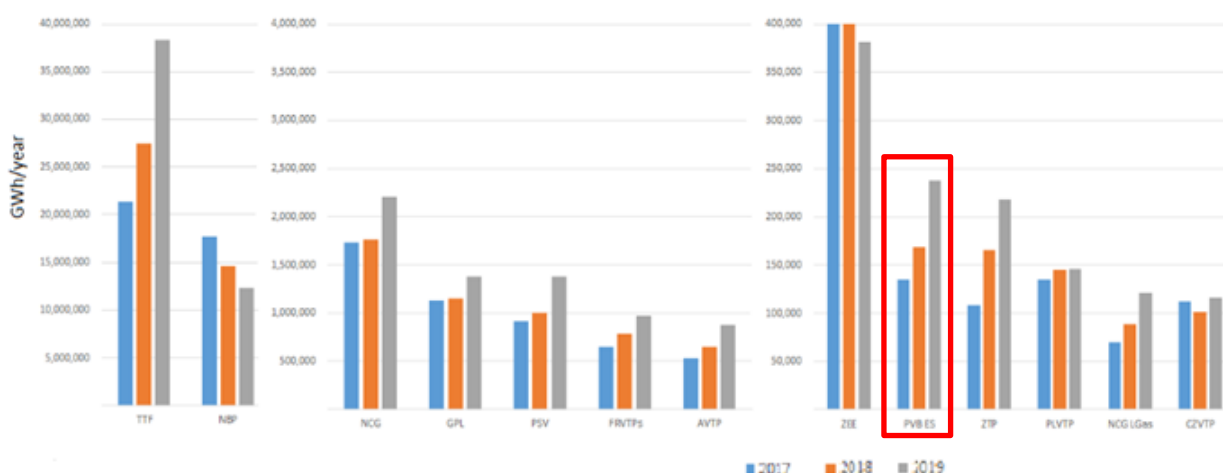
Unido, el precio promedio anual en 2019 estuvo alrededor de los 13,5 €/MWh, un 41% inferior al precio de 2018, debido fundamentalmente a la sobreoferta de GNL a nivel mundial. Los mayores precios, en el entorno de los 22-23 €/MWh se registraron en enero de 2019, y los precios mínimos se registraron a comienzos de septiembre, con mínimos en torno a 7 €/MWh, llegando a marcar precio por debajo del Henry Hub el día 4 de septiembre. A finales de noviembre los precios repuntaron hasta valores próximos a 17 €/MWh.

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

En 2019 el volumen negociado aumentó en la mayoría de los mercados europeos, a excepción del NBP y Zeebrugge. En los últimos años el liderazgo se ha desplazado del NBP al TTF, en parte por los efectos del Brexit y la preferencia por la negociación del gas en euros. El TTF se sitúa ya como el principal hub europeo y el más líquido, con un volumen que triplica el negociado en el NBP, el segundo mercado europeo por volumen de negociación.

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 ².

Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos



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

En el año 2019, el mayor crecimiento se produjo en el TTF, cuyo volumen de negociación se incrementó un 40%, alcanzando un volumen de negociación de 38.620 TWh.

Por el contrario, la negociación en el NBP ha ido disminuyendo desde 2015 hasta un volumen de negociación por debajo de 13.000 TWh en el año 2019.

En términos generales, el volumen negociado en los mercados de gas europeos en el período 2012—2019 es ascendente en la mayoría de los mercados, debido a una creciente preferencia de los comercializadores por el aprovisionamiento a

² En el caso de España, no incluye las transacciones bilaterales sin intervención de un bróker.

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 y la implementación del reglamento europeo de balance.

4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL

El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. La producción de gas propia (1.455 GWh en 2019), en su mayoría procedente del reciente yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,35% del aprovisionamiento de gas.

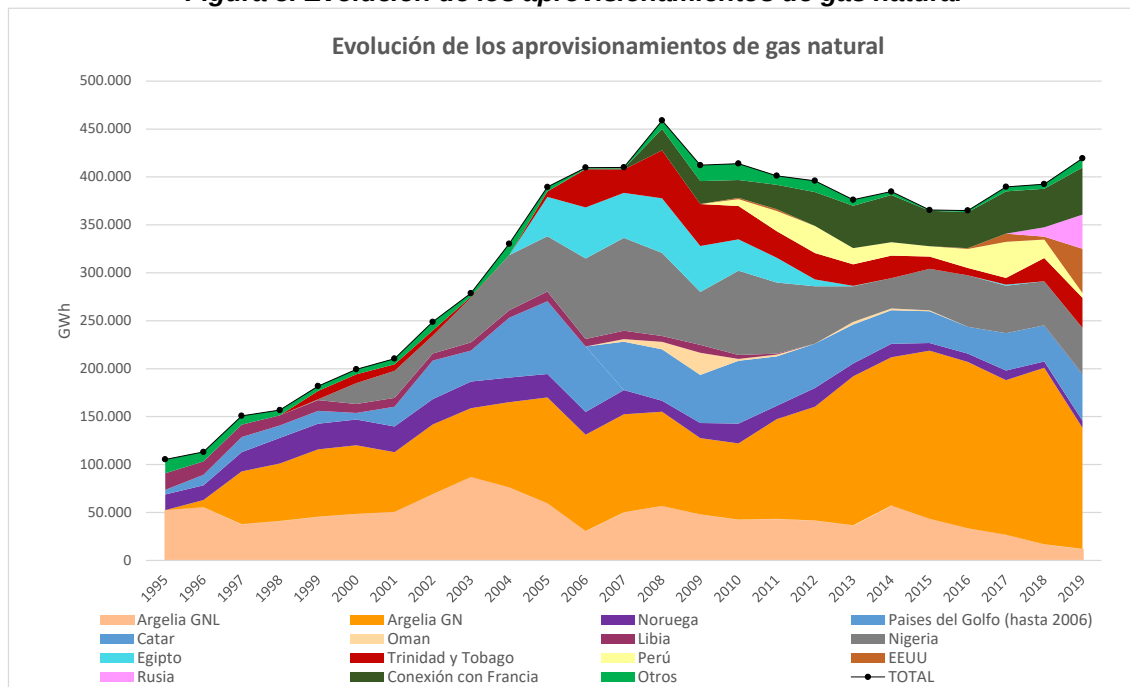
A lo largo del año 2019, el mercado español se abasteció de un conjunto de quince países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 33,0%. A continuación, se encuentran Catar (11,7%), Nigeria (11,4%), EE.UU. (11,0%) y Rusia (8,5%).

Las importaciones por gasoducto representaron un 42,9% de las importaciones totales, procediendo en un 71% de Argelia y en un 29% de la interconexión con Francia, y las importaciones brutas de GNL representaron un 57,1% del aprovisionamiento.

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

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

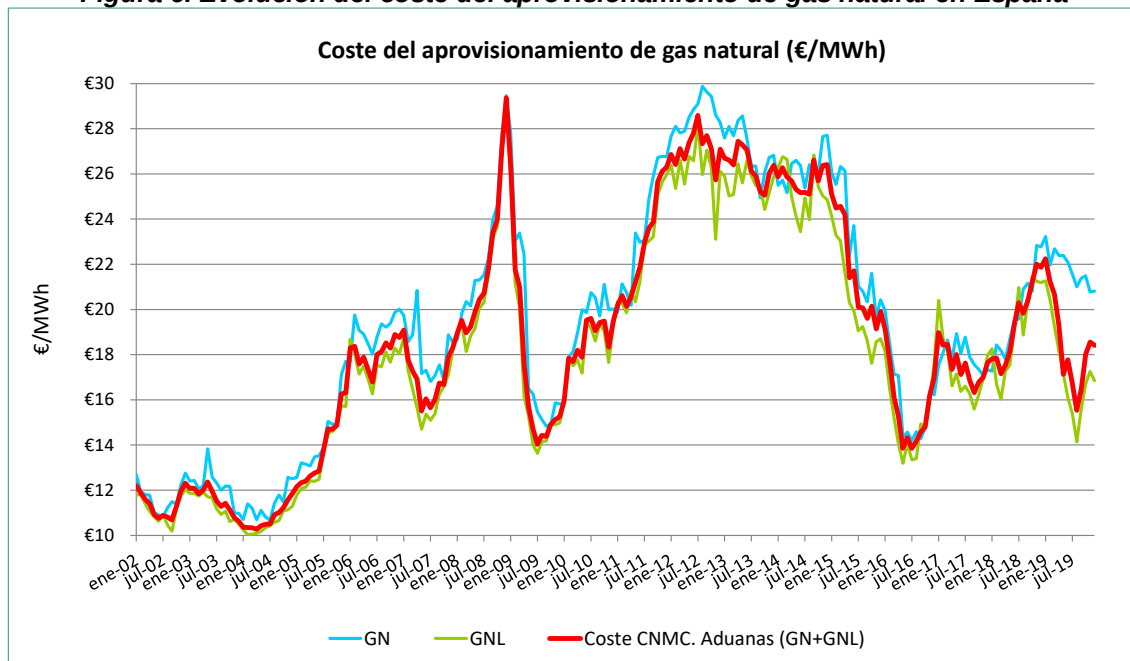
Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural



Fuente: CNMC

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

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



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNMC

El coste medio de las importaciones de gas en España durante 2019 descendió un 5% respecto a 2018, al promediar 18,51 €/MWh respecto a los 19,45 €/MWh en 2018. El aprovisionamiento por GNL se muestra más barato que el gas

importado por gasoducto durante todo el año, con diferencias superiores a los 3 €/MWh a partir de marzo.

La disminución de la demanda de gas desde su máximo histórico en 2008, hace que el sistema gasista español tenga un exceso de capacidad, principalmente en las plantas de regasificación.

Por el contrario, los gasoductos de conexión con Argelia y las conexiones internacionales con Francia muestran unos niveles de utilización elevados, en sentido de importación hacia España. Resulta destacable que, desde noviembre de 2015, la capacidad de interconexión con Francia se ha incrementado hasta los 225 GWh/día, con carácter bidireccional, si bien en el lado francés parte de esta capacidad es interrumpible en sentido importación a España.

En la conexión con Portugal, el flujo dominante es en sentido hacia Portugal, si bien en el primer trimestre de 2019 el flujo tuvo sentido importación hacia España.

La demanda total en España durante 2019 aumentó un 14,0% respecto a 2018, hasta los 398 TWh. Con este aumento, la demanda todavía se encuentra lejos de los niveles máximos alcanzados en el año 2008 (449 TWh).

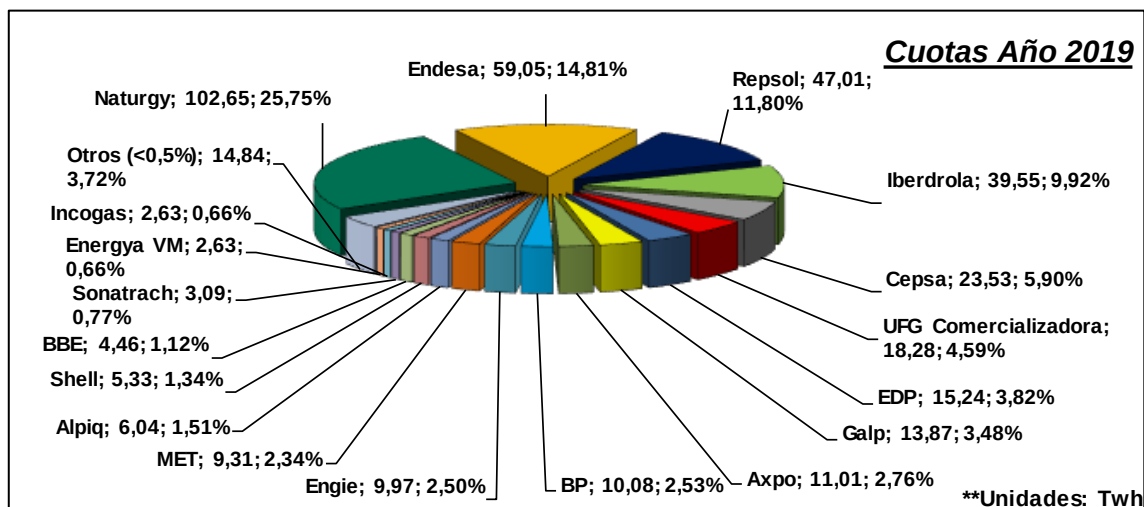
En el año 2019, la demanda convencional fue de 286,9 TWh, con un descenso del 0,2% respecto a 2018, y la del sector eléctrico de 111,3 TWh (+79,9%).

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

En relación con el **mercado minorista** integrado por las ventas a consumidores finales, entre los años 2010 y 2019, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales de 30 a 94.

En 2019, los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado fueron Naturgy (25,75%), Endesa (14,81%), Repsol (11,80%), Iberdrola (9,92%), Cepsa (5,90%) y UFG Comercializadora (4,59%). Otros grupos empresariales suman en conjunto el 27,23% restante del mercado de gas en España.

Figura 7. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2019



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, o bien para adaptarse a las variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos.

En este mercado también se van incorporando otras empresas con perfil de traders internacionales, sin vocación de realizar ventas a consumidores finales en España. La actividad de las empresas de trading en el mercado español se ve limitada por la poca conectividad y lejanía del mercado español de los hubs europeos con mayor actividad, así como por los elevados valores de los peajes de la interconexión con Francia lo que limita las posibilidades de arbitraje entre mercados³. Por otra parte, la existencia de capacidad de acceso en las plantas de GNL facilita la entrada de comercializadores mayoristas que operan en el mercado mundial del GNL.

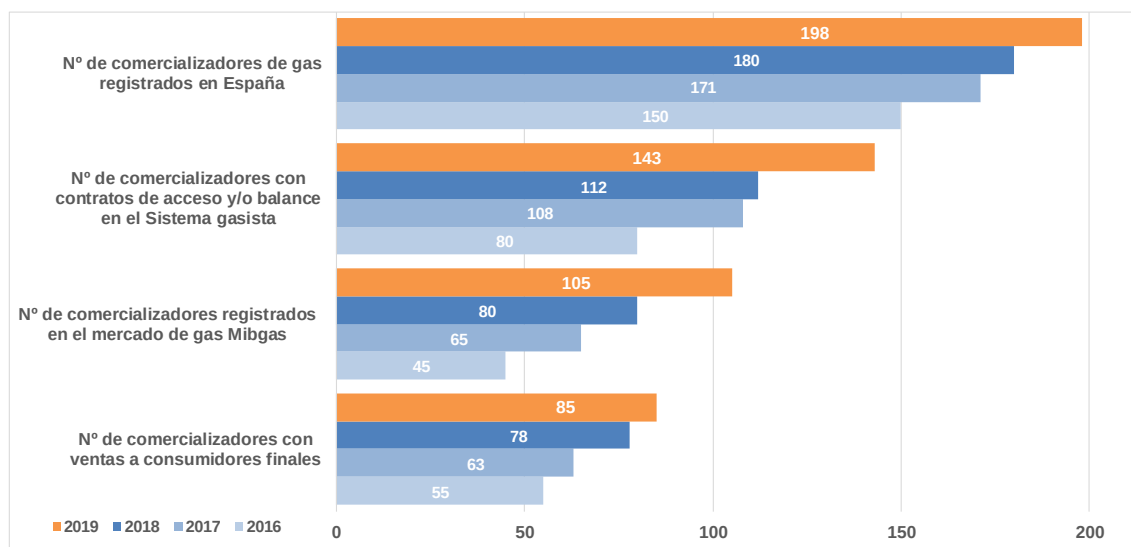
Adicionalmente, se está produciendo la entrada de nuevos comercializadores de pequeño tamaño, que concentran su actividad en la venta de gas a distintos segmentos del mercado minorista, realizando sus compras de gas directamente en el mercado mayorista español, sin acudir al mercado internacional de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

Aunque el número de comercializadores registrados alcanza los 198, 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,

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

era de 143 a finales de 2019. Además, MIBGAS alcanzó en julio la cifra de 100 agentes, finalizando el año con 105 y con 30 agentes en MIBGAS Derivatives.

Figura 8. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-19



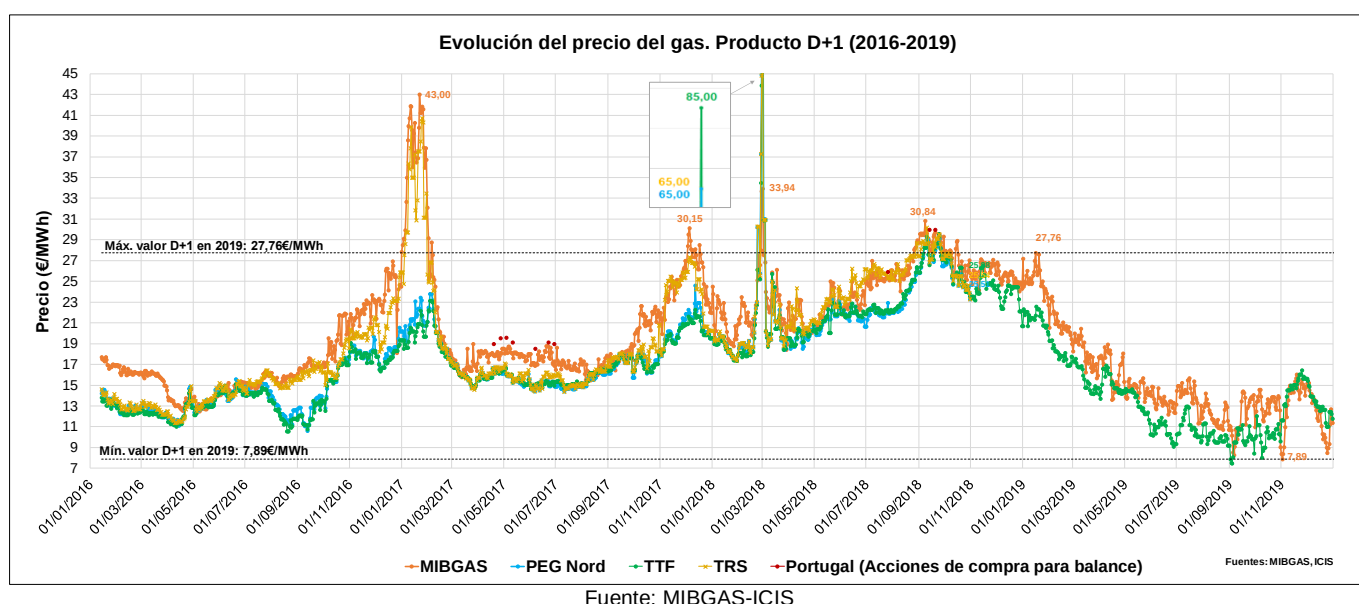
Fuente: CNMC

5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

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

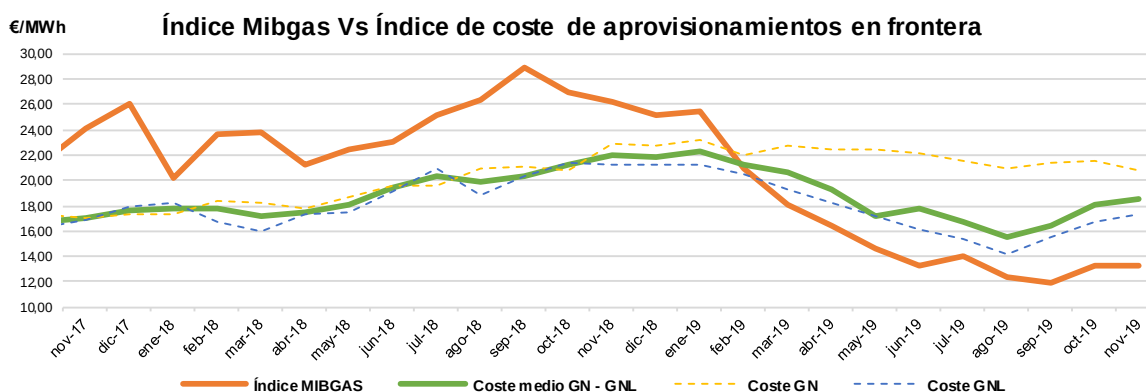
Durante todo el año 2019, el precio spot de gas presenta una tendencia bajista, comenzando en enero en el entorno de 20-25 €/MWh, y finalizando el último trimestre del año en mínimos históricos, entre 8-14 €/MWh.

En promedio ponderado, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2018 fue de **15,27 €/MWh**. Esto supone una caída en el precio medio anual del 38% respecto a su valor de 2018 que fue de 24,66 €/MWh.



El precio del producto diario máximo en 2019 fue de 27,76 €/MWh el 16 de enero. El 2 de noviembre de 2019 MIBGAS marcó un precio mínimo de 7,89 €/MWh, el más bajo desde el inicio de la negociación en el mercado organizado español.

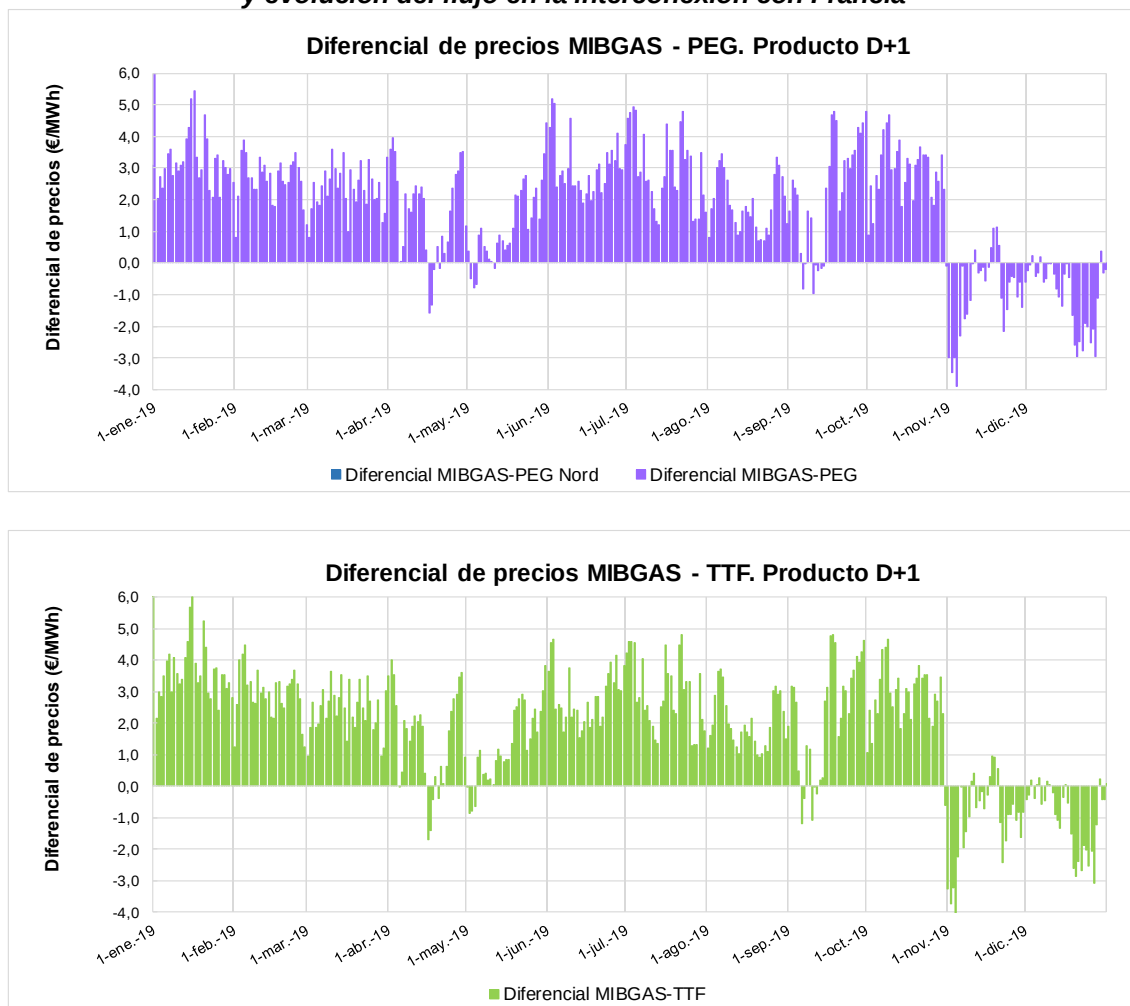
La comparativa del precio spot con los precios de importación de gas muestra que el precio del mercado spot se mantuvo, desde febrero de 2019, por debajo de los precios de importación.

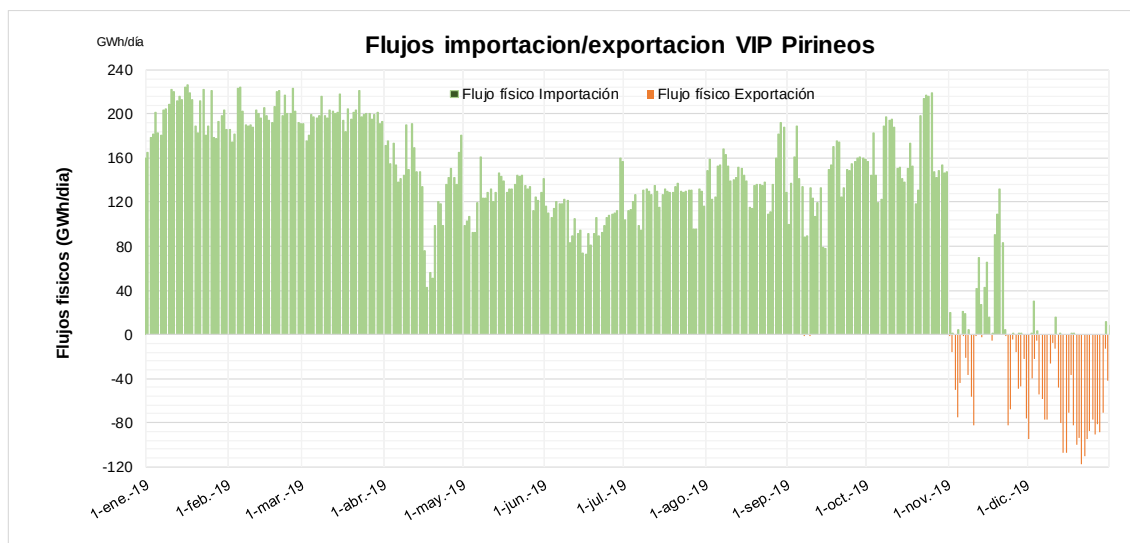


5.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos

Durante los tres primeros trimestres del año, el mercado español tuvo un diferencial de precios entre 2 y 5 €/MWh superior a los mercados europeos (Francia, Holanda). En el último trimestre del año, se invierte la situación y el precio en España se sitúa por debajo del precio de Francia, llegando a registrar un diferencial máximo de 3,88€/MWh. Como consecuencia de esta situación de precios, se invirtió el flujo de gas natural en la interconexión francesa resultando un saldo exportador de 21 GWh en noviembre y 2.026 GWh en diciembre.

Figura 9. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG Nord/PEG, TRS y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia





Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

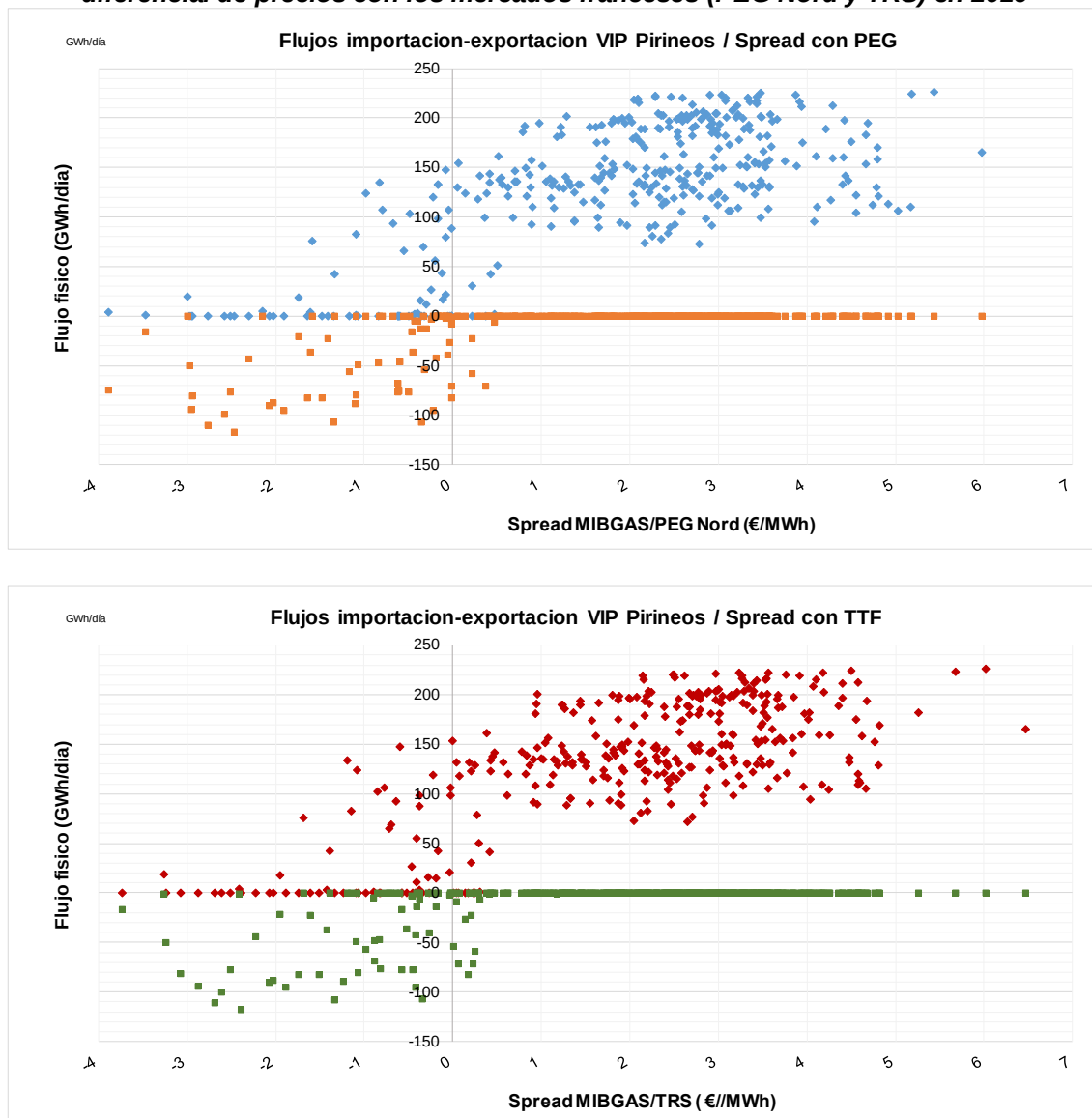
Si se observa el diferencial de precios con el mercado de Francia (TRS), durante el primer trimestre, el mercado español se sitúa entre 2 y 3 €/MWh por encima. Por ello, el flujo en la interconexión es alto en dirección a España durante el invierno.

En el periodo entre abril y mayo, el precio spot en España se sitúa ligeramente por encima del PEG durante varias semanas, lo que reduce notablemente el flujo de gas hacia España (de unos 200 GWh/día a unos 120 GWh/día e incluso menos), y a pesar de ello no se llega a invertir el flujo de la interconexión.

A partir de junio, el precio del MIBGAS vuelve a situarse claramente por encima del PEG, con diferenciales entre 1 y 5 €/MWh, y el flujo de importación de gas vuelve a incrementarse hacia los 160 GWh/día a finales de octubre. Entre noviembre y diciembre 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.

Las correlaciones de precios y flujos de gas entre el mercado MIBGAS y el PEG Nord/TRS hasta finales de diciembre de 2019 se muestran en las siguientes gráficas, donde se puede observar la situación especial de finales de año, ya que se refleja un alto número de casos en los que hay un diferencial de precios negativo y se produce un flujo físico hacia Francia, debido al menor precio del mercado español.

Figura 10. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con los mercados franceses (PEG Nord y TRS) en 2019



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

5.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1

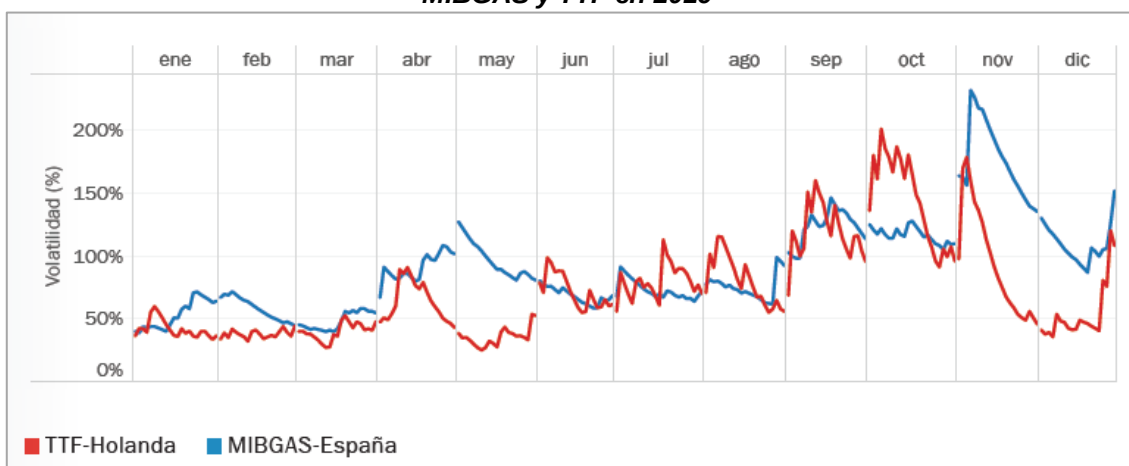
La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS⁴ se mantuvo en niveles similares o moderadamente por encima de la volatilidad de otros mercados de gas europeos durante la mayor parte del año 2019. En concreto, la volatilidad promedio anual de MIBGAS fue del 91%, superior a la del TTF, cuya volatilidad

⁴ La metodología empleada para el cálculo de la volatilidad diaria anualizada es la de la media móvil de los rendimientos de los precios en los últimos 30 días laborales, excluyendo los fines de semana y festivos (método de Garch).

fue del 73%. En este año, la volatilidad media ha aumentado respecto a 2018, cuando fue del 63%.

Entre los meses de enero y mayo, la volatilidad de MIBGAS fue superior a la del TTF; mientras que en los meses de verano (junio-septiembre), fue muy similar en ambos mercados. Por su parte los cambios en la volatilidad durante el cuarto trimestre del año fueron bastante bruscos, destacando el pico mostrado a principios de noviembre.

Figura 11. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los mercados MIBGAS y TTF en 2019



Fuente MIBGAS, ICE, GME y EEX

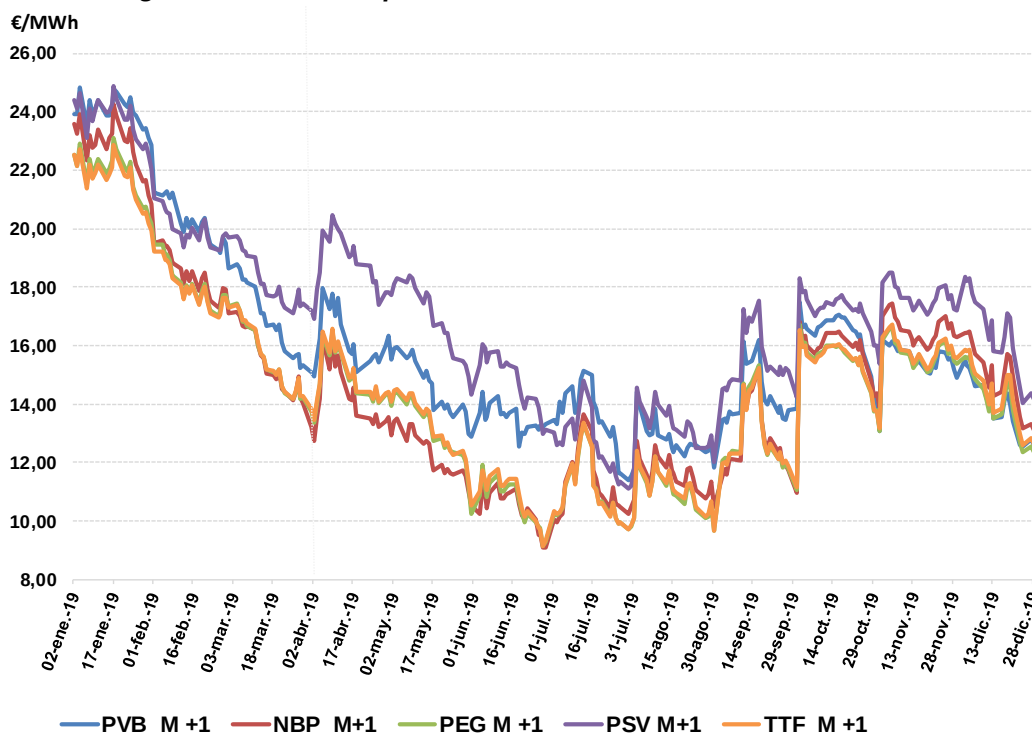
5.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos

El precio del producto mensual (M+1) en MIBGAS presenta un comportamiento muy similar al de los principales mercados europeos (TTF, NBP o PEG), aunque con un diferencial medio anual de 1,44 €/MWh.

Durante el año 2019, se ha producido una gran variación de precios, particularmente durante el primer y último trimestre del año. A principios de 2019, el producto mensual (M+1) se negociaba por encima de los 23 €/MWh a finales del primer trimestre de 2019 llegando a cotizar entorno a los 12 €/MWh a finales de diciembre.

La evolución de los precios MIBGAS respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2019 se presenta en la siguiente gráfica:

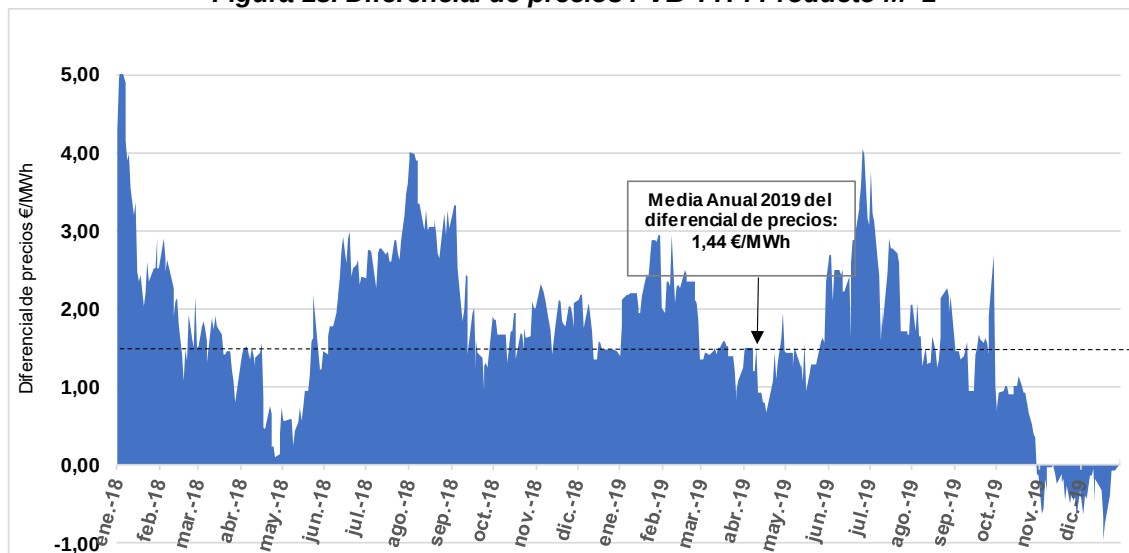
Figura 12. Evolución precios MIBGAS –Otros mercados: Producto M+1



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 13. 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 2019, se observa que el mismo presenta su máximo valor en el mes de junio mientras que en los meses de noviembre y diciembre se llega a alcanzar valores negativos. En el periodo de enero a octubre de 2019 se alcanza un valor medio de 1,78 €/MWh y para los meses de noviembre y diciembre de -0,31 €/MWh.

En el conjunto de 2019, el diferencial de precios del Mibgas con el TTF para el producto M+1 se sitúa en una media anual de 1,44 €/MWh.

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

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

Durante el año 2019 se produjo en toda Europa, una alta variación de precio en la curva de futuros, particularmente durante el primer y último trimestre del año.

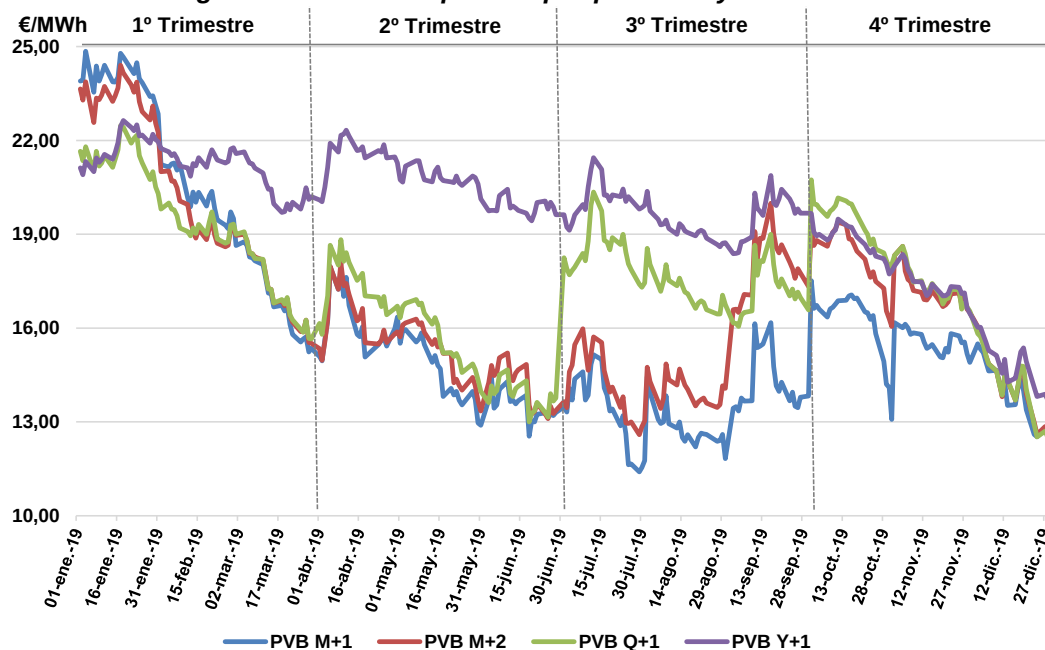
A principios de 2019, los productos mensual M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 alcanzaron sus precios más altos, aunque no superando en ningún caso los 24,40 €/MWh, el producto mensual y los 22,64 €/MWh los otros dos productos. Sin embargo, a finales del primer trimestre de 2019 ninguno cotizaba por encima de los 15,6 €/MWh. De nuevo, al igual que lo observado a nivel europeo, el tercer trimestre fue un periodo de estabilidad en las curvas, las cuales preveían una recuperación del precio.

En el último trimestre los precios volvieron a descender. Si el día 1 de octubre de 2019 los productos mensual M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 se negociaban a un precio que no superaban ninguno de ellos los 21 €/MWh, estos productos acabarían el año con unos precios que no superan los 13 €/MWh.

Además, si comparamos la evolución de los precios en el PVB de los productos mensuales M+1, M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 durante el año 2018 y 2019 podemos observar cómo estos se han mantenido por debajo de los precios alcanzados en 2018.

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 2019 puede observarse en la siguiente gráfica.

Figura 14. Evolución precios por producto y mes en el PVB



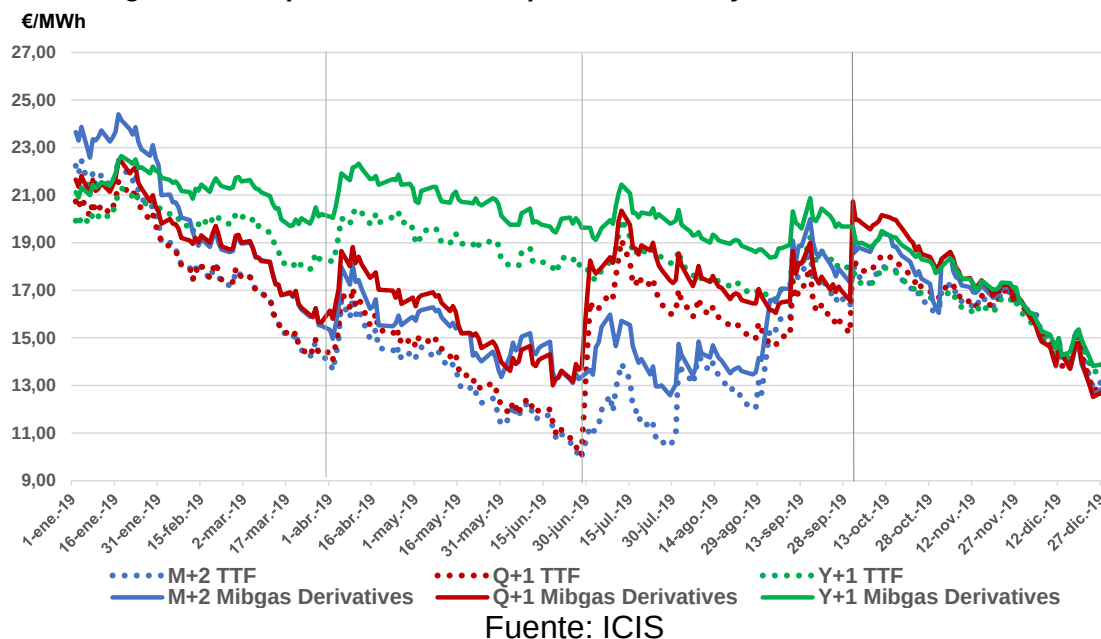
Fuente: ICIS-MIBGAS

5.2.1 Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF

Al igual que ocurre con el producto diario, los precios de los productos futuros con entrega en el PVB español muestran una evolución similar al de los principales mercados europeos, con un diferencial de precios positivo la mayor parte del año 2019 salvo los 2 últimos meses del año en que los precios se igualan.

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 15. Comparativa evolución precios en PVB y TTF: año 2019

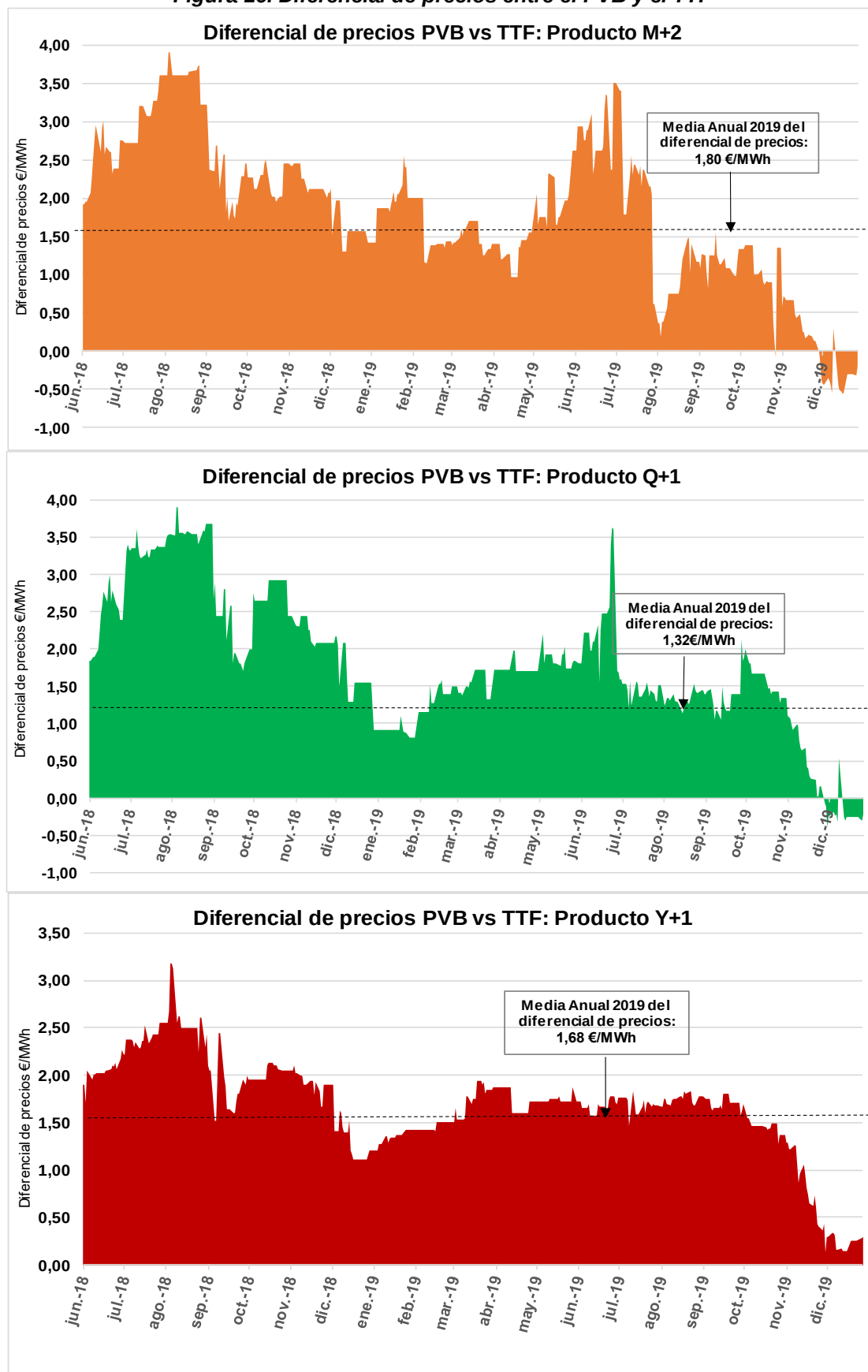


En junio, el diferencial medio entre el TTF y el mercado español se sitúa en su nivel más alto para el producto mensual M+2 y trimestral Q+1 llegando a alcanzar los 3,5 y 2,6 €/MWh, respectivamente. En el caso del producto anual (Y+1) alcanza un nivel medio de 1,7 €/MWh.

Debe indicarse que aunque en todos los trimestres la correlación de los productos mensual M+2 y trimestral Q+1 es muy alta, se observa como esta correlación cambia en el cuarto trimestre siendo el precio de MIBGAS más barato que el TTF en diciembre.

En este sentido, los dos últimos meses del año el diferencial de precios se reduce, llegando a alcanzar diferenciales medios negativos de -0,35 y -0,2 €/MWh en el mes de diciembre en el caso de los productos mensual M+2 y trimestral Q+1, respectivamente.

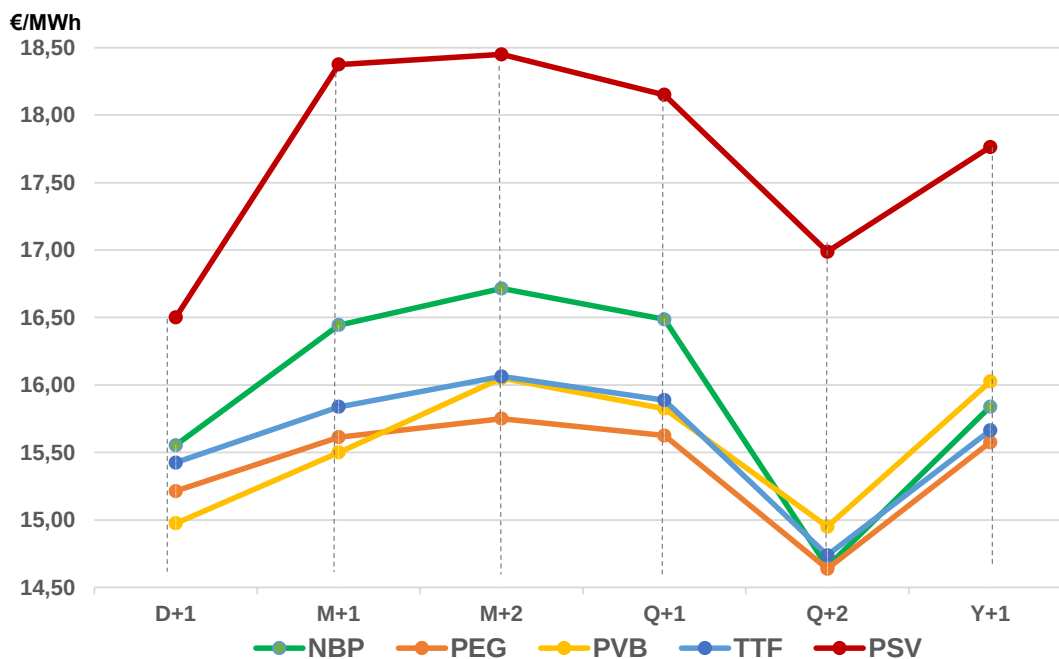
Figura 16. Diferencial de precios entre el PVB y el TTF



Fuente: ICIS

A principios de diciembre de 2019, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa mostraba que los precios de futuros se encontraban ligeramente por encima del mercado spot, con el Q+2 prácticamente al mismo nivel.

Figura 17. Curva de precios de futuros en la primera semana de diciembre de 2019 en los principales mercados europeos



Fuente: ICIS

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

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

En el caso del **mercado OTC**, el volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2019 asciende a un total de 717,78 TWh (incluyendo la negociación en el PVB y en las plantas de GNL), lo que supone un 180% de la demanda en dicho periodo (398,2 TWh).

Mientras que el volumen negociado aumenta en casi un 44% (+219,6 TWh), el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 28,5%, pasando de 194.076 operaciones en el año 2018, a 249.472 operaciones acumuladas en diciembre de 2019, lo que supone una media de unas 20.800 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 114.

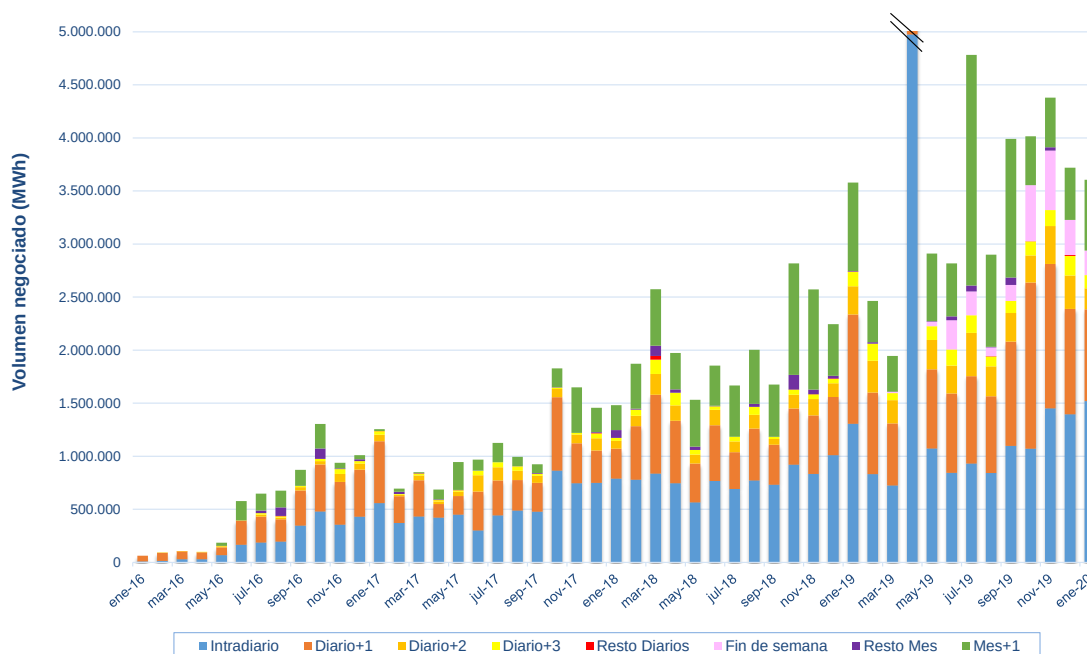
Por otra parte, en el conjunto de 2019, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y Mibgas Derivatives** en PVB alcanzó los 55.896 GWh frente

a los 26.259 GWh del año anterior, lo que supone un aumento del 113% del volumen de negociación, y alrededor del 14% de la demanda de gas del año.

En el mercado spot MIBGAS se negociaron 48.270 GWh en PVB, frente a los 24.261 GWh del año anterior lo que supone que el volumen de negociación prácticamente se duplicó (+99%).

La figura 15 presenta la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde su constitución en 2016. El gráfico muestra el rápido incremento del volumen negociado en MIBGAS.

Figura 18. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2019)



Fuente: CNMC

Nota: Abril de 2019 fue el mes con mayor volumen negociado en el año, debido a un pico de operaciones entre comercializadores alcanzándose un volumen total de 10.771.229 MWh.

Por su parte, el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, registró 7.626 GWh, lo que supone un aumento de 5.628 GWh frente al año 2018 (+282%) donde se habían negociado 1.997,57 GWh.

El 11 de junio de 2019 comenzó la negociación en MIBGAS Derivatives de productos de GNL en los tanques de cada una de las seis plantas de regasificación españolas (diario e intradiario).

La primera transacción de producto intradiario de GNL (con entrega en el mismo día) se realizó el 13 de junio de 2019 en la planta de regasificación de Barcelona, por un volumen de 100 MWh y con un precio de 13 €/MWh. Durante 2019 se registró un volumen de transacciones de 560 MWh correspondientes a un total

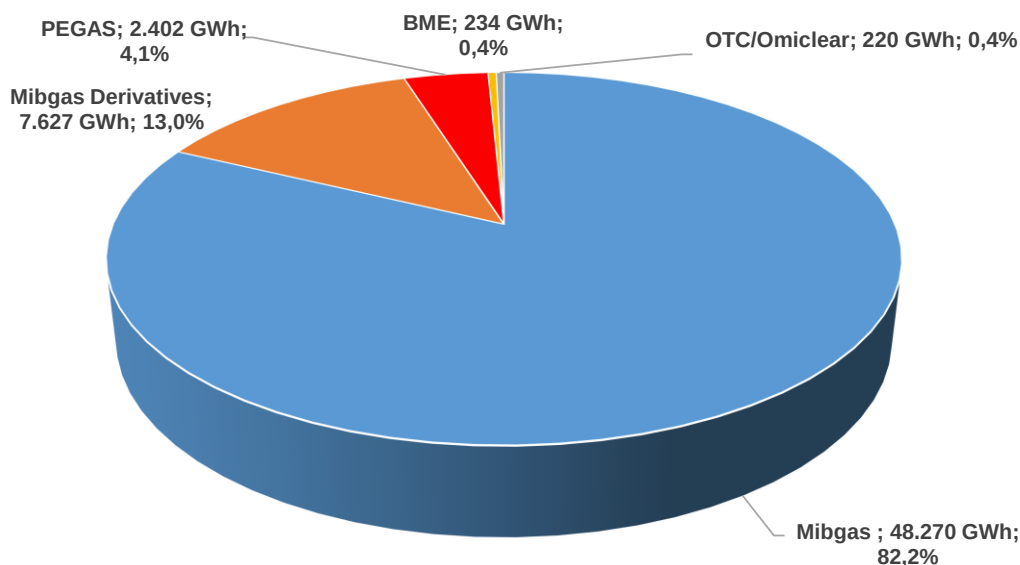
de siete transacciones de las cuales 6 corresponden a la planta de regasificación de Barcelona y una a la planta de Reganosa.

El 31 de marzo de 2020 se inicia en MIBGAS Derivatives la negociación de productos spot de GNL en un único tanque virtual (TVB).

Por otro lado, en el mes de junio de 2019, **Powernext** a través de su plataforma **PEGAS** 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. La primera transacción se realizó el 19 de junio de 2019 y durante 2019 se registró un volumen de transacciones de 2.402 GWh.

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones registradas a través de las plataformas de registro y compensación de **BME** (234 GWh) y **OMIP-Omiclear** (220 GWh).

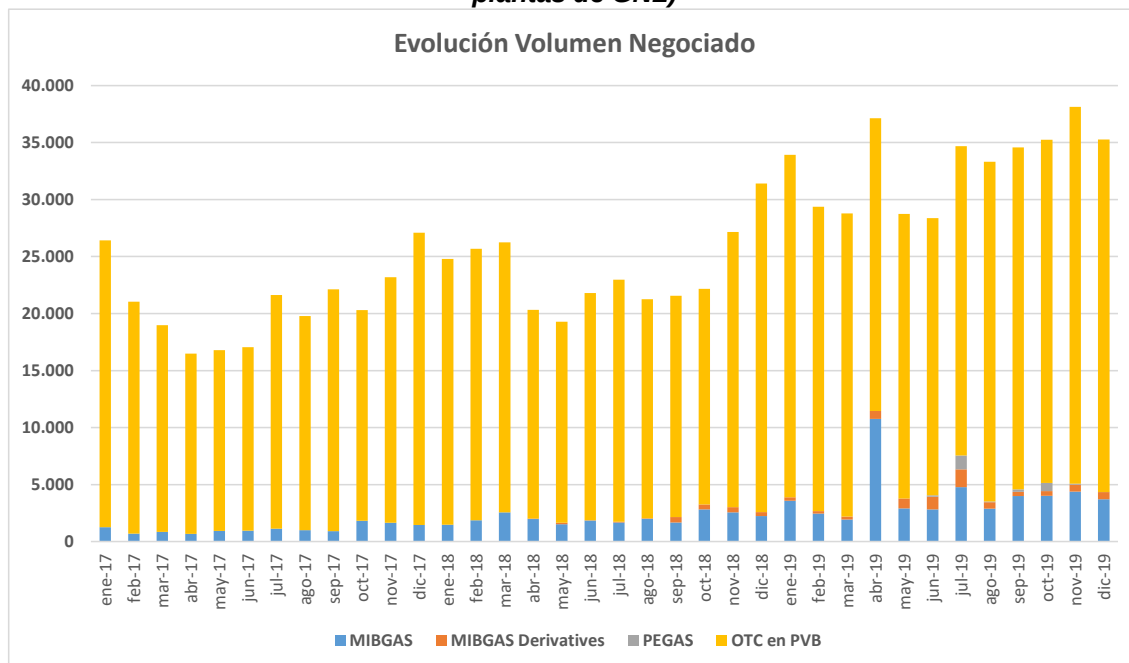
Figura 19. Evolución del volumen negociado plataformas de negociación y registro durante 2019



Fuente: CNMC

Si consideramos únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB** (sin contar la negociación en las plantas de GNL), el total negociado en 2019 ascendió a 397.735 GWh lo que supone un incremento del 39,04% respecto al volumen negociado en 2018 (286.044 GWh).

Figura 20. Evolución volumen negociado en el PVB (excluida la negociación en las plantas de GNL)



Fuente: MIBGAS, ENAGAS y PEGAS

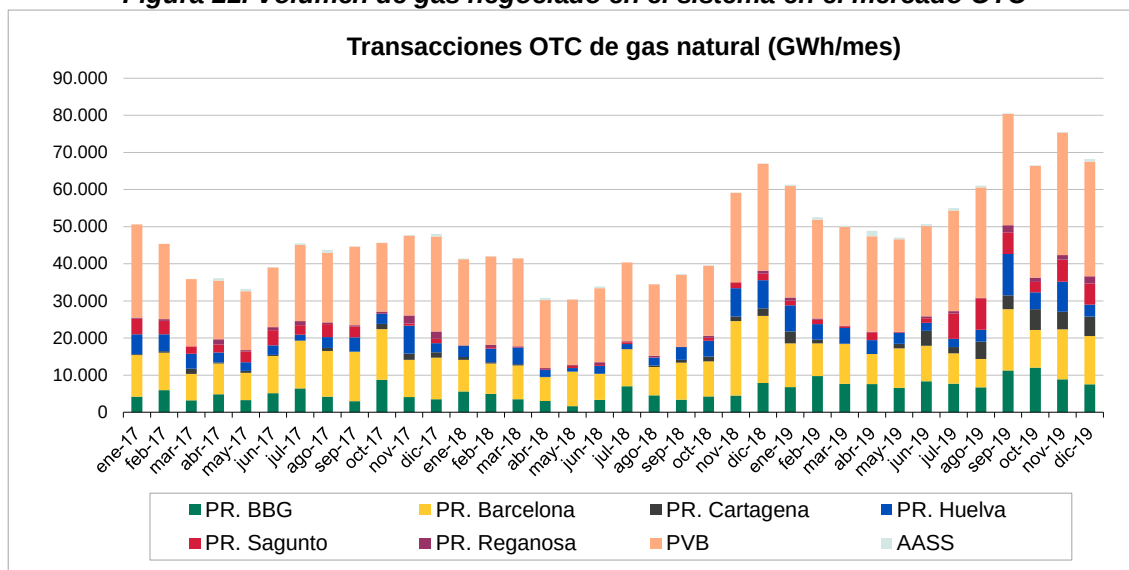
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

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

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2019 ascendió a un total de 717,78 TWh, un 44,1% superior al volumen negociado durante 2018. De ellos 372,4 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 51,9%), 339,2 TWh en el punto de balance la red de transporte (el 47,3%), y 6,15 TWh en los almacenamientos (el 0,8%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2017:

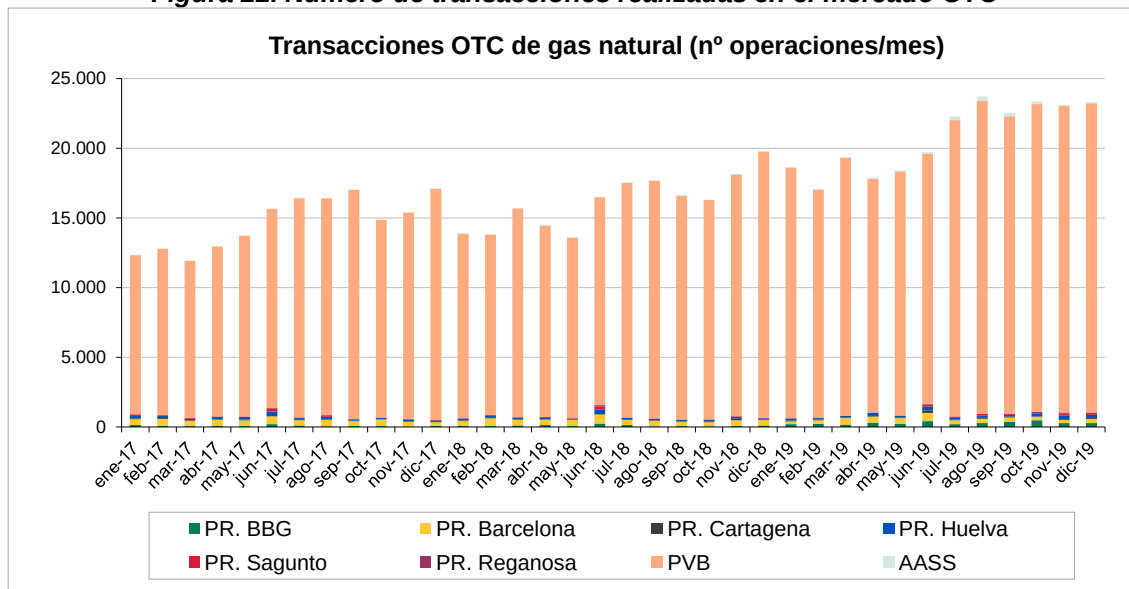
Figura 21. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2019 fue de 249.472 operaciones, lo que supuso un aumento del 28,5% respecto al año 2018. De estas transacciones se realizaron 11.474 en las plantas (el 4,6%), 236.404 en la red de transporte (el 94,8%), y 1.594 en los almacenamientos (el 0,6%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2017 y 2019.

Figura 22. 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.

Sin embargo, en 2019, el importante incremento de las importaciones de GNL en España ha provocado un aumento de descargas en la mayoría de las plantas del sistema, que tiene también su reflejo en el incremento de las transacciones en el mercado OTC de GNL, especialmente en las plantas de Bilbao, Sagunto y Cartagena.

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

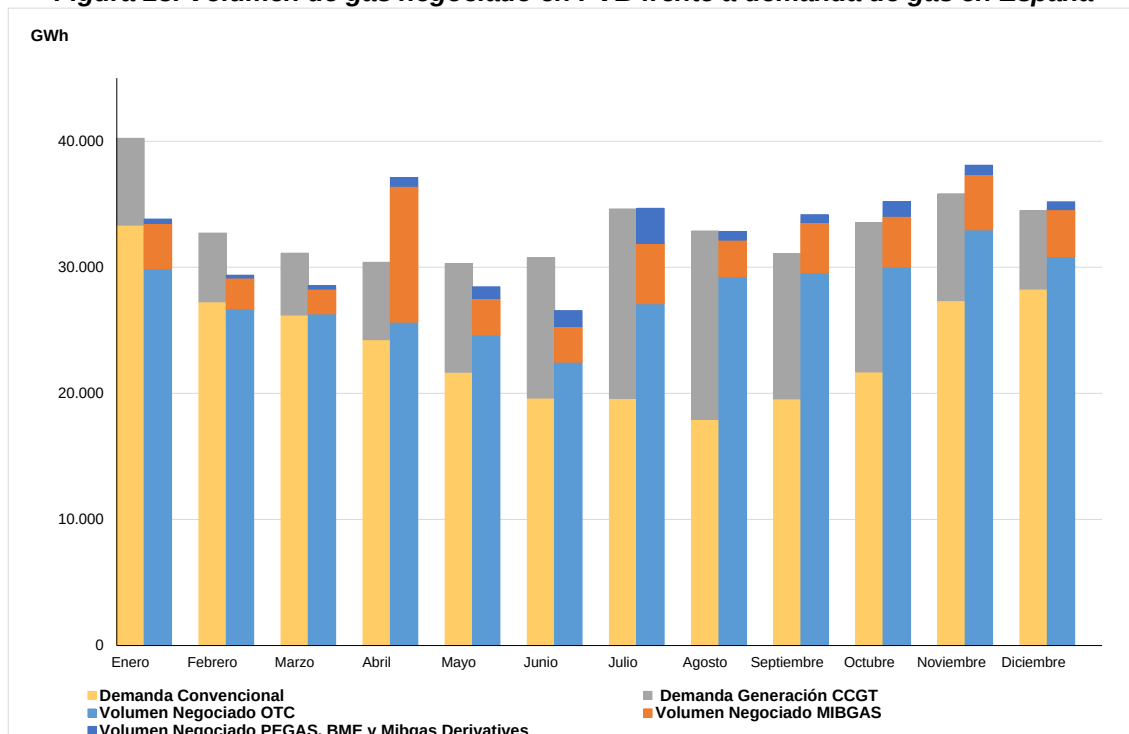
	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	2019 (GWh)
Planta de Barcelona	92.439	97.454	86.356	127.422	123.710	128.415
Planta de Huelva	105.675	46.617	61.438	42.564	42.556	53.530
Planta de Bilbao	36.639	59.432	48.190	56.477	53.649	100.851
Planta de Cartagena	42.973	9.186	3.583	8.780	7.297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

6.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante todo el año 2019, el número de transacciones y el volumen negociado en el MIBGAS han seguido creciendo progresivamente.

En el conjunto de 2019, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **48.270 GWh**, lo que supone un **12,1%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 6,9% en el 2018. El volumen de transacciones por tanto ha aumentado en un 98,9% respecto a 2018, cuando el volumen total negociado fue de 24.261 GWh.

Figura 23. Volumen de gas negociado en PVB frente a demanda de gas en España

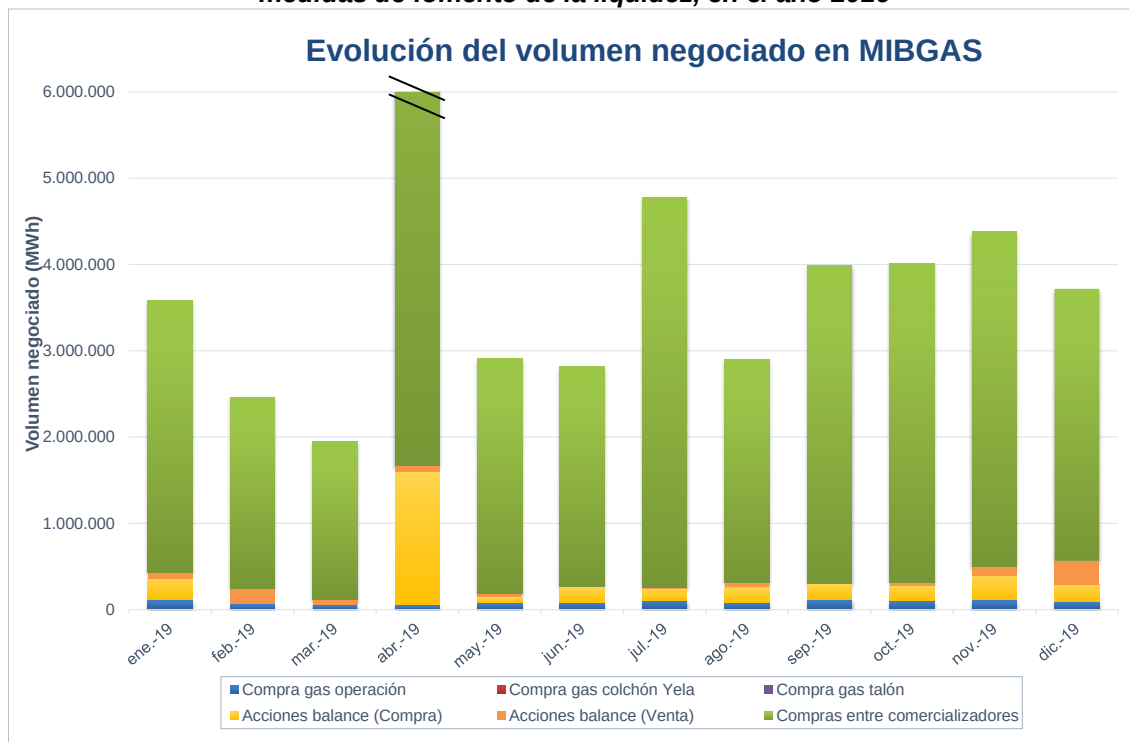


Fuente: CNMC

El incremento en las transacciones ha venido apoyado durante el 2019, por el mantenimiento de algunas de las medidas de fomento de la liquidez que comenzaron a aplicarse en años previos, como la participación de los creadores de mercado o las acciones de balance, pero principalmente, gracias al incremento del volumen negociado entre comercializadores.

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 24. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez, en el año 2019



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 89,3% 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 22 de abril de 2019, con 416 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 2019 suponen un promedio de 3,1 GWh por día. Solamente durante siete días no se efectuaron compras de gas operación (18 y 28 de julio, 6 y 10 de noviembre, 29 de diciembre y 15 y 22 de septiembre).

Durante el año 2019 siguen sin realizarse compras de gas talón ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen mayor en el año 2019 que en 2018. Durante 2019, las acciones de balance suponen el 13,0% de las compras y el 3,9% 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 2019, 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 del producto.

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

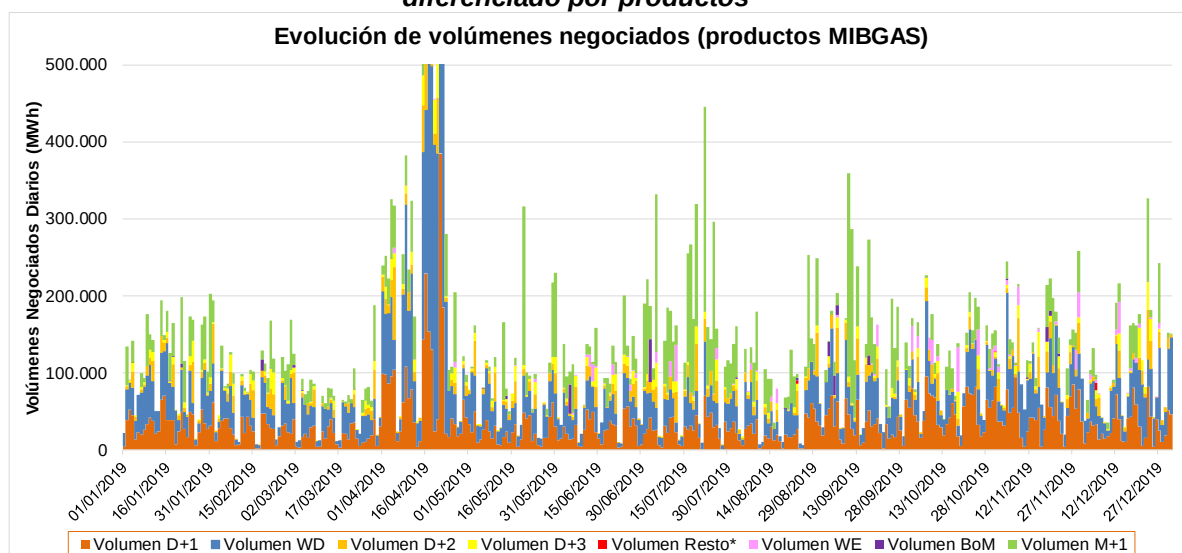
a) Volumen negociado por sesión de negociación

A lo largo de 2019, continúa la tendencia al incremento del volumen negociado por sesión.

Así, el volumen promedio negociado por sesión pasa de 66,5 GWh/día en el año 2018, a un volumen **promedio anual de 132,2 GWh/día** en 2019. La tendencia también es creciente a lo largo del año, y el volumen medio negociado en el cuarto trimestre (generalmente el de mayor actividad, por ser el inicio del periodo invernal), asciende a 131,7 GWh/día (frente a 83 GWh/día en el Q4 de 2018).

En 2019 se introdujo el producto fin de semana (*weekend*), cuya primera transacción tuvo lugar el 1 de marzo de 2019. El volumen total negociado alcanzando por este producto a lo largo del 2019 fue de 696,96 GWh, equivalente a un volumen medio en los días en los que hubo de negociación de 4,64 GWh.

Figura 25. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2019, diferenciado por productos



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

Exceptuando las anomalías sufridas en abril, la sesión con mayor volumen negociado durante 2019 fue el 22 de julio, con **449 GWh**, siendo asimismo el día

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

Tras abril, el mes con mayor volumen negociado es noviembre, con un total negociado de 4.379 GWh/mes, por encima de la media anual, de 3.408 GWh/mes. A lo largo de 2019, se superaron los 300 GWh en varias sesiones de negociación de los meses de abril, mayo, julio y septiembre.

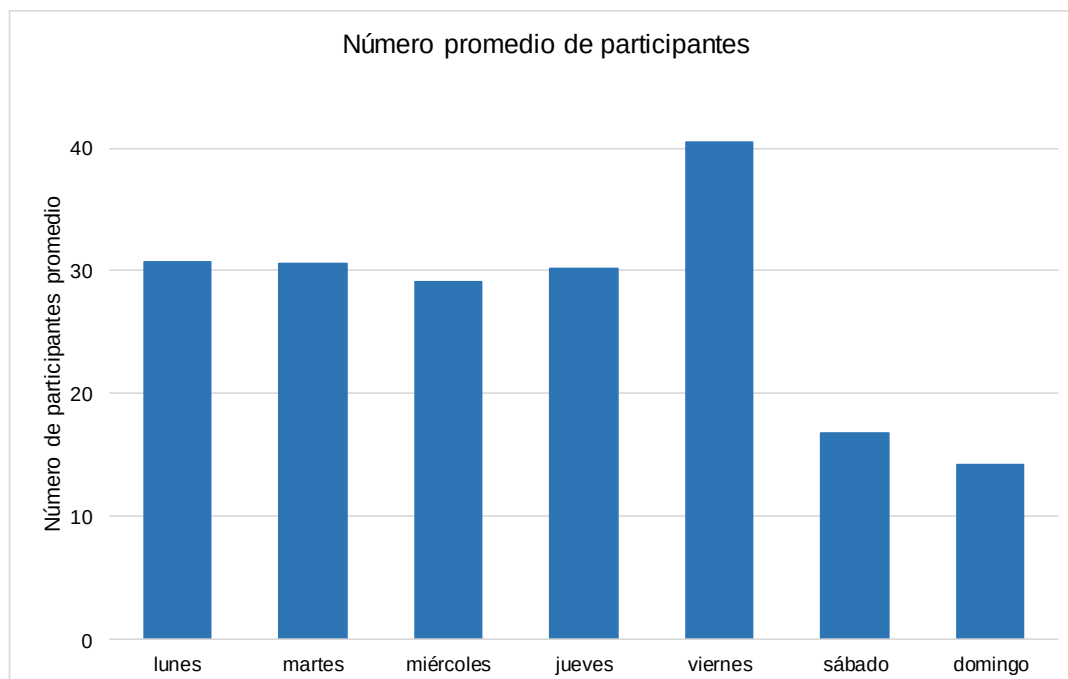
El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana, cuando el promedio de negociación se sitúa entre 39 y 59 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen promedios de negociación diaria de entre 151 y 187 GWh/día durante el año 2019.

Figura 26. Volumen de negociación en MIBGAS en 2019, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 27. Número de agentes participando en MIBGAS en 2019, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

b) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2019, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 421.384, lo que supone un promedio de 1.154 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 175.660 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto diario D+1 (113.947 ofertas) y en el producto intradiario (170.900 ofertas).

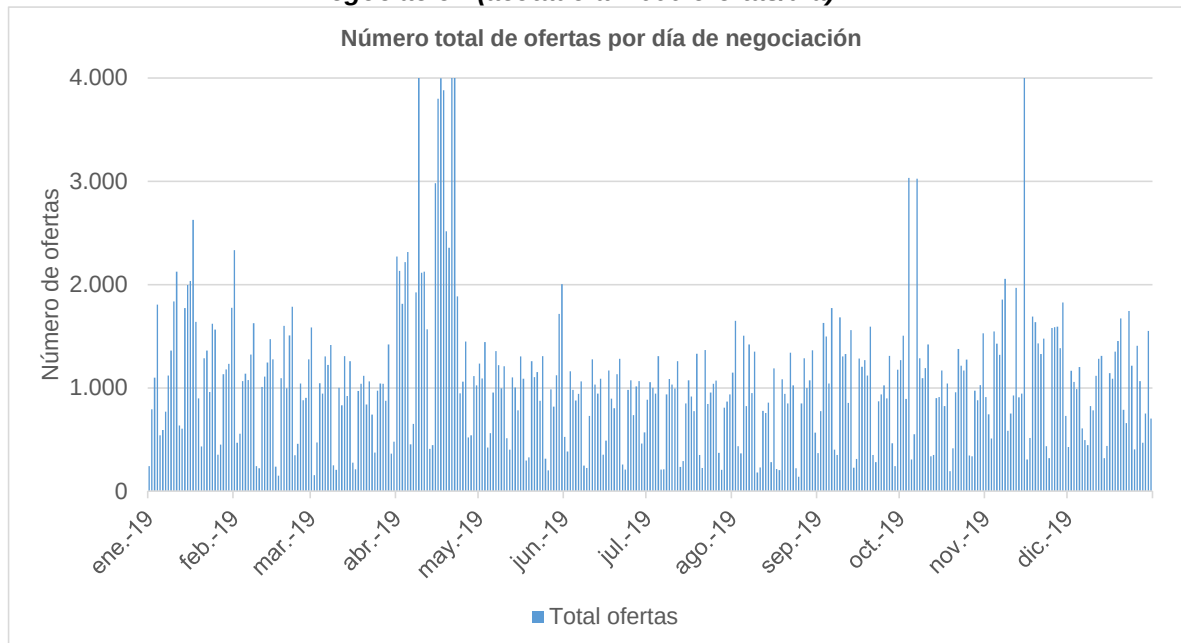
Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2016-2019)

	2016	2017	2018	2019
Número total de ofertas de compra o venta	39.338	104.552	261.375	421.385
Ofertas por día (promedio diario)	108	286	716	1.154
Total de transacciones	10.607	46.704	77.107	175.660

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

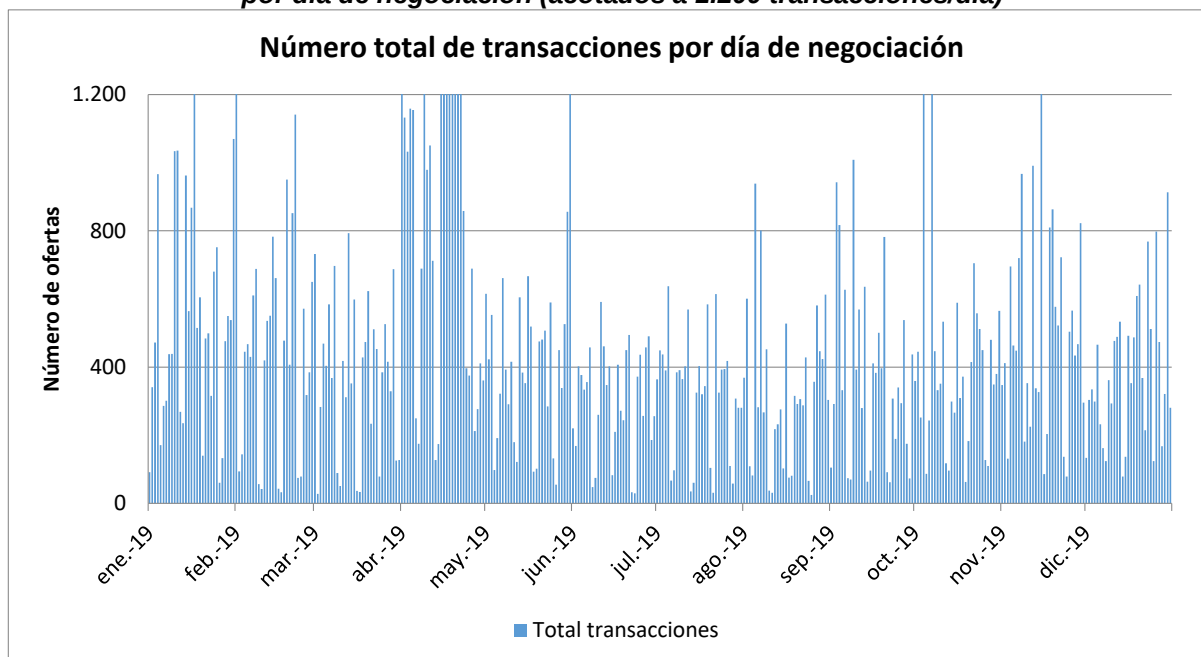
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación, en proporción similar a lo largo de todo el año (exceptuando la situación excepcional del mes de abril).

Figura 28. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2019, por día de negociación (acotado a 4.000 ofertas/día)



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 29. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2019, por día de negociación (acotados a 1.200 transacciones/día)



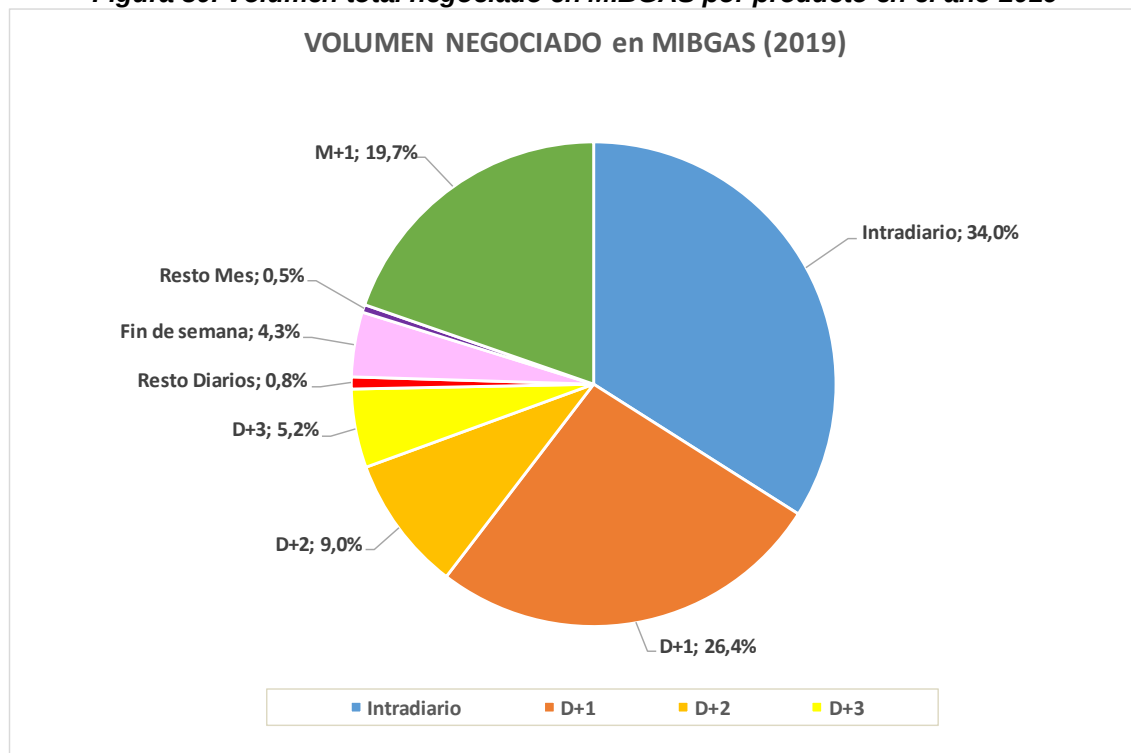
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2019, fue la del 11 de noviembre, con 6.834 ofertas, que dieron lugar a 5.905 transacciones entre agentes y se negociaron 223,7 GWh.

c) Volumen negociado en MIBGAS por producto

En el conjunto de 2019, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 31,4% del volumen total negociado, seguido del producto D+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación), con un 24,4% del volumen.

Figura 30. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2019



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 2019

	DIARIO										TOTAL (MWh)
	INTRADIARIO	D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6	FIN SEMANA	BoM	M+1	
Total 2018	9.439.025	5.848.425	1.440.175	691.247	36.716	4.736	-	-	481.260	6.319.850	24.261.434
Enero	1.306.229	1.029.043	266.266	137.579	96	-	-	-	6.920	833.560	3.579.693
Febrero	831.106	768.994	298.623	161.229	-	-	-	-	15.210	388.740	2.463.902
Marzo	724.024	586.114	217.920	67.302	-	-	-	9.658	4.530	335.700	1.945.248
Abril	4.975.282	2.430.833	1.131.383	1.031.313	258.348	93.120	-	54.560	-	796.390	10.771.229
Mayo	1.072.078	746.373	276.348	131.229	-	-	-	41.496	4.330	637.500	2.909.354
Junio	843.382	747.408	263.667	151.994	-	-	-	274.344	37.500	499.100	2.817.395
Julio	930.641	823.147	407.954	166.789	-	-	-	224.246	56.000	2.172.790	4.781.567
Agosto	842.370	722.448	281.441	92.670	4.550	-	-	81.975	5.850	868.200	2.899.504
Septiembre	1.097.601	982.006	269.287	114.063	-	-	-	151.342	68.900	1.307.270	3.990.469
Octubre	1.070.614	1.566.779	255.426	131.923	892	-	-	528.156	-	460.500	4.014.290
Noviembre	1.451.365	1.360.876	356.879	151.416	-	-	-	560.164	30.700	467.170	4.378.570
Diciembre	1.394.808	993.884	315.360	183.255	8.322	500	-	331.036	-	491.350	3.718.515
Total 2019	15.144.692	11.764.021	4.025.194	2.337.507	263.886	93.120	-	1.925.941	229.940	8.766.920	48.269.736
Variación 201	60,4%	101,1%	179,5%	238,2%	618,7%	1866,2%			-52,2%	38,7%	99,0%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

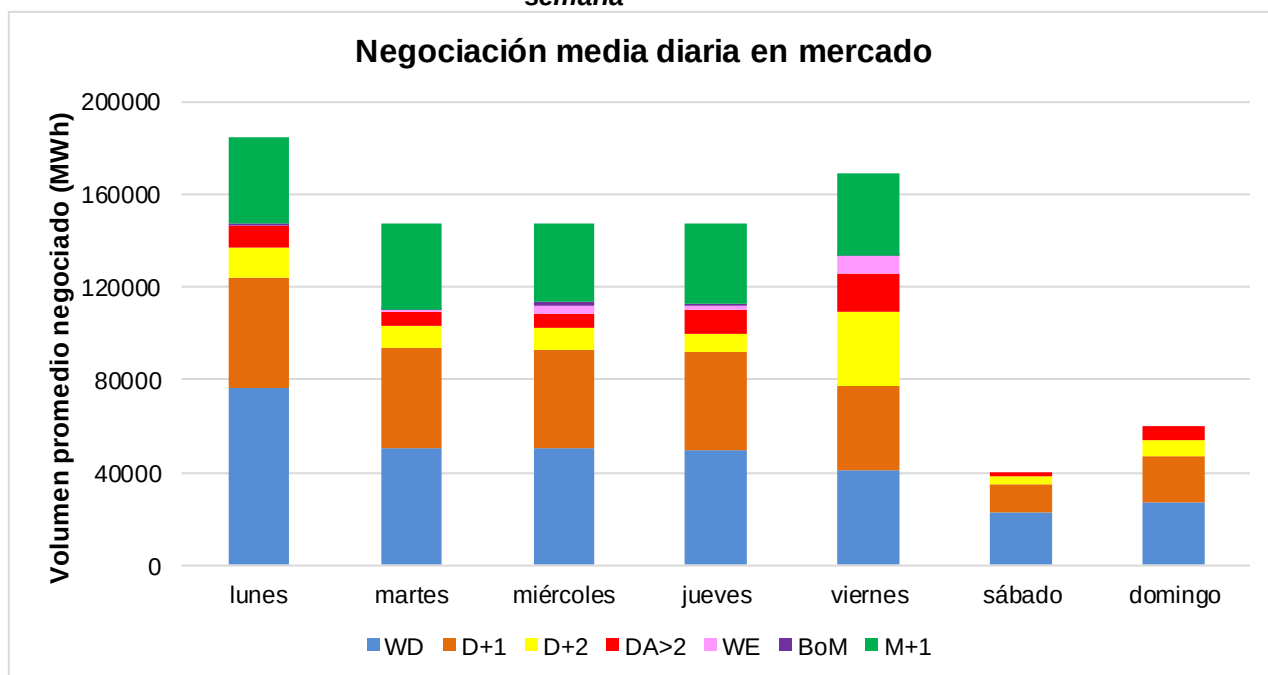
El volumen negociado del producto D+1 crece un 101,1%, mientras que el intradiario crece un 60,4% en 2019.

En comparación con el año 2018, los productos que más crecen en términos relativos de volumen negociado en 2019 son los productos D+4 y D+5, por la negociación durante la semana santa (abril de 2019).

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

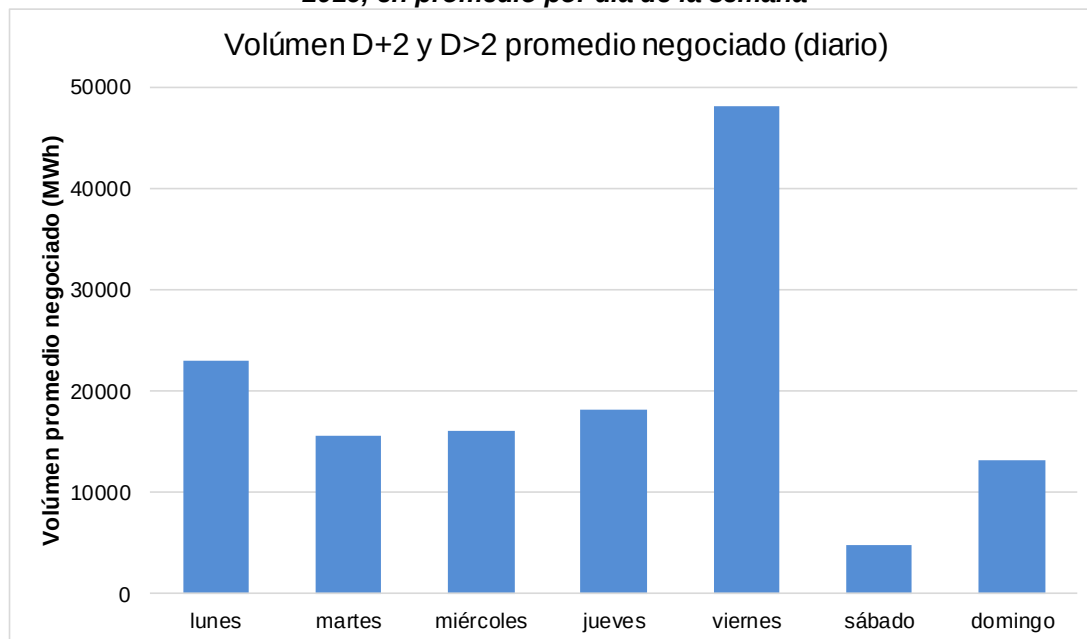
En la siguiente figura se observa cómo la negociación del producto D+2 y el Weekend se incrementa los viernes, mientras que el WD tiene su máximo volumen el lunes (para compensar la baja negociación del D+1 los domingos), lo que hace que viernes y lunes sean generalmente los días de más negociación.

Figura 31. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2019, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

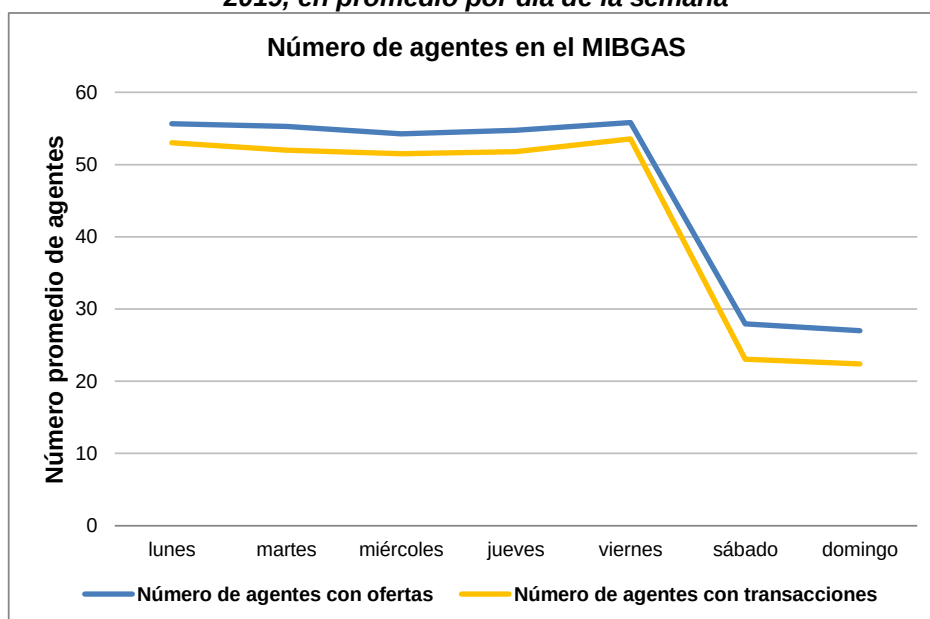
Figura 32. Volumen de negociación diaria de los productos D+2 y D>2 en MIBGAS en 2019, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían en promedio entre 51 y 54 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 23 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 54 y 56 agentes entre semana y se reduce a 28 los fines de semana.

Figura 33. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2019, en promedio por día de la semana



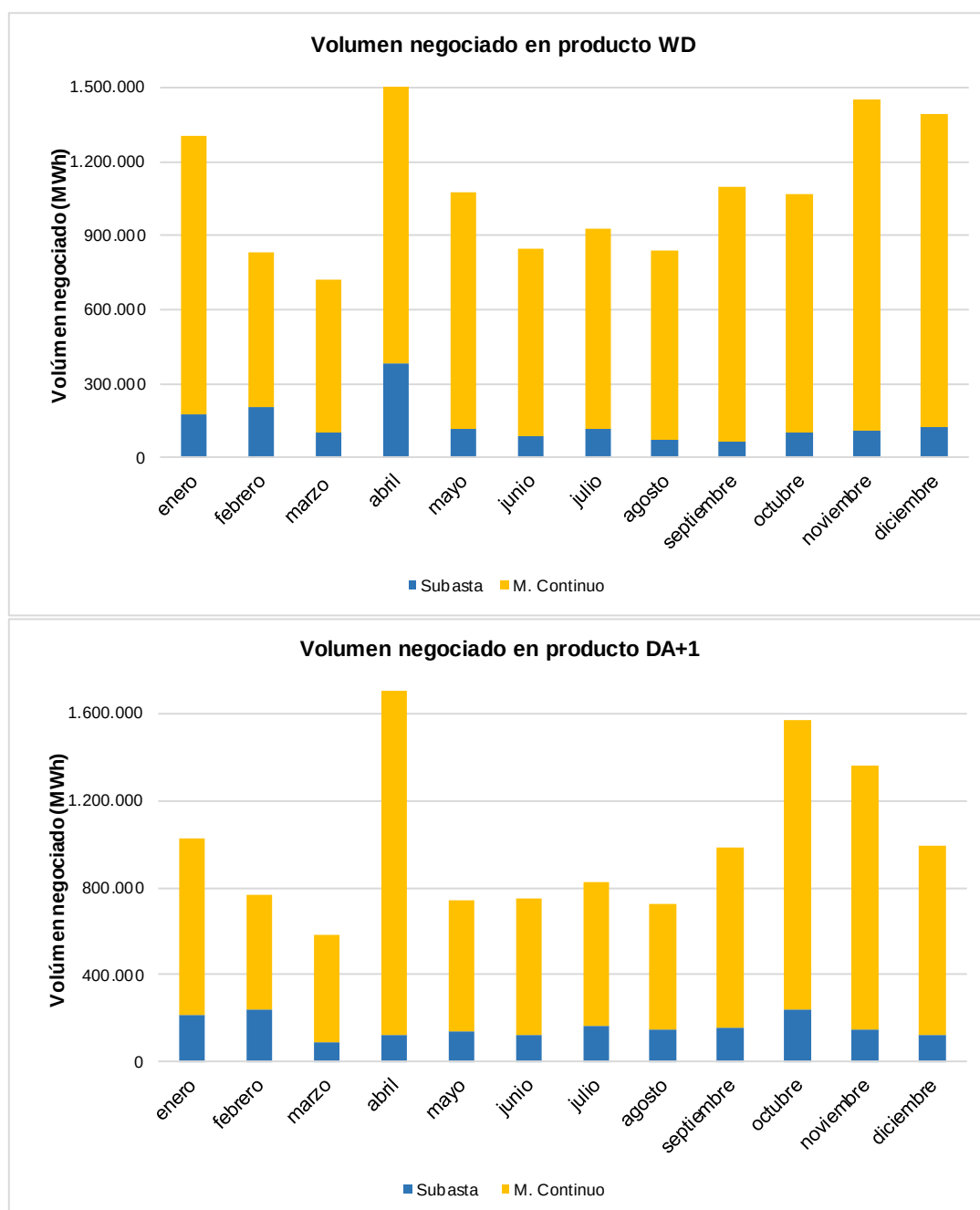
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

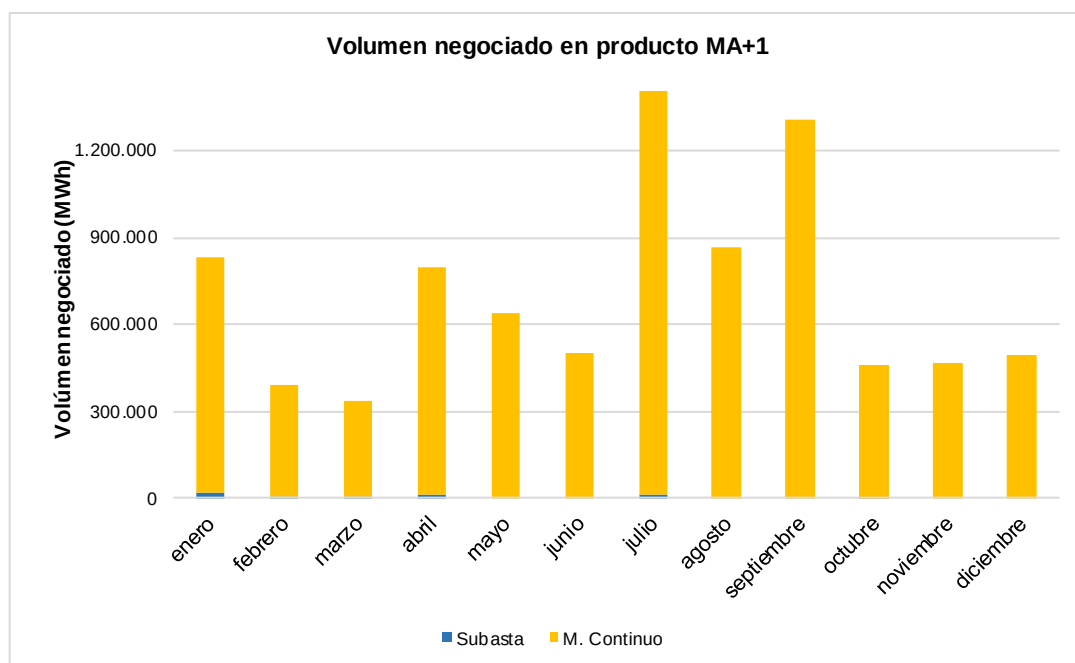
d) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El volumen total negociado durante 2019 en las subastas fue del 9,28%, mientras que en el mercado continuo fue del 90,72%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 10,1% en la subasta y el 89,9% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 15,1% en la subasta y el 84,9% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 0,6% en la subasta y el 99,4% en el continuo.

Figura 34. 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 2019, MIBGAS evoluciona hacia un mercado más líquido, en el que se incrementan las transacciones. La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo, para los tres tipos de productos representados, y en particular en el producto M+1.

6.4. Evolución del volumen negociado en el mercado de futuros (MIBGAS Derivatives)

MIBGAS Derivatives tuvo un **volumen de negociación de 7.626 GWh** en 2019 en PVB que representa un **crecimiento del 282%** respecto al 2018, en que se negociaron 1.998 GWh.

Adicionalmente, la negociación de GNL, iniciada en junio de 2019, sumó un volumen de negociación de 0,560 GWh en 2019.

El número de Agentes registrados a 31 de diciembre de 2019 ha sido de 30, casi el doble de los registrados a finales de 2018. Axpo Iberia, que ya desempeñaba este servicio desde el año pasado, ha actuado como creador de mercado durante el año 2019.

Durante 2019 se han negociado un total de 10 productos de los 11 que se listan cada día, frente a los 6 negociados en 2018.

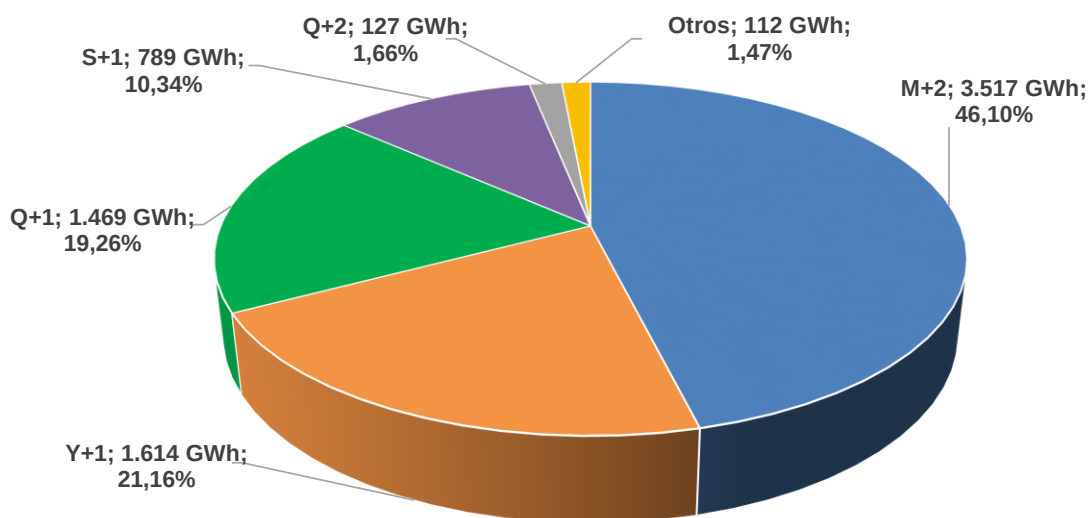
El producto que ha alcanzado mayor volumen negociado en MIBGAS Derivatives fue el producto Mes M+2, con un **46,11%** del volumen total negociado (3.516 GWh), seguido del producto Anual Y+1, con un 21,16% del volumen, del producto Trimestral T+1, con un 19,27% del volumen y el producto Semestre S+1, con un 10,34% del volumen.

A mayor distancia se sitúa el Trimestre Q+2 (1,66%). El resto de los productos no llegan al 2%: el producto Mes M+3, con un 0,52% del volumen, el Semestre S+3 (0,48%) el Trimestre Q+3 (0,29%) y el Semestre S+2 (0,12%), y el producto Anual Y+2 (0,05%).

El volumen total de productos de GNL negociado durante 2019 fue de 560 MWh repartido en 7 transacciones, la mayor parte se han producido en el producto intradiario de la planta de Barcelona durante los meses de noviembre y diciembre. Los precios han oscilado entre los 13,00-15,3 €/MWh

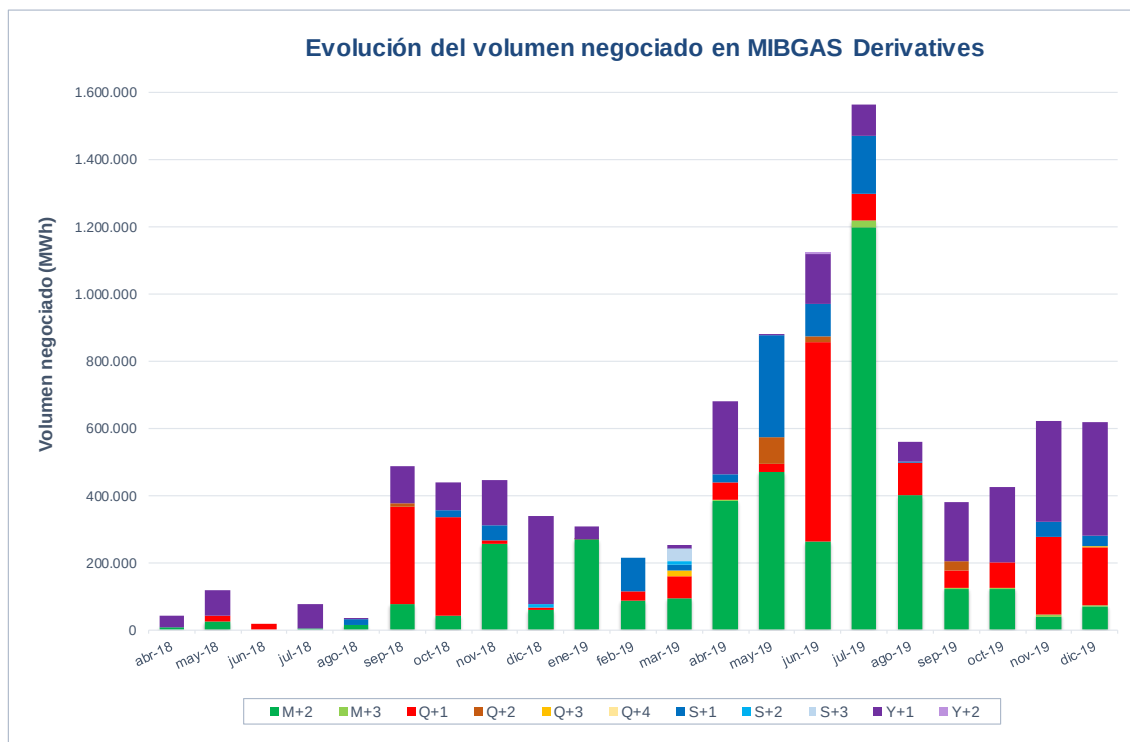
En relación con el **número total de transacciones** realizadas en 2019 se registraron **1.583** lo que supone un aumento de casi 1.400 transacciones más que en 2018 en que se registraron un total de 189 transacciones. El mayor número de transacciones realizadas en 2019 ha sido del producto M+2, con un total de 1.276 transacciones y que equivale al 80,7% del total de las transacciones. En segunda y tercera posición se mantienen los productos trimestral Q+1 y anual Y+1, como en el 2018.

Figura 35..Volumen negociado en MIBGAS Derivatives en PVB



Como se observa en el siguiente gráfico, durante los meses de abril a julio se registró un fuerte incremento del volumen, alcanzando el máximo de negociación mensual en julio (1.564 GWh). A partir de dicho mes, el volumen mensual se ha mantenido superior a 350 GWh.

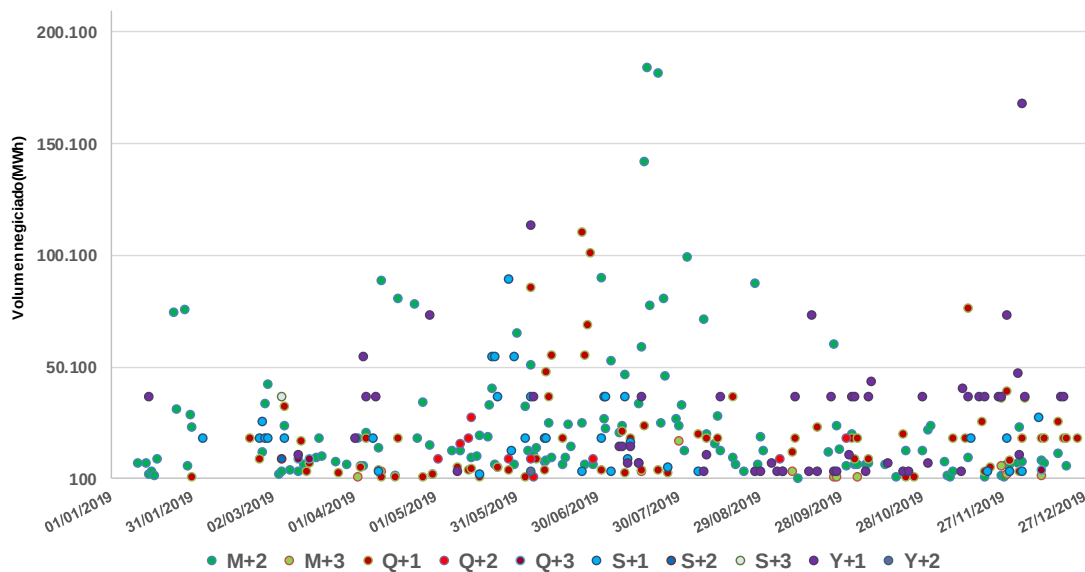
Figura 36. Evolución volumen negociado en PVB por producto y mes en MIBGAS Derivatives



Fuente: MIBGAS Derivatives

Respecto a los productos negociados en el mes de julio, destacan el correspondiente al producto mes+2 con un total de 1.198,8 GWh.

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



Fuente: MIBGAS Derivatives

6.5. Volumen negociado en el mercado de futuros Pownext

En el mes de junio de 2019, **Pownext** a través de su plataforma EEX-Pegas comenzó sus sesiones de negociación de productos con entrega en el PVB español. La primera transacción se realizó el 19 de junio de 2019 y durante este año se registró **un volumen total negociado de 2.402 GWh**.

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 PEGAS 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.

Del total de transacciones realizadas, sólo 0,40 GWh corresponden a productos spot (intradiario y D+1).

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

Durante 2019 en OMIClear se registró un volumen total de 16.090 GWh, de los cuales 220 GWh corresponden a contratos bilaterales entre comercializadores en OMIP, 7.627 GWh a los volúmenes negociados en la plataforma MIBGAS Derivatives y 8.244 GWh a los volúmenes de los productos mensual M+1 y resto de mes, negociados en la plataforma MIBGAS y que pasaron a liquidar por cámara de compensación a partir del mes de marzo.

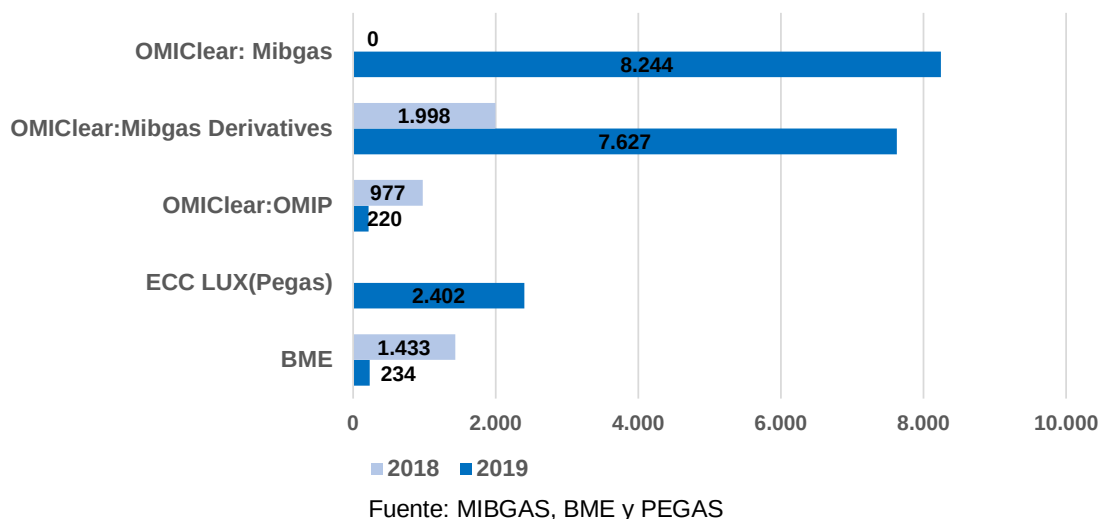
El 9 de enero de 2019 se puso en marcha el servicio de registro, compensación y liquidación de las transacciones bilaterales (OTC) en toda la curva de futuros de gas natural con entrega en el Punto Virtual de Balance (PVB) registrándose un volumen total de 220 GWh.

Además, BME Clearing registró un volumen total de contratos bilaterales de 234 GWh lo que supone un importante descenso frente a 2018 en que el volumen negociado fue de 1.433 GWh.

Desde el 18 de junio de 2019 European Commodity Clearing (ECC), la cámara de contrapartida central de Pownext y de EEX, está proporcionando servicios de liquidación y compensación sobre los productos en PEGAS, alcanzando volumen total de 2.402 GWh.

En conjunto, el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2019 fue de **18.726 GWh**, lo que supone un aumento de 14.318 GWh en relación con el año anterior (4.409 GWh).

Figura 38. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs:2018-2019



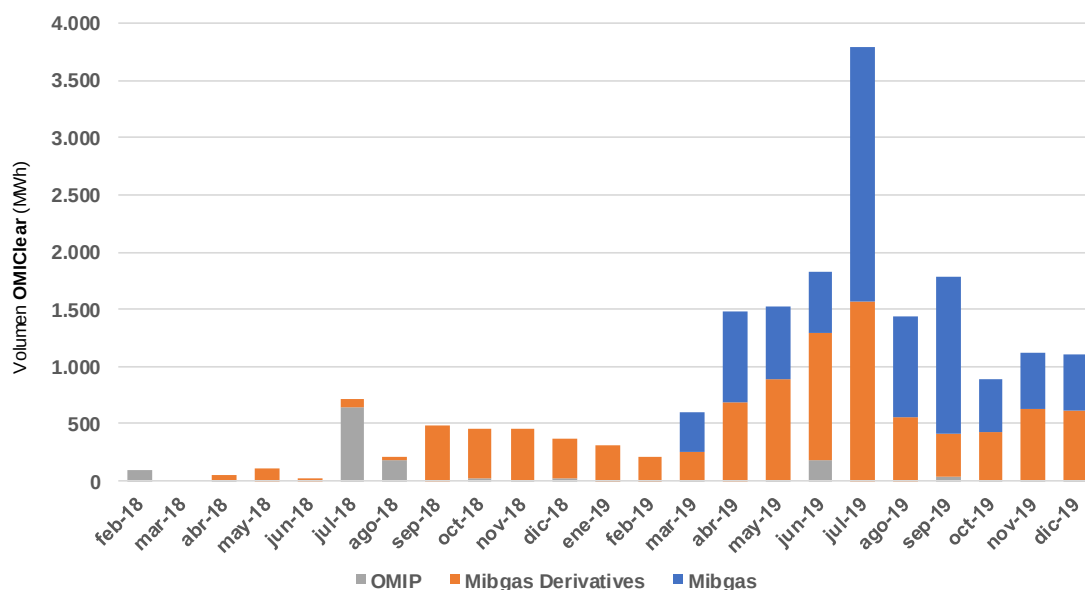
A continuación, se detalla el volumen registrado en cada una de las Cámaras anteriores.

• Evolución volumen compensado por OMICLEAR

El volumen total compensado por OMIClear en 2019 ascendió a 16.091 GWh: correspondiendo 220 GWh a los volúmenes registrados en OMIP, 8.244 GWh a los volúmenes de los productos *mes M+1* y *resto del mes* negociados en MIBGAS a partir de marzo y 7.627 GWh a los volúmenes negociados en MIBGAS Derivatives.

En el mes de julio se registró el volumen más alto de registro y compensación de contratos bilaterales. La actividad aumento a partir del mes de marzo en que pasan a OMIClear los productos mensual M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS.

Figura 39. Evolución volumen registrado en OMIClear por mes

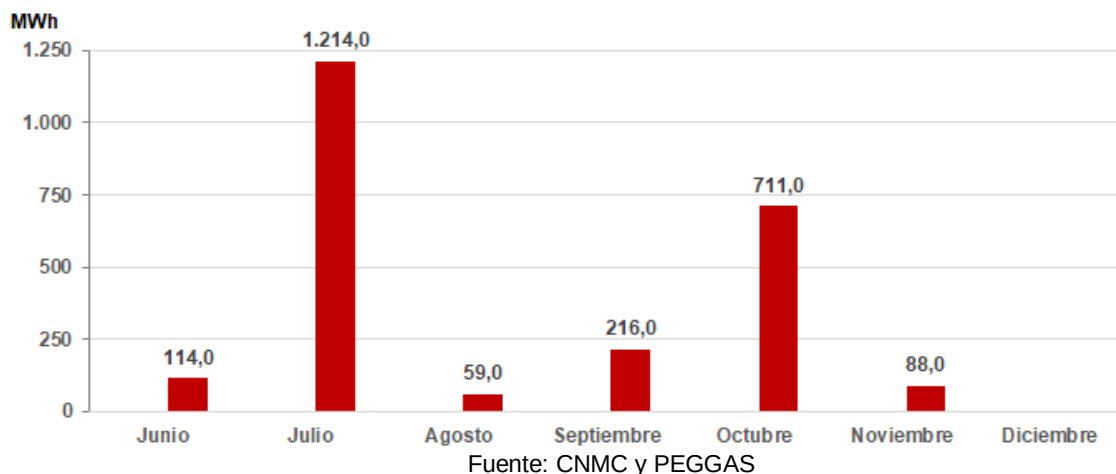


Fuente: MIBGAS Derivatives

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

El volumen total compensado por ECC LUX desde junio a diciembre de 2019 fue de **2.402 GWh** siendo julio el mes de mayor volumen con 1.214 GWh.

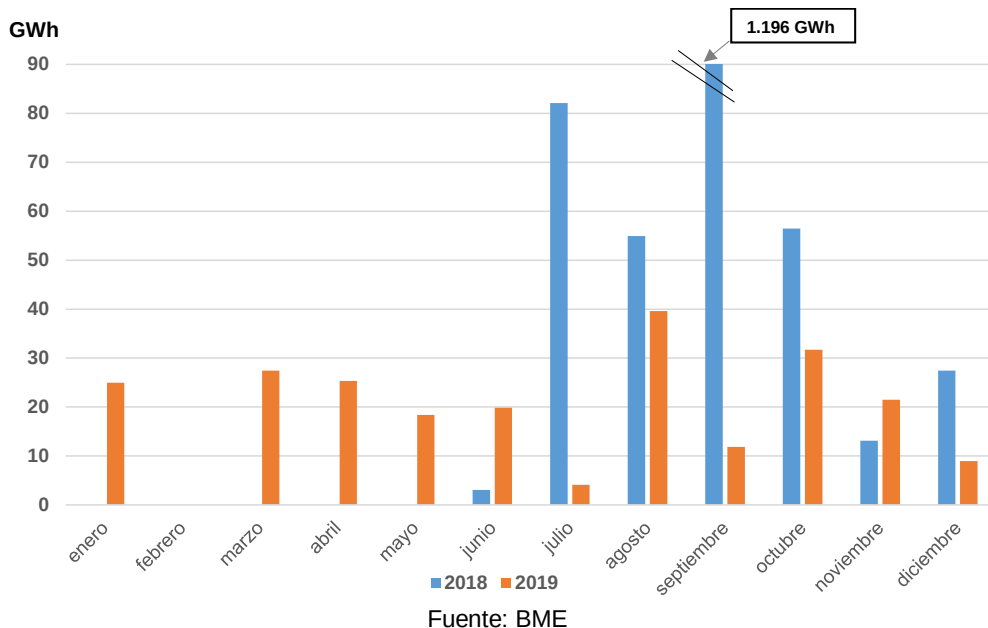
Figura 40. Evolución volumen registrado en ECC LUX por mes



- **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

Durante el año 2019 **BME Clearing** ha registrado un volumen total de **233 GWh** lo que supone un descenso del 84% respecto del volumen negociado en 2018 (1.433 GWh).

Figura 41. Evolución volumen registrado en BME por mes



7. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ

A efectos de contribuir al aumento de la liquidez en el mercado spot de gas, entre 2015 y 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 el año 2019. 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.

7.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado

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

- La **compra del gas de operación**⁵ en el mercado organizado, establecido mediante la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde enero de 2016.

En 2019 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **1.108,9 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 2019, no ha habido compras de gas colchón ni de gas talón.

- La realización de **acciones de balance** en el mercado organizado en virtud de lo establecido en la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas⁶. 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 **4.078,2 GWh** (3.144,1 GWh de compras y 934,1 GWh de ventas) en el año 2019.

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

⁶ Derivada del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, aprobado el 26 de marzo de 2014. Sustituida en 2020 por la Circular CNMC 2/2020

- 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 2019 dieron los siguientes resultados:
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 26 de diciembre de 2018 a **ENGIE España SLU** y a **Axpo España SLU** para actuar durante el **primer semestre** en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de enero y terminó el 30 de junio, y los resultados fueron un total de **571 GWh de compra y 1.524 GWh de venta**.
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 2 de julio de 2019 a **Axpo España SLU** y **ENGIE España SLU**, para actuar durante el **segundo semestre** en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de julio y terminó el 31 de diciembre, y los resultados fueron un total de **2.018 GWh de compra y 1.442 GWh de venta**.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado, reglado mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía. El Ministerio seleccionó a los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores obligatorios, comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual, rol que mantienen a lo largo de 2019. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2019 en el **producto diario** fue de **412 GWh de compra y 350 GWh de venta**, y en el **producto mensual** fue de **662 GWh de compra y 530 GWh de venta**.

En conjunto, las medidas de fomento de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2019, proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 14.707 GWh, lo que supone el 16,83% de las compras totales y un 13,69% de las ventas totales.

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

Se observa como la medida de fomento de la liquidez que mayor volumen aportó en 2019 sobre el total negociado fueron los creadores de mercado voluntarios, seguidos por las acciones de balance (de compra).

Tabla 4. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2018-2019)

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2018		Volumen negociado en MIBGAS en 2019	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas operación	922.674	3,80%	1.108.946	3,30%
Compra gas colchón Yela	0	0	0	0
Acciones balance (Compra)	337.574	1,39%	3.144.087	6,51%
Compras de comercializadoras	23.001.186	94,81%	44.016.703	91,19%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	1.326.500	5,47%	2.588.430	5,36%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	710.166	2,93%	1.073.058	2,22%
Total	24.261.434	100%	48.269.736	100%

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2018		Volumen negociado en MIBGAS en 2019	
	MWh	MWh	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Acciones balance (Venta)	1.851.782	7,63%	934.092	1,94%
Ventas de comercializadoras	22.409.652	92,37%	47.335.644	98,06%
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	1.220.340	5,03%	2.965.440	6,14%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	597.304	2,46%	880.209	1,82%
Total	24.261.434	100%	48.269.736	100%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Las medidas de fomento de la liquidez tienen un efecto adicional positivo sobre el mercado, puesto que un mercado con mayor liquidez tiene más posibilidades de atraer a los agentes para negociar en el mismo. Por tanto, estos volúmenes actúan como catalizadores para el aumento de las transacciones entre comercializadores. Las compras de comercializadores se han incrementado un 91%, con un total negociado de 44.016 GWh en 2019.

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 5. 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 MIBGAS (MWh)
Enero 2019	117.000	-	-	241.374	74.502	3.146.817	3.579.693
Febrero 2019	71.000	-	-	-	177.580	2.215.322	2.463.902
Marzo 2019	59.100	-	-	-	60.467	1.825.681	1.945.248
Abril 2019	58.800	-	-	1.537.877	77.000	9.097.552	10.771.229
Mayo 2019	84.900	-	-	61.771	44.431	2.718.252	2.909.354
Junio 2019	87.000	-	-	177.455	1.250	2.551.690	2.817.395
Julio 2019	108.300	-	-	134.904	13.187	4.525.176	4.781.567
Agosto 2019	77.800	-	-	182.746	54.922	2.584.036	2.899.504
Septiembre 2019	121.062	-	-	183.115	-	3.686.292	3.990.469
Octubre 2019	108.180	-	-	165.396	40.800	3.699.914	4.014.290
Noviembre 2019	116.700	-	-	267.652	114.266	3.879.952	4.378.570
Diciembre 2019	99.104	-	-	191.797	275.687	3.151.927	3.718.515
TOTAL	1.108.946	-	-	3.144.087	934.092	43.082.611	48.269.736

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

De acuerdo con la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, 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 2019 el GTS ha comprado gas de operación en 359 ocasiones, con un volumen medio de 3,1 GWh por sesión.

Se ha producido un aumento del volumen total de gas operación respecto a 2018, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 6. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2019)

	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	-	-

En 2019, al igual que en el año anterior, no se registraron adquisiciones de gas talón ni de gas colchón.

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

En el conjunto del año 2019, el GTS realizó acciones de balance por un total de 4.078,2 GWh (3.144,1 GWh de compras de gas y 934,1 GWh de ventas de gas).

A lo largo de 2019, el GTS realizó acciones de balance 152 días. En 84 ocasiones, las acciones fueron de compra de gas y, en 49 ocasiones, se realizaron ventas de gas.

La tabla 7 presenta una comparativa entre las acciones de balance de los años 2018 y 2019. Como se observa, se ha producido un aumento general del volumen transaccionado en forma de acciones de balance.

Mientras que en el año 2018 predominaron las acciones de balance de venta por parte del GTS, en el año 2019 se invierte la situación y las acciones de compra suponen más del 77% de las acciones realizadas por el GTS.

Tabla 6. Acciones de balance realizadas por el GTS en 2018 y 2019

Año	Venta	Compra	TOTAL (MWh)
2018	1.851.782	337.574	2.189.365
2019	934.092	3.144.087	4.078.179

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

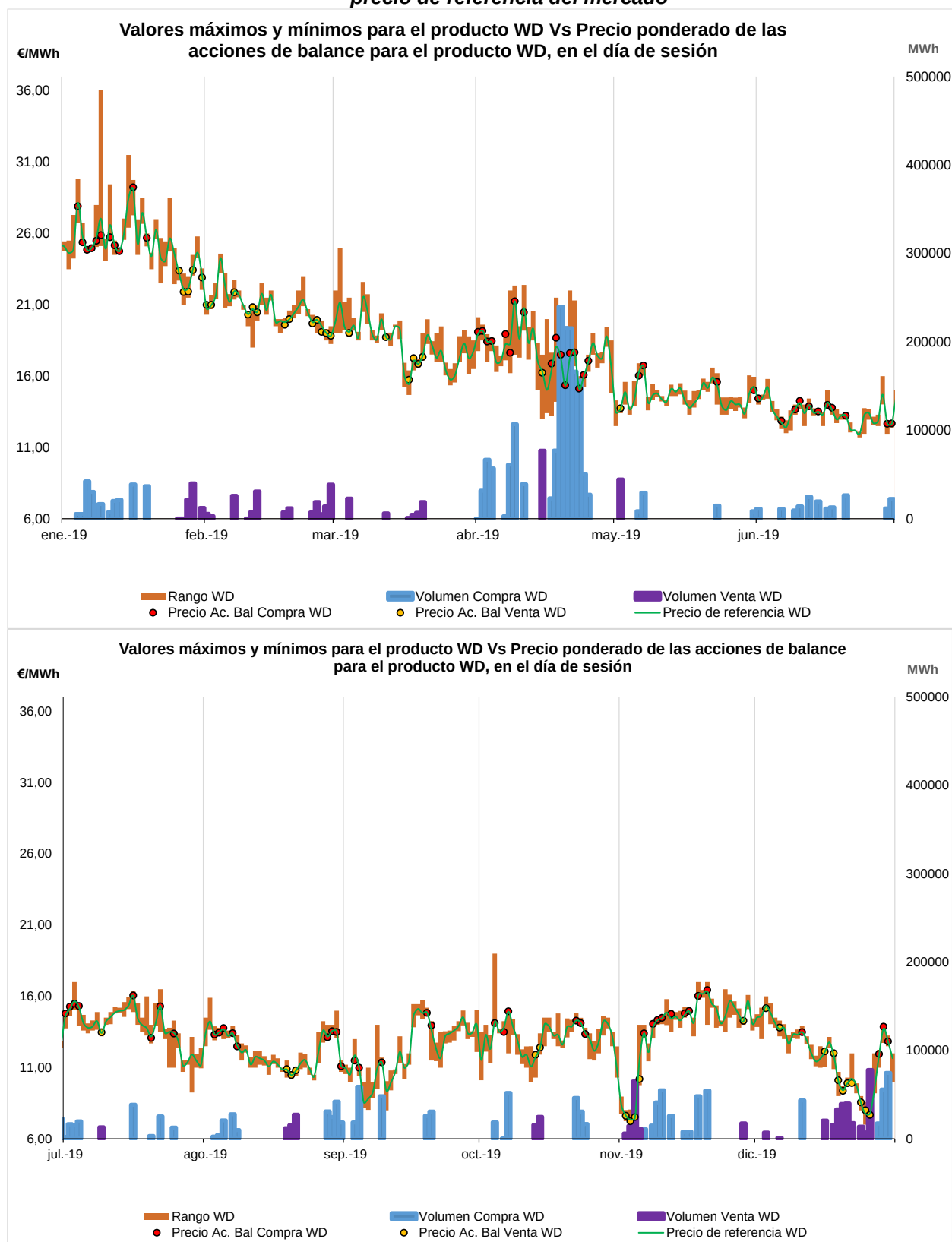
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 30,9 GWh, y los días en que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema corresponden al mes de abril, en los que el desbalance de Solstar obligó al GTS a realizar compras por un volumen total de 1.071 GWh.

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 17 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 51 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y 16 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 42. 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 2019, en los 134 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 35 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 7 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2018, mientras que las acciones de venta fueron un 2%.

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

7.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2019

Durante el año 2019, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios⁷ en MIBGAS, iniciada en 2017. El servicio se orientó hacia la prestación de este servicio en el producto mensual, pues es el que presenta una menor liquidez, en comparación con otros mercados europeos.

En ambos semestres de 2019, 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 voluntarios.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2019 se muestran en la siguiente tabla:

⁷ Mediante el Acuerdo de creador de mercado, el comercializador que asume esta función se compromete, desde la fecha de entrada en vigor del acuerdo, a la presentación de ofertas de compra y venta de los productos indicados en el acuerdo, por una cantidad mayor o igual que la cantidad establecida (cantidad mínima) y dentro del rango máximo de separación de precios entre la oferta de venta y la de compra (separación máxima de precios), así como a las demás condiciones que se establecen en dicho acuerdo, a cambio de una contraprestación económica. Además, cualquier oferta del creador de mercado que resulte casada debe ser reemplazada sin dilación por una nueva oferta que cumpla las condiciones del acuerdo, siempre que en la sesión de negociación el valor absoluto de la suma de cantidades de producto de venta más el producto de compra que haya casado el creador de mercado no supere la cantidad máxima a casar por sesión de negociación.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 7. Condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en 2019 para el producto mensual

[FIN CONFIDENCIAL]

7.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2019

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

Tabla 8. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios

	Creadores de mercado obligatorios			
	ENDESA		NATURGY ⁸	
	D+1	Mes siguiente	D+1	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh
Límite máximo a casar por sesión de negociación	2.399 MWh	6.510 MWh	9.005 MWh	24.420 MWh

7.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2019

El grado de presencia del creador de mercado en cada sesión se analiza verificando que se cumplen tres criterios principales: Cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 100 MWh/d en el caso del producto M+1 durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo de creador de mercado, y tiempo de reposición de ofertas casadas inferior o igual a 5 minutos.

De acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado, durante el año 2019, Engie cumplió con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos acuerdos de creador de mercado, con un grado de presencia de 230 sesiones (con 17 sesiones en las que solicita exoneración). Por otro lado durante el mismo periodo, AXPO Iberia tuvo un grado de presencia de 225 sesiones, contando con 22 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 2019 Endesa tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario de 329 sesiones (con 36 sesiones en las que solicita exoneración y con una sesión en la que no cumplió con los objetivos marcados) y en el caso del producto mensual,

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

un grado de presencia de 224 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. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 220 sesiones, solicitando exoneración en 36.

7.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los Creadores de mercado en el año 2019

En el producto diario

Endesa y Naturgy actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario en 2019.

Endesa realizó transacciones de compra y venta en el producto D+1 en un total de 209 días con un volumen de compras de 184.644 MWh y de ventas de 117.380 MWh, que han supuesto respectivamente un 1,48% y un 0,92% de lo negociado.

Por otro lado, Naturgy, realizó transacciones en 279 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 227.594 MWh y 233.019 MWh respectivamente, lo que representa un 1,78% y 1,83% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Tabla 9. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2019

	Año 2019. Producto D+1				
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
ENDESA	184.644	1,48%	117.380	0,92%	209 días (57,26%)
NATURGY	227.594	1,78%	233.019	1,83%	279 días (76,44%)

En el producto mensual

A lo largo de 2019 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 209 sesiones, con un volumen de compras de 1.682.210 MWh y de ventas de 1.939.380 MWh, que han supuesto respectivamente el 18,27% y el 20,95% del total negociado para dicho producto.

En el caso de Axpo, realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 173 sesiones, con un volumen de compras de 906.220

MWh y de ventas de 1.026.060 MWh, que han supuesto respectivamente el 9,79% y el 11,08% del total negociado para dicho producto.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2019, Endesa ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 95 sesiones, con un volumen de compras de 275.220 MWh y de ventas de 209.670 MWh, que han supuesto respectivamente el 2,97% y el 2,26% del total negociado para dicho producto. Por su parte Naturgy ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 304 sesiones, con un volumen de compras de 386.500 MWh y de ventas de 320.140 MWh, que han supuesto respectivamente el 4,17% y el 3,46% 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.

Tabla 10. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2019

	Año 2019. Producto M+1				
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
ENGIE	1.682.210	18,17%	1.939.380	20,95%	209 días
AXPO	906.220	9,79%	1.026.060	11,08%	173 días
ENDESA	275.220	2,97%	209.670	2,26%	95 días
NATURGY	386.500	4,17%	320.140	3,46%	304 días

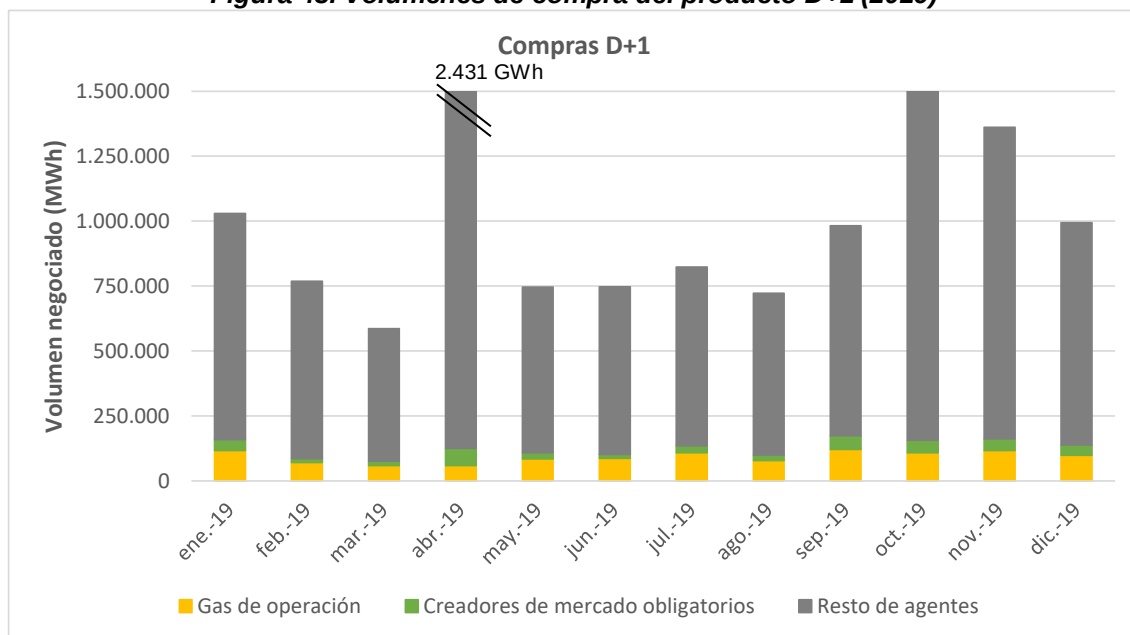
7.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual

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

En 2019, 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.

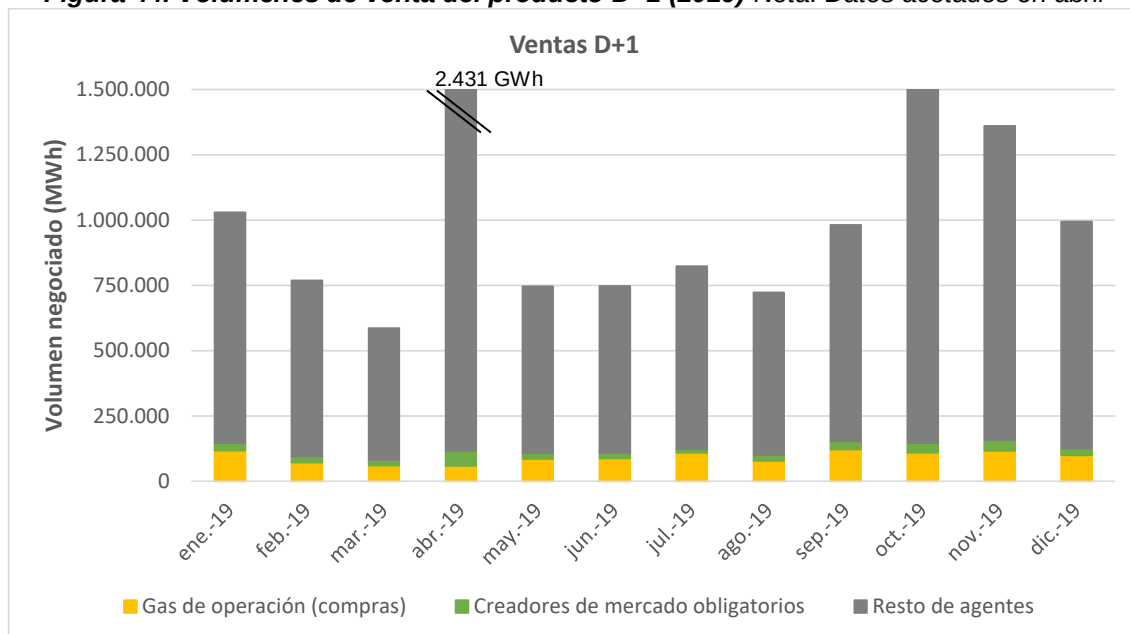
El total de adquisiciones de gas operación fue de 1.108.946 GWh, lo que supuso un 8,7% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2019. Como se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

Figura 43. Volúmenes de compra del producto D+1 (2019)



Fuente: MIBGAS y CNMC

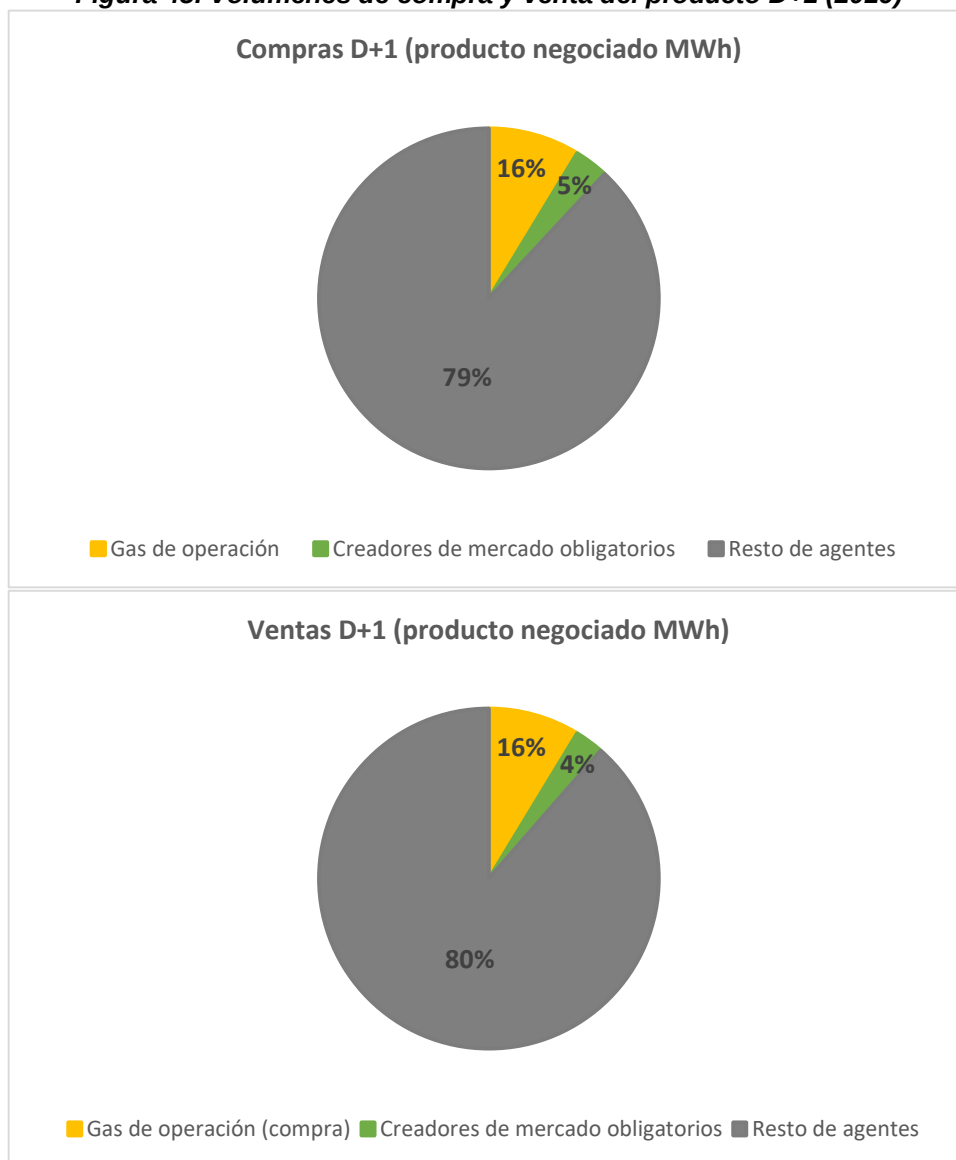
Figura 44. Volúmenes de venta del producto D+1 (2019) Nota: Datos acotados en abril



Fuente: MIBGAS y CNMC

En la siguiente figura se exponen los datos anuales agregados.

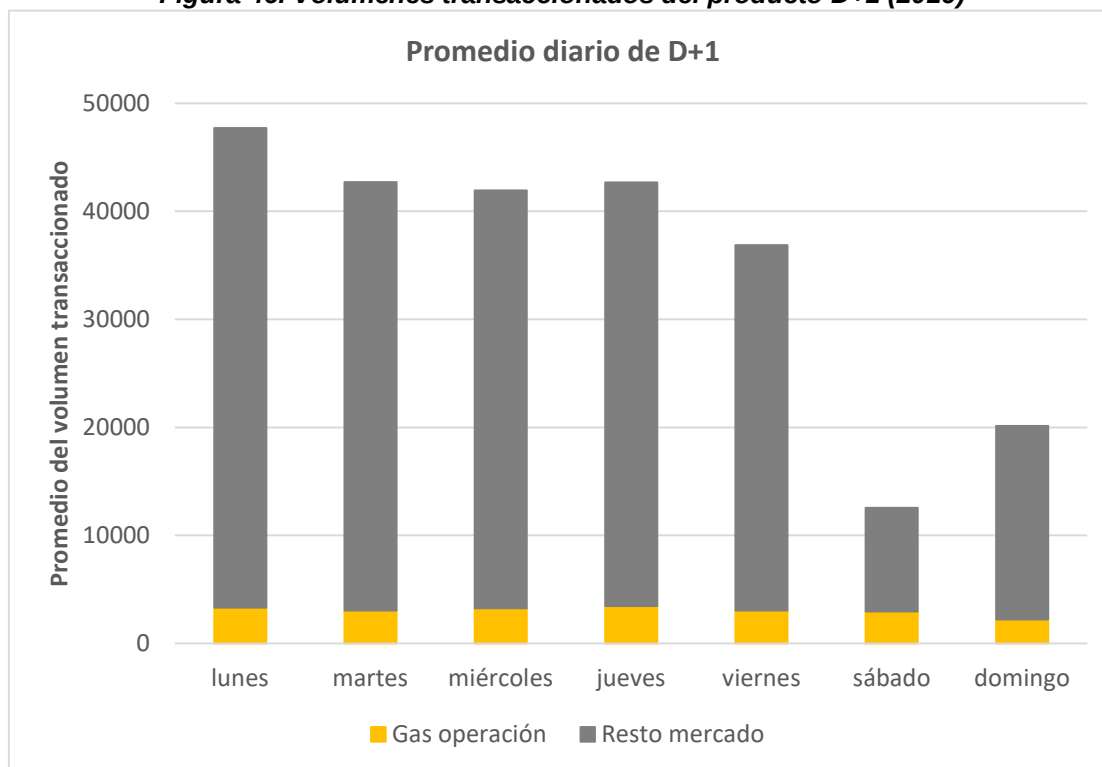
Figura 45. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2019)



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 46. Volúmenes transaccionados del producto D+1 (2019)



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

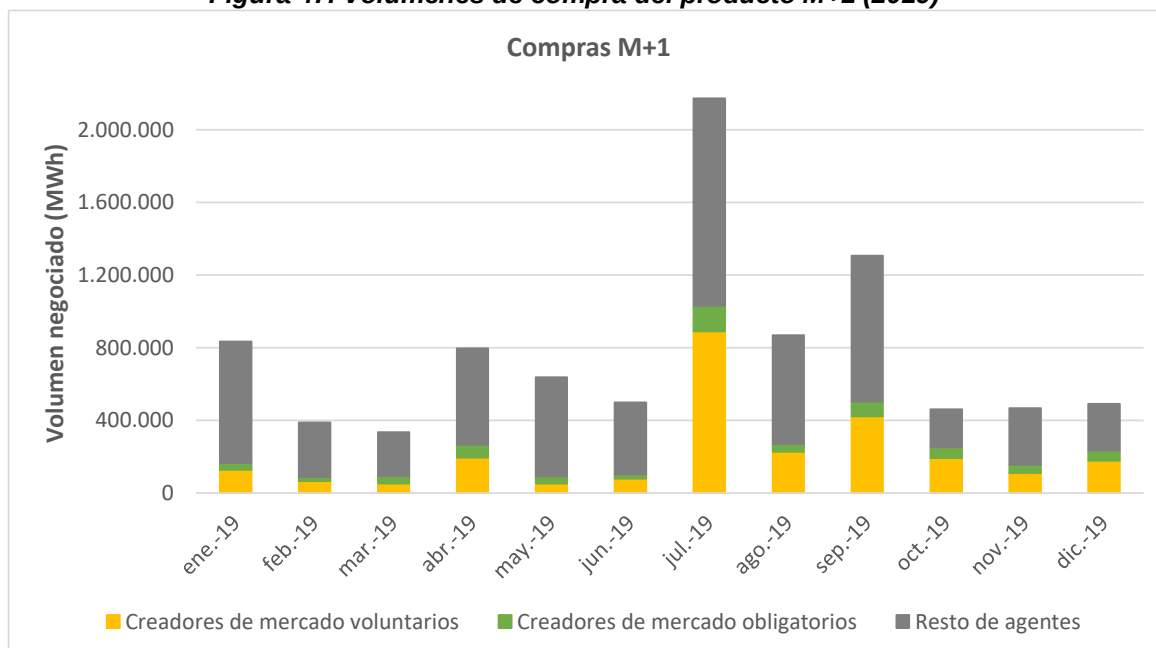
7.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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

Durante el año 2019, este producto alcanzó una negociación total de 9.258 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

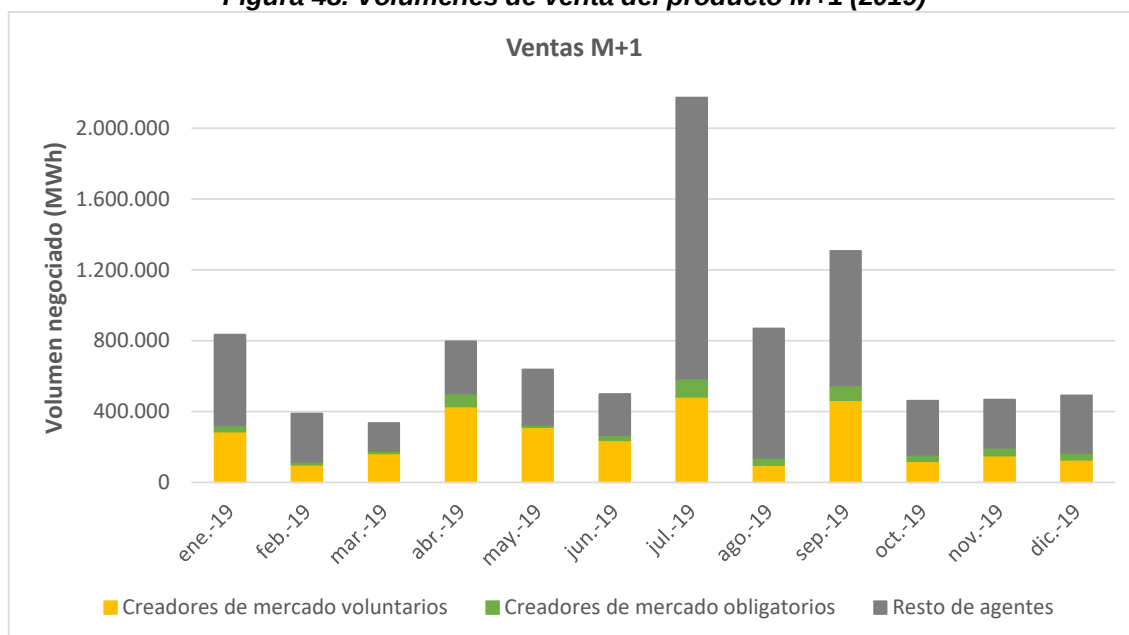
La actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 3.250 GWh y un volumen total de ventas de 3.495 GWh, lo que representa un 35,1% del total de las compras de este producto en mercado y un 37,8% del total de ventas.

Figura 47. Volúmenes de compra del producto M+1 (2019)



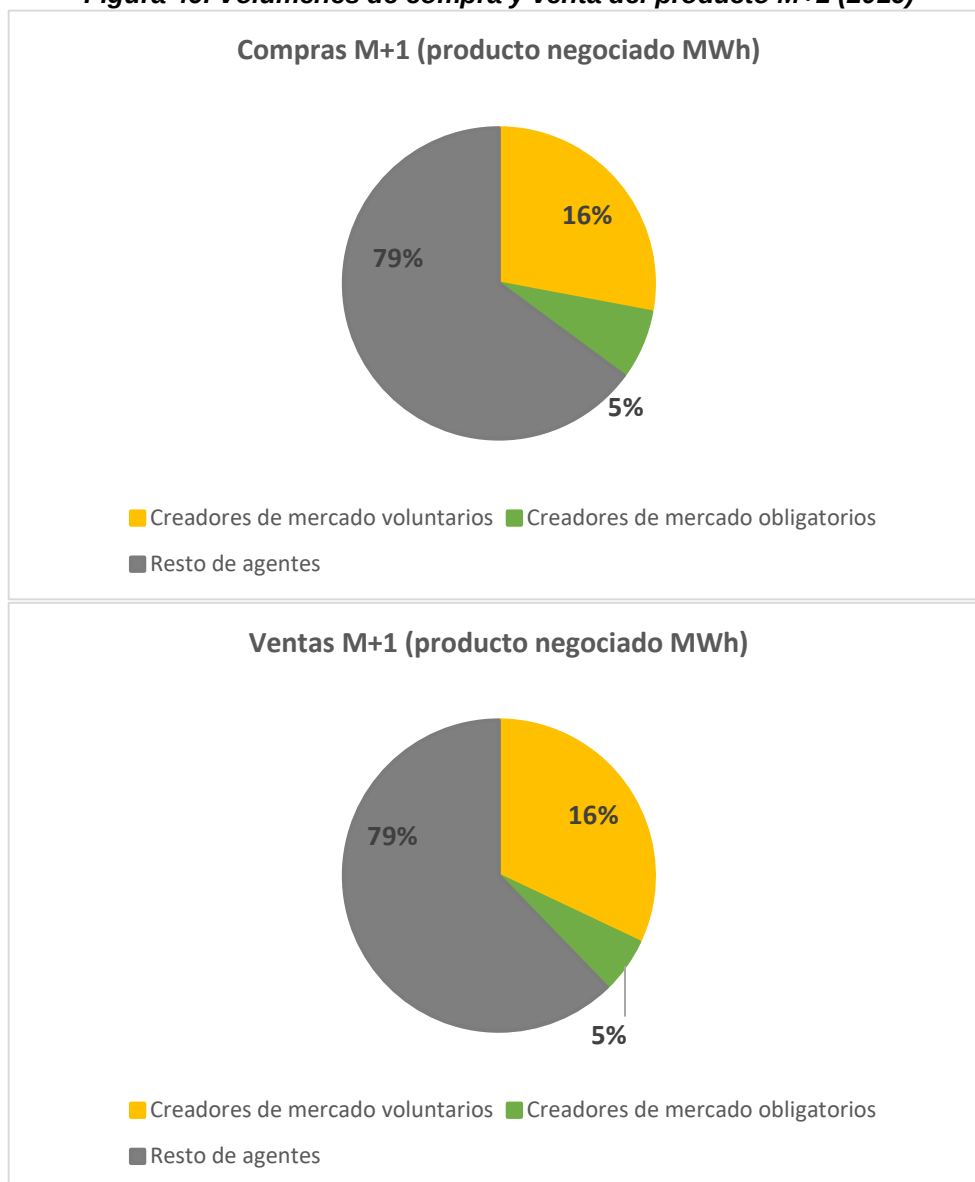
Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 48. Volúmenes de venta del producto M+1 (2019)



Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 49. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2019)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2019, se aprecia una tendencia progresiva al incremento de 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).

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

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

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

El número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad⁹ en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 198 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2019. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

Tabla 11. Número de comercializadores en el mercado de gas natural

Fecha	Número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad	Variación neta del número de empresas comercializadoras
31-12-2009	40	
31-12-2010	49	9
31-12-2011	61	12
31-12-2012	76	15
31-12-2013	88	12
31-12-2014	120	32
31-12-2015	135	15
31-12-2016	150	15
31-12-2017	171	21
31-12-2018	180	9
31-12-2019	198	18
Total incorporaciones desde el año 2009		158

Fuente: CNMC

De las 180 empresas del listado, hay 55 empresas comercializadoras de gas natural que han manifestado su intención de operar exclusivamente en mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar suministro a consumidores finales.

En relación con la participación en el Mercado Organizado MIBGAS, a finales del mes de diciembre de 2018 el número de agentes habilitados para operar en el mercado ya era de 107 durante el año.

⁹ Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Tabla 12. Evolución del número de agentes dados de alta en 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

Fuente: MIBGAS

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2019 un total de 28 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.

8.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas

En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2019, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado - MIBGAS y la participación en el mercado OTC, analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora.

8.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2019, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 86. Entre estos agentes, hay 31 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2019, y 54 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figuran como agentes con saldo neto comprador ENAGAS GTS, por los importes de los gases regulados (gas de operación y acciones de balance).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 13. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2019

[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 Enagas, tanto para las compras reguladas de gases de operación como las relativas a acciones de balance; dichas transacciones de Enagas suponen el 5,4% del volumen total negociado. Además, se compara con las cuotas de ventas de las principales empresas en

el mercado minorista, donde las cinco primeras son los grupos Naturgy (25,8%), Endesa (15,5%), Repsol (11,5%), Iberdrola (9,5%) y Cepsa (6,0%).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 14. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2019, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

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

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2018 un total de 28 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives, que en 2019 inició la negociación de los **productos intradiario y diario de GNL en las plantas**. En el mes de abril de 2018, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

Entre estos agentes, 23 agentes durante 2019 han realizado alguna transacción de los cuales hay 9 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2019, y 14 comercializadores con saldo neto comprador.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 15: Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS Derivatives en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2019 es Axpo que actúa como creador de mercado con un 34% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de Iberdrola con un 31%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.221.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 16. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es Axpo, que actúa como creador de mercado, alcanzando un 29,6% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de Engie España con un 21,3%.

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 1.737.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 17: Cuotas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

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

Durante el año 2019, hasta un total de 114 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 1.435.564 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (mitad ventas y mitad compras), según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 18. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2019, por agente de mercado

Tabla 19. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2019, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista

[FIN CONFIDENCIAL]

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

El documento *European Gas Target Model review and update*¹⁰ (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.

9.1. Indicadores de liquidez del mercado español

En el documento del Gas Target Model se proponen unos umbrales mínimos de cuatro indicadores relacionados con la liquidez del mercado. Los mercados que

¹⁰ [European Gas Target Model review and update, ACER, January 2015](#)

alcanzan dichos umbrales en sus productos a corto, medio y largo plazo, permitirían a los agentes participantes realizar transacciones de compra y venta de gas, desde el horizonte temporal más cercano como el diario, hasta transacciones de volúmenes de gas en los años futuros.

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

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

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

Tabla 20. 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 2019 para cada uno de los indicadores propuestos en el GTM, junto con la metodología empleada en su cálculo, que servirán de referencia para evaluar el estado de evolución del mercado en España.

9.1.1. Volumen del libro de ofertas

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

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS según la metodología de cálculo por el Gas Target Model¹¹. El Operador de Mercado dispone de datos de este indicador desde el 19 de mayo de 2016.

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

Tabla 21. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2018-2019)

PRODUCTO	2018		2019		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	VOLUMEN COMPRAS (MW)	VOLUMEN VENTAS (MW)	
Intradiario	106	106	125	151	≥2000
Diario D+1	113	113	147	184	≥2000
Mes siguiente	23	23	22	22	≥470

Fuente: MIBGAS

Como se observa en la tabla anterior, el volumen del libro de ofertas del mercado MIBGAS ha mejorado en los productos spot, aunque sigue sin alcanzar el 10% del volumen objetivo propuesto en el GTM, en los productos spot (intradiario y diario) y no llega al 5% en el producto mes siguiente.

Como ya ocurría en el año 2017 y 2018, los parámetros se siguen encontrando lejos del objetivo marcado en el GTM.

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

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

¹¹ 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 22. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2018-2019)

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)	% Sesiones con spread	
	2018	2019		2018	2019
Intradiario	1,35%	2,53%	≤0,4%	100%	100%
Diario D+1	1,44%	1,95%	≤0,4%	100%	100%
Resto de mes	6,58%	8,97%	≤0,2%	40,5%	24,9%
Mes siguiente	1,09%	1,63%	≤0,2%	96,3%	94,8%

Fuente: Elaboración propia

En 2019, ha aumentado el diferencial entre oferta y demanda en los productos más líquidos: intradiario, diario y mes siguiente, situándose entre el 1,6% y el 2,6%, empeorando con respecto a lo obtenido el año anterior y situándose 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 23. Evolución de precio del diferencial entre oferta y demanda de los productos D+1, WD y M+1 en 2019

MES	DIARIO (%)	INTRADIARIO (%)	MENSUAL (%)
Enero	1,23	1,37	0,84
Febrero	1,03	1,70	1,06
Marzo	1,33	2,70	1,41
Abril	2,11	3,33	1,56
Mayo	1,40	1,79	1,73
Junio	2,16	1,86	1,96
Julio	1,89	2,36	1,82
Agosto	2,25	2,75	1,97
Septiembre	2,46	3,28	1,91
Octubre	2,21	4,18	1,58
Noviembre	2,08	2,33	1,72
Diciembre	3,20	2,59	1,94

Fuente: Elaboración propia

9.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas

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

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

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

En la siguiente tabla se presentan los resultados de este indicador para los años 2018 y 2019, facilitado por MIBGAS, en base a las ofertas existentes en la sesión de negociación en determinados momentos del día.

Tabla 24. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2018-2019)

PRODUCTO	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra		Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta		Objetivo GTM (%)
	2018	2019	2018	2019	
Intradiario	1,2%	3,5%	1,2%	2,9%	≤0,02%
Diario D+1	1,1%	2,4%	1,0%	2,1%	≤0,02%
Mes siguiente	1,4%	-	2,2%	-	≤0,1%

Fuente: MIBGAS

9.1.4. Número diario de transacciones

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

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

Cabe observar una considerable mejora en el número de transacciones a lo largo de 2019, en los productos diario e intradiario.

Tabla 25. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2017-2018 y comparativa con los objetivos del GTM

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2018	2019	
Intradiario	125	250	≥420
Diario D+1	52	127	≥420
Resto de mes	3	0,2	≥160
Mes siguiente	12	11	≥160

Fuente: Elaboración propia

Pese al avance, los resultados del mercado español en 2019 (con una media de 250 transacciones al día en los productos spot y 11 en el producto mensual). todavía están muy alejados de los valores del GTM.

Tabla 26. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos D+1, WD y M+1 en 2019

MES	DIARIO (D+1)	INTRADIARIO	MENSUAL
Enero	133	306	29
Febrero	142	237	7
Marzo	114	192	5
Abril	264	691	10
Mayo	111	226	8
Junio	79	152	6
Julio	80	142	22
Agosto	80	181	10
Septiembre	109	205	16
Octubre	180	216	5
Noviembre	137	251	6
Diciembre	99	219	5

Fuente: Elaboración propia

9.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez

A continuación, se presenta un cuadro resumen de los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2019, que muestran que el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM.

Tabla 27. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2019

2019	Volumen medio (MW) en el libro de ofertas			Diferencial medio oferta de compra-oferta de venta (%)			Sensibilidad (%)			Número medio de transacciones al día	
	Compra	Venta	Objetivo GTM	Diferencial medio	Objetivo GTM	% Sesiones con spread	Compra	Venta	Objetivo GTM	Transacciones	Objetivo GTM
Intradiario	125	151	≥2000	2,5%	≤0,4%	100%	3,4%	2,9%	≤ 0.02%	250	≥420
D+1	147	184	≥2000	2,0%	≤0,4%	100%	2,4%	2,1%	≤ 0.02%	127	≥420
Resto de mes	-	-	≥470	9,0%	≤0,2%	24,9%	NA	-	-	0,2	≥160
Mes siguiente	22	22	≥470	1,6%	≤0,2%	94,8%	NA	NA	≤ 0.02%	11	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

9.2. Indicadores de salud del mercado español

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

Los indicadores propuestos por el GTM hacen referencia a la concentración del mercado y al número de fuentes de suministro.

9.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos

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

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI¹²), 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 2019 **el índice HHI alcanza un valor de 1.700**; considerándose este valor el correspondiente al de un mercado con una concentración más moderada que la existente en 2018. La mejora en este indicador se debe a la reducción en la dependencia de aprovisionamiento de Argelia (Sonatrach), que sigue siendo el principal suministrador del mercado español, pero cuya cuota se reduce en 18,2 puntos porcentuales en relación a 2018, situándose la cuota de aprovisionamiento en 2019 en un 33,0%.

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

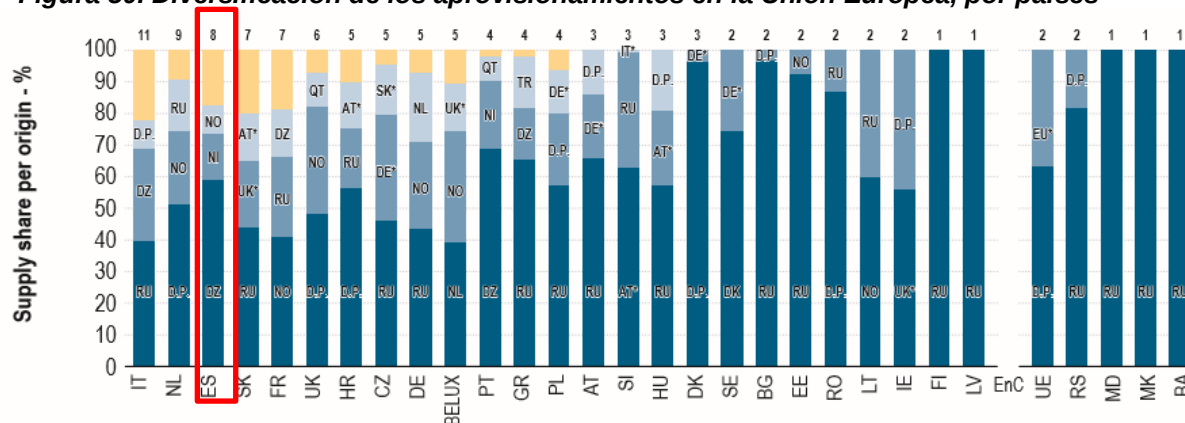
La diversidad de fuentes de suministro repercute en la seguridad de suministro del sistema en el caso de producirse alguna incidencia con los países productores de gas.

En el año 2019, España recibió gas procedente de 15 países productores¹³, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

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

¹³ Además de las importaciones desde Francia, Bélgica y Portugal.

Figura 50. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países



Fuente: ACER, MMR 2018

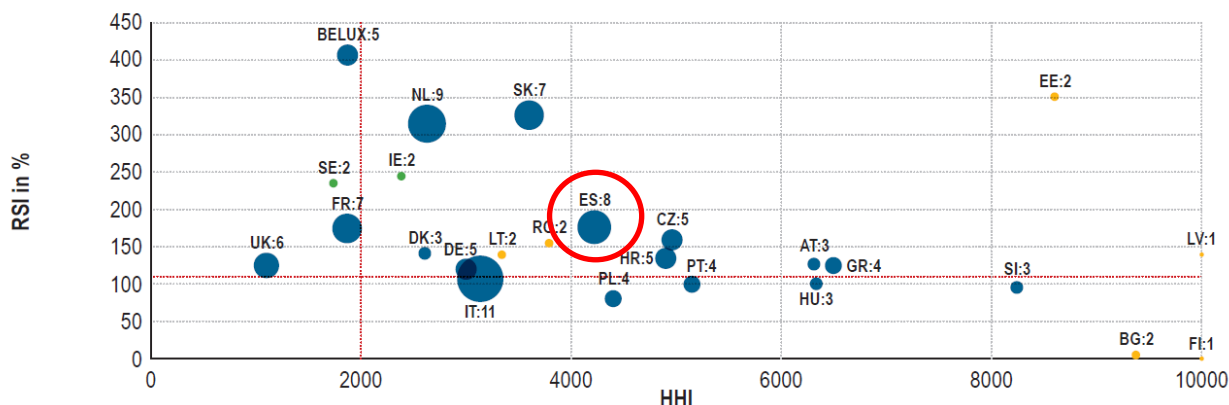
9.2.3. Residual Supply Index (RSI)

El Residual Supply Index (RSI) mide la dependencia de un mercado respecto de su principal suministrador. Este indicador pretende determinar la capacidad de un mercado para ser suministrado en el caso de pérdida de una fuente de suministro. Para esto la capacidad de suministro de todas las fuentes de suministro, exceptuando la principal fuente, debería alcanzar el 110% de la demanda del mercado, 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 177%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM (*en abscisas se representa el HHI de 2018 por países de origen de los aprovisionamientos a cada Estado Miembro*)

Figura 51. Evaluación del índice RSI en la Unión Europea, por países



Fuente: ACER, MMR 2018

9.2.4. Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta

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

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 641, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 557, 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).

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 28. Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2019

Tabla 29. Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

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

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 568, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ($\text{HHI} \leq 2.000$).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 30. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2019, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 13%, por lo que no supera el 40% establecido por el GTM.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas y el cálculo del índice HHI da un valor de 529, reflejando un mercado cada vez más competitivo.

[INICIO CONFIDENCIAL]

Tabla 31. Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2019

[FIN CONFIDENCIAL]

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

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 2.221, ya que 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 1.737.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

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

9.2.7. Resumen de resultados de los indicadores de salud

El mercado español obtiene mejores resultados en los indicadores de salud del mercado que en los indicadores de liquidez.

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

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

Tabla 32. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español en el cuarto trimestre de 2019

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	≤ 2.000	1.700
Número de fuentes de suministro	≥ 3	18
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2018)	$\geq 110\%$	177%
Concentración de las ofertas de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 16% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 11%.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS supone un 14%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 13%.

Fuente: ACER y MIBGAS

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

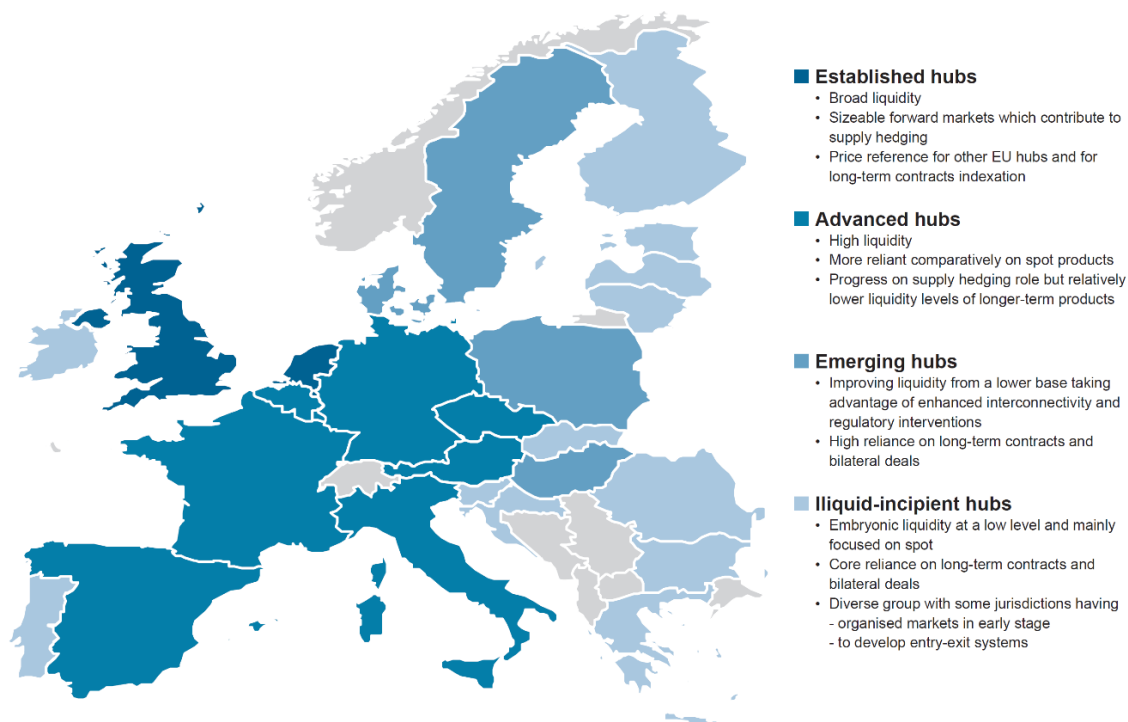
10.1. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

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

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

Atendiendo a la clasificación de ACER, los hubs europeos mejor establecidos son el holandés y el inglés, seguidos a continuación de un conjunto de mercados denominados como avanzados entre los que se encuentran España, Alemania, Bélgica, Francia, República Checa, Austria e Italia. El resto de países, entre los que se encuentra Portugal, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

Figura 52. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER



Fuente: ACER, MMR 2019

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather and Beatrice Petrovich¹⁴, que se basa en la evaluación de los hubs gasistas en función de cinco indicadores principales: el número de participantes

¹⁴ European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. Oxford Energy Studies, 2017.

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

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

No obstante, resulta especialmente relevante el dato sobre el volumen negociado, en donde se aprecia la enorme distancia entre el TTF y el NBP, con más de 20.000 TWh negociados al año, que es un volumen más de 10 veces superior al siguiente grupo de hubs europeos más líquidos, que tienen una negociación entre 650 y 1.800 TWh/año. El mercado español, con 100 TWh negociados entre mercados organizados y bróker, se sitúa por volumen de negociación cerca del nivel de los mercados belgas (ZEE y ZTP), pero a mayor distancia del mercado francés (780 TWh) o el mercado italiano PVS (1060 TWh)

Figura 53. Clasificación de los Hubs de gas europeos según 5 parámetros principales

2018	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products**	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate	Score /15***
TTF	189	50	28220	20	70.9	15
NBP	151	44	15105	16	16.9	14
NCG	137	23	1760	15	3.8	9
GPL	105	21	1150	14	2.8	9
PSV	102	20	1060	14	1.4	9
VTP	83	16	650	10	6.9	8
TRF	50	17	780	12	1.7	7
ZEE	47	16	460	7	3.1	7
ZTP	45	12	150	3		7
PVB	41	11	100	0	0.3	5
VOB	19	11	80	5	0.9	5

* Hub Score in the OTC Active Traders table.

** Score /56 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.

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

Fuente: Oxford Energy Studies

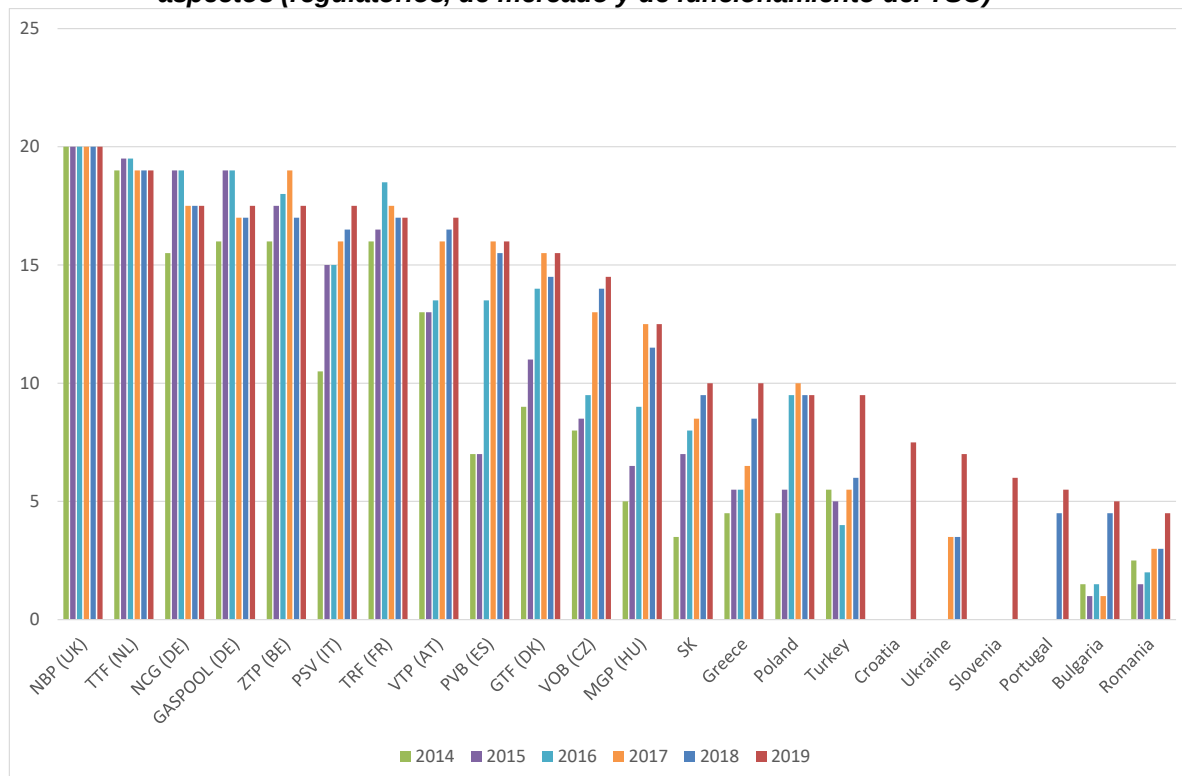
**Traded products” puntúa los mercados por el número de productos disponibles y su grado de liquidez; “Tradability Index” es un índice de ICIS que mide la profundidad de los libros de oferta de 20 productos. Se asignan 3 puntos al indicador en verde, 2 al amarillo y 1 al rojo*

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

En la siguiente figura se muestra la puntuación asignada por EFET a la mayoría de los mercados europeos, así como su evolución entre los años 2014 a 2019.

Vuelve a desatacar la posición que ocupa MIBGAS en el ranking, con 16 puntos, presentando una subida de 0,5 puntos respecto a la clasificación del mercado organizado en el año 2018.

Figura 54. Clasificación de los Hubs de gas europeos elaborada por EFET, en base a 20 aspectos (regulatorios, de mercado y de funcionamiento del TSO)



Fuente: EFET

La conclusión general de estos estudios es que el mercado español ha continuado avanzando durante los años 2018 y 2019, como se refleja en la mejora en las puntuaciones de EFET. Se considera un hub avanzado, cada vez más acercado al resto de mercados del noroeste de Europa.

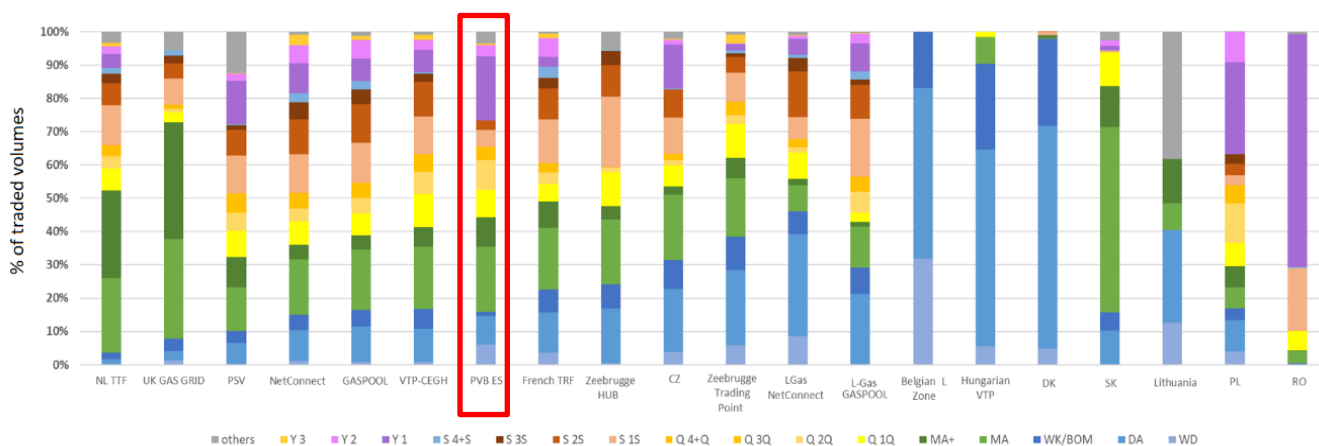
10.1.2. Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los principales mercados europeos, desglosados los volúmenes por tipo de producto, 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. En los denominados hubs avanzados, TTF y NBP, presentados en el punto 4.1.1., los productos spot presentan sólo entre un 10-40% del total negociado, mientras que en los mercados de Dinamarca, Belgian L zone o Hungría, estos productos presentan prácticamente el 100% de lo transaccionado. 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.

Por otro lado, los mercados en los que los productos a largo plazo Y+1 y Y+2, presentan un mayor peso son en primer lugar el rumano, en segundo el polaco y en tercer lugar el español.

Figura 55. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2019



Fuente: MMR 2019 ACER

Así, por ejemplo, en el TTF y en el NBP, que son los mercados de mayor liquidez (a la izquierda de la figura), los contratos diarios e intradiarios (en tono azul) representan menos de un 5% de la negociación; el contrato M+1 (en verde claro) supone un 20%-30% de la negociación, y el resto se distribuye entre contratos de futuros trimestrales, semestrales o anuales.

En los mercados de Italia, Alemania, Austria, y España, el porcentaje de contratos diarios e intradiarios se sitúa por debajo del 20% de la negociación, mientras que, en los mercados europeos con menor liquidez, como Lituania, existe muy poca o nula negociación de productos futuros, por lo que la liquidez se corresponde casi en exclusiva a la contratación de productos spot, diarios o intradiarios.

En el caso del mercado español (resaltado en el gráfico), resalta la existencia de negociación de productos en todo el rango temporal de la curva, incluyendo contratos de futuros Y+1 e Y+2 (en color violeta), aunque estos contratos se negocian en casi su totalidad mediante acuerdos OTC, fuera de una plataforma de mercado organizada. En particular destaca la negociación del producto M+1 y del Y+1, que suponen cada uno alrededor de un 20% del total negociado en el mercado español.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

En 2019 el volumen total negociado en MIBGAS ha sido de **48.270 GWh** negociados, lo que equivale aproximadamente al 12,1% de la demanda nacional de gas, duplicando el volumen de negociación del año 2018 (24.261 GWh).

Además, se ha alcanzado los 105 agentes registrados, 23 agentes más respecto a 2018. El número medio de agentes que participan diariamente en el mercado enviando ofertas (promedio de agentes activos) es de 56.

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

- La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2019, sobre el total negociado, fueron las **acciones de balance**, seguidas de las operaciones realizadas por los creadores de mercado voluntarios.
- La regularidad de las **compras de gas de operación** asegura la realización diaria de operaciones y la fijación del precio de referencia del mercado.
- La presencia de **creadores de mercado voluntarios** en el producto mensual ha impulsado la negociación de este producto, tanto sobre el volumen como sobre el número de sesiones en las que se realiza alguna transacción.
- La introducción de los **creadores de mercado obligatorios** (Naturgy y Endesa como operadores dominantes) también ha contribuido al aumento de la liquidez, aunque el efecto ha sido notablemente inferior al de los creadores de mercado voluntarios, que están ofreciendo un diferencial de precios (spread) inferior¹⁵.

Tercera. En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2019 fue de **15,27 €/MWh**. Esto supone un precio medio de unos 9,4 €/MWh inferior al promedio de 2018, reflejando una **caída en el precio anual del 38%**.

Durante el año 2019, ha mejorado la **convergencia de precios** del mercado mayorista de gas con los principales mercados europeos, en un entorno favorable para el mercado español, por la sobreoferta de GNL en el mundo.

¹⁵ 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. Esta obligación es de aplicación desde que surte efectos la Resolución de 14 de noviembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía y se extingue transcurridos **cuatro años** desde dicha fecha (18 de noviembre). Por tanto, a finales de 2021. También puede ocurrir que en base a los nuevos listados de operadores dominantes, nuevos comercializadores puedan estar sujetos a la obligación.

- En el caso del producto diario, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de 1,89 €/MWh, llegando a situarse sin embargo MIBGAS por debajo del TTF durante los meses de noviembre y diciembre. Esto supone que el diferencial promedio del precio con Europa se ha incrementado ligeramente respecto del año 2018 que fue de 1,58 €/MWh, aunque menor que el diferencial de 2017, que fue de 3,69 €/MWh.
- El diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el producto M+1 se situó en una media anual de 1,44 €/MWh. Esto supone una disminución del diferencial promedio del precio con Europa respecto de los años 2017 y 2018 que fue de 3,46 y 2,05 €/MWh, respectivamente.

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

Cuarta. Las actuaciones fraudulentas llevadas a cabo por Solstar y Gasela en el mes de abril de 2019 mostraron la necesidad de introducir cautelas adicionales en las transacciones de los agentes (principalmente en el caso de grandes transacciones en el mercado OTC, pero también en los productos diarios e intradiarios negociados en MIBGAS o en otras plataformas), para evitar que un agente pueda generar un desbalance alto, sin tener ningún respaldo de gas o de garantías económicas.

Durante 2019 y 2020 ya se han introducido varias **medidas de regulatorias para prevenir y combatir posibles actuaciones fraudulentas**, como la revisión del modelo de cálculo de garantías de desbalance, la retención de derechos de cobro en productos spot de las plataformas de mercado (hasta la entrega física) y la posibilidad de cancelar operaciones OTC de elevado volumen si no se realiza la entrega física del gas. Queda pendiente de articular el traspaso automático de los clientes al CUR en casos de impagos elevados de un comercializador.

En todo caso, es necesario que tanto el GTS como los operadores de mercado extremen la vigilancia y actúen rápidamente suspendiendo las operaciones de los agentes con posibles comportamientos fraudulentos o impagos elevados. En paralelo, es necesario analizar la eficacia y el coste de las medidas regulatorias introducidas.

Quinta. 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 pocos agentes registrados en comparación con el mercado spot.

Cabe desatacar que el 18 de junio de 2019, PEGAS, la plataforma de comercio operada por EEX-Powernext, ha comenzado a negociar contratos spot y futuros en el PVB.

En 2019, el volumen total negociado en la plataforma de MIBGAS Derivatives fue de 7.626 GWh a los que se suman 234 GWh registrados por BME Clearing y 2.402 por PEGAS, lo que supone que en conjunto el volumen negociado se ha multiplicado por tres con respecto a 2018 que fue de 3.431 GWh.

Como ya se apuntó en el anterior informe sobre la liquidez del mercado organizado español, como posible medida de impulso de los mercados de futuros, en los próximos años se podría considerar el traslado de las obligaciones de creador de mercado obligatorios del producto diario a otros productos a más largo plazo (M+2 o Q+1), para facilitar la liquidez en toda la curva de productos de gas, así como la reducción del spread de los creadores de mercado obligatorios.

Sexta. En abril de 2020 se ha implementado en España el modelo de **tanque virtual de GNL**, contemplado en las Circulares de la CNMC por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Al 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 el que nos encontramos.

En los próximos meses y años será necesario completar el desarrollo del modelo, así como analizar y supervisar el funcionamiento del mismo, para facilitar el desarrollo del hub de GNL, pionero en Europa.

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

- Elaboración y aprobación de las Reglas del mercado organizado de gas para la negociación de productos con entrega en el sistema portugués.
- Memorando de Entendimiento entre CNMC y ERSE para la cooperación y coordinación eficaz de la supervisión del Mercado Ibérico de Gas Natural.

