

INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2022 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO

REF INF/DE/388/23

Fecha: 5 de octubre de 2023

www.cnmc.es

Índice

1. INTRODUCCIÓN	8
2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	9
2.1. Producción y demanda mundial de gas	9
2.2. Niveles de precios	11
2.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	14
3. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	15
4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	21
4.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	21
4.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos	22
4.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1	25
4.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	27
4.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	29
4.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF	30
5. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	35
5.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	39
5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	41
5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	43
5.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives	51
5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)	56
6. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ	61
6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	61
6.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	65

6.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	66
6.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	69
6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2022.....	69
6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2022	69
6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2022	70
6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2022 ⁷¹	
6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	73
6.5.1. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario	73
6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual	76
7. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS	80
7.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	80
7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	81
7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas	81
7.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas	83
7.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas	84
8. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL	85
8.1. Indicadores de liquidez del mercado español	86
8.1.1. Volumen del libro de ofertas.....	87
8.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread)	88
8.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas	88
8.1.4. Número diario de transacciones.....	89
8.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez	90
8.2. Indicadores de salud del mercado español	91
8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos	91
8.2.2. Residual Supply Index (RSI)	92
8.2.3. Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta.....	93

8.2.4. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS	93
8.2.5. Resumen de resultados de los indicadores de salud	94
9. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS	95
9.1. Evolución de la liquidez de los mercados de gas en Europa	95
9.2. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	97
9.2.1. Clasificación de los Hubs europeos según ACER	97
9.2.2. Clasificación de los Hubs europeos (Oxford Energy Studies)	98
9.2.3. Clasificación de los Hubs europeos elaborada por EFET	99
10. CONCLUSIONES	100
11. RECOMENDACIONES	102

RESUMEN EJECUTIVO

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad **MIBGAS**, cumplió en 2022 su séptimo año de funcionamiento. En 2022 **continuó creciendo tanto en volumen como en número de participantes**, alcanzando los 178 agentes registrados, 6 agentes más respecto a 2021. El número medio de **agentes activos** que participaron diariamente en el mercado enviando ofertas se mantiene en unos **100 participantes** en los días laborables.

El volumen total negociado en MIBGAS en 2022 fue de **121.419 GWh**, lo que representa un **33,3% de la demanda de gas** en España. El **volumen de negociación ha aumentado un 76,5%** respecto al volumen de negociación del año 2021 (**68.793 GWh**).

Sin embargo, el volumen total negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2022 fue de 2.384 GWh (con una disminución del 53% respecto a 2021), de los cuales 1.847 GWh fueron de productos a plazo en PVB, 391 GWh de productos en las plantas de GNL y 145 GWh de productos en los almacenamientos.

El volumen total de **transacciones bilaterales OTC** notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2022 ascendió a un total de 915,46 TWh, que equivale a 2,5 veces la demanda anual, aunque supone un **descenso del 3,0%** respecto a 2021. La negociación se reparte entre el tanque virtual de GNL (57,7%), el punto de balance PVB (41,7%) y en los almacenamientos (0,6%)

Los elevados precios y el **mayor riesgo de contraparte fomentaron el registro de las transacciones bilaterales en las cámaras de contrapartida central**. En conjunto, el volumen registrado para compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de contratos de gas natural en PVB de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2022 fue de 98.194 GWh, lo que supone un **incremento del 53%** respecto al año 2021:

En 2022, en el mercado europeo de referencia (TTF) los precios de gas superaron los 180 €/MWh, alcanzando un pico máximo el 26 de agosto, con 320 €/MWh. El mercado español se comportó algo mejor con un diferencial superior a 30 €/MWh favorecido por la menor dependencia de Rusia y las plantas de regasificación españolas. Con todo en España se alcanzó un precio máximo histórico de 240 €/MWh.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2022 fue de **99,16 €/MWh**, casi 52 €/MWh más que el precio promedio de 2021 (47,31 €/MWh).

Las **medidas de fomento de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2022** (acciones de balance y compra de gas de operación y creadores de mercado obligatorios y voluntarios) **proporcionaron** al mercado **un volumen de**

negociación de 22.277 GWh, y suponen el 16,74% de las compras totales y 15,64% de las ventas totales.

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

Figura 1. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y MIBGAS Derivatives

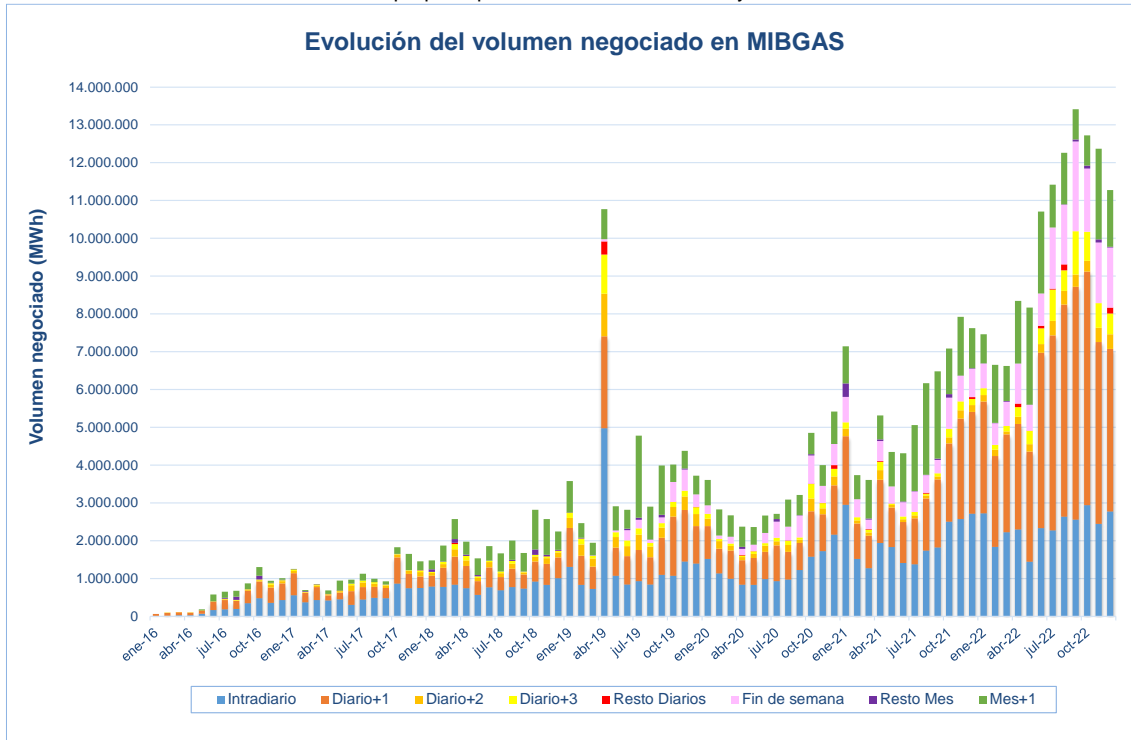
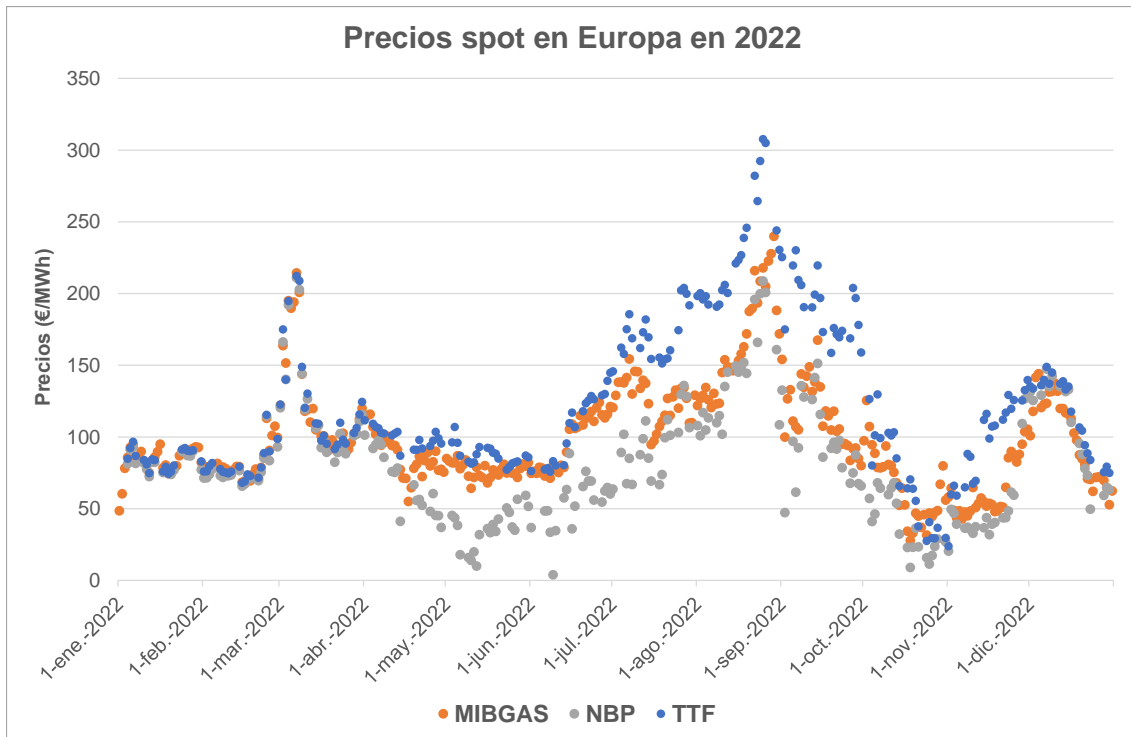


Figura 2. Evolución del precio spot de gas en España, en comparación con el NBP y el TTF

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y MIBGAS Derivatives



1. INTRODUCCIÓN

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

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

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

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

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

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

En este séptimo informe se analiza el funcionamiento del mercado en el año 2022, en el que cabe destacar el mejor comportamiento en precios del mercado español con respecto a Europa.

Por su parte, la plataforma de mercado continúa desarrollándose y creciendo en volumen negociado en los productos spot, consolidándose como la referencia de precios en el mercado español.

Ya en 2023, la *Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión* permite disponer de una nueva versión consolidada de las reglas del mercado, con la incorporación de diversas mejoras de detalle de funcionamiento propuestas por el Comité de Agentes del Mercado, en base a la experiencia de los últimos años.

2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

2.1. Producción y demanda mundial de gas

De acuerdo con las estimaciones del Energy Institute¹, en 2022 la **producción mundial de gas natural** permaneció prácticamente constante en relación con 2021, alcanzando 4.043 bcm, lo que supone un descenso de 0,2%.

Los principales aumentos de la producción se producen en Norteamérica: EE.UU. (+34 bcm) y Canadá (+12 bcm). También tienen un aumento significativo la producción de China (+13 bcm), Noruega (+9 bcm), Arabia Saudita (+6 bcm) y Australia (+5 bcm).

Por otra parte, se produce un descenso muy importante de la producción de gas de Rusia (-84 bcm), por la reducción de las exportaciones de gas a Europa. También se producen descensos de producción en Nigeria (-5 bcm), Tailandia (-6 bcm) y Pakistán (-4 bcm).

Dentro de la Unión Europea, la producción de Holanda se reduce en 3 bcm, aunque sigue siendo el principal país productor de la UE, con 15 bcm.

La **demanda de gas a nivel mundial disminuyó un 3.1%**, hasta 3.941 bcm, influida por el contexto de altos precios del gas. La mayor reducción de la demanda se produce en Europa, con una disminución del 12%, así como en Rusia, donde también disminuye un 14%. En el extremo contrario se encuentra EE.UU, donde la demanda de gas crece un 5,4%, incrementando su liderazgo como primer consumidor mundial de gas. En el resto del mundo, las variaciones de demanda son menos significativas (Japón -3%, China -1,2%).

El **comercio de gas natural en 2022 se contrajo un 5%**, en particular por la reducción de las exportaciones por gasoducto, que bajan un 15%, mientras que el comercio de GNL crece un 5%, y supone ya el 56% del comercio mundial de gas, superando por primera vez el comercio por gasoducto.

Producción y demanda mundial de GNL

De acuerdo con la asociación GIIGNL², en 2022 la **capacidad mundial de licuación** se incrementó en 15 millones de toneladas (M Tm), alcanzando 476 M Tm, principalmente por los incrementos en EE.UU. (Sabine Pass T6 y Calcasieu Pass). Además, Mozambique se incorpora como país productor de GNL (con la puesta en marcha de la planta flotante de Coral South), con lo que el número de países productores alcanza los veintidós.

La capacidad de regasificación alcanzó 1.068 M Tm (+23 M Tm) en 45 países, con la puesta en operación de 9 terminales, con los principales incrementos situados en Europa, seguido de Asia- Pacífico.

¹ Statistical Review of World Energy, 2023 (72nd Edition) (anteriormente elaborado por BP)

² GIIGNL Anual Report, 2023

La flota de buques metaneros crece en 35 buques, alcanzando un total de 734 buques operativos, incluyendo 49 unidades de regasificación flotantes (FSRU) y 70 buques de tamaño inferior a 30.000 m³, destinados a operaciones de pequeña escala o bunkering.

De acuerdo con datos del Informe “Shell LNG Outlook 2022”, el **comercio mundial de GNL** alcanzó 397 millones de toneladas (M Tm) en 2022, con un incremento de 16 M Tm en comparación con 2021.

El principal incremento en la producción de GNL procede de Estados Unidos, que alcanza 80 millones Tm (6 más que en 2021).

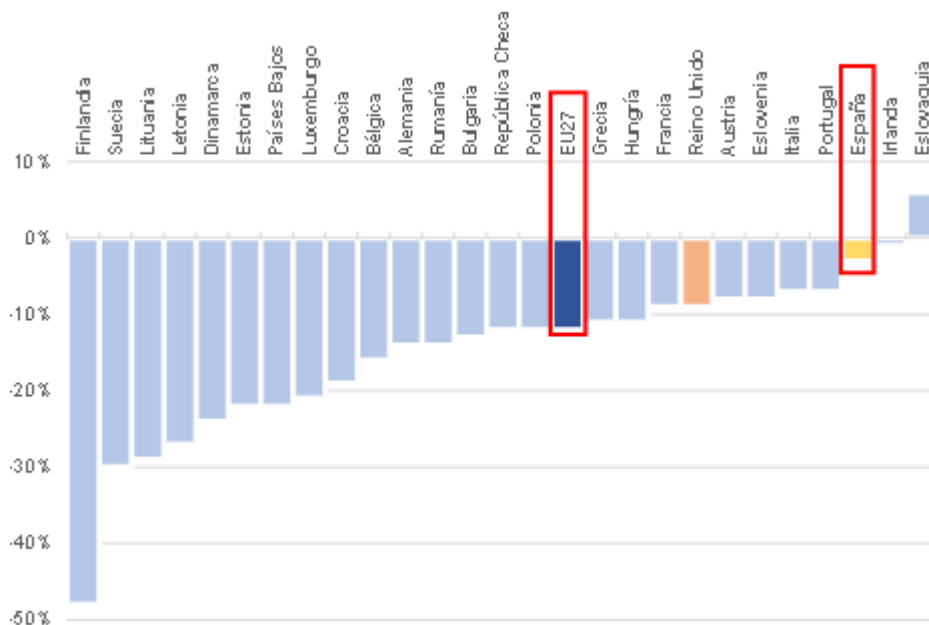
Los tres primeros productores mundiales son Australia, Catar y Estados Unidos, todos ellos superando ligeramente los 80 M Tm, seguidos de Rusia (33 M Tm) y Malasia (28 M Tm)

La debilidad de la demanda en el mercado asiático y en Sudamérica, en gran parte motivada por los altos precios del GNL, permitió destinar mayores cantidades de GNL al mercado europeo (+45 M Tm), con un incremento del 57%. En particular la demanda de GNL de China descendió en 15 M Tm (-19%), por la continuación de las medidas restrictivas del Covid y el mayor consumo de carbón, por lo que Japón recupera su posición como principal país importador mundial (72 M Tm) frente a 63 M Tm de China.

Evolución de la demanda y las importaciones de gas en Europa

La **demanda de gas en Europa bajó un 12% en 2022**, en comparación con la media de 2019 a 2021, con bajadas en prácticamente todos los países de la Unión Europea.

Figura 3. Variación de la demanda de gas en Europa: 2022 vs media 2019-2021



Fuente: Bruegel

En el caso de España, la demanda de gas disminuyó un 3,7% respecto a 2021. La caída de la demanda convencional (doméstico e industrias) fue muy intensa (-21,4%) por el alto nivel de precios del gas, que se compensó con el mayor consumo de gas en generación eléctrica, impulsado por el incremento de las exportaciones de electricidad a Francia.

*En el conjunto de Europa, las importaciones de gas ascienden a 321 bcm en 2022, con un **descenso muy importante de las importaciones de gas de Rusia por gasoducto**, que se compensa con el incremento de las importaciones de GNL, con un notable incremento de la utilización en todas las terminales de regasificación, en particular en las del norte de Europa.*

Noruega se convierte en el principal proveedor a la Unión Europea por gasoducto (86 bcm), superando ampliamente a Rusia (61 bcm) y al resto de orígenes: Argelia (31 bcm), Azerbaiyán (11 bcm) y Libia (2 bcm).

En relación con el GNL, el principal suministrador a Europa fue EEUU (72 bcm), seguido de Catar (28 bcm), Rusia (19 bcm), Argelia (13 bcm) y Nigeria (12 bcm). Los principales países importadores de GNL son Francia (35 bcm), España (29 bcm) y Reino Unido (25 bcm).

La producción interna de la Unión Europea vuelve a disminuir y supone unos 42 bcm, al haberse reducido la producción de los Países Bajos a 15 bcm. Otros países productores son Rumanía (9 bcm), y en menores cantidades Alemania, Italia o Polonia (entre 3-4 bcm cada uno).

Desde el punto de vista de las infraestructuras, se ha iniciado la instalación acelerada de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa, de rápida construcción, para sustituir las entregas de gas de Rusia. En concreto, en 2022 se han instalado dos nuevas FSRUs en Holanda y Alemania, y otras 6-7 están en proceso en Francia, Italia, Holanda y Alemania; en paralelo se ha aumentado la capacidad de regasificación en Polonia, Finlandia e Italia. Según datos de la asociación GIIGNL, en Europa aumentará la capacidad de importación de GNL en torno a un 34% a finales de 2024.

2.2. Niveles de precios

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

Los principales mercados asiáticos carecen de una infraestructura transfronteriza de gasoductos y almacenamiento suficientemente desarrollada, por lo que se aprovisionan de gas fundamentalmente en forma de GNL y, por tanto, los contratos son a largo plazo en gran medida, para garantizar el

suministro. Estos mercados, en conjunto, representan alrededor del 70% de las importaciones mundiales de GNL, por lo que tienen gran influencia sobre el precio del GNL a nivel mundial.

El año 2022 ha venido marcado en Europa por la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania y por la reducción de los aprovisionamientos de Rusia por gasoducto, por el cese del flujo por Polonia, la reducción de los flujos a través de Ucrania y Bielorrusia, y la destrucción del gasoducto Nordstream, que suministraba gas directamente de Rusia a Alemania, a través del mar Báltico. Además, los almacenamientos subterráneos de gas en Europa terminaron el invierno de 2021-22 en niveles históricamente bajos, pues en el año 2021, contrariamente a la operativa habitual, Gazprom apenas almacenó gas en Europa.

La reducción de los aprovisionamientos de gas de Rusia ha provocado un incremento en el precio del gas en los mercados europeos sin parangón, en particular en los países más expuestos al suministro de gas de Rusia.

En el mercado europeo de referencia (TTF) los precios de gas superaron los 180 €/MWh durante varias semanas entre julio y septiembre de 2022, alcanzando un pico máximo de 320 €/MWh, el 26 de agosto, coincidiendo con la campaña de llenado de almacenamientos en preparación para el invierno.

En comparación, el mercado español se ha visto menos afectado que los mercados de gas de Centroeuropa, manteniendo un diferencial con el TTF superior a -30 €/MWh desde el inicio de la crisis y hasta finales de 2022, principalmente por la disposición de infraestructuras excedentarias de importación de GNL. El precio máximo alcanzado en España fue de 240 €/MWh.

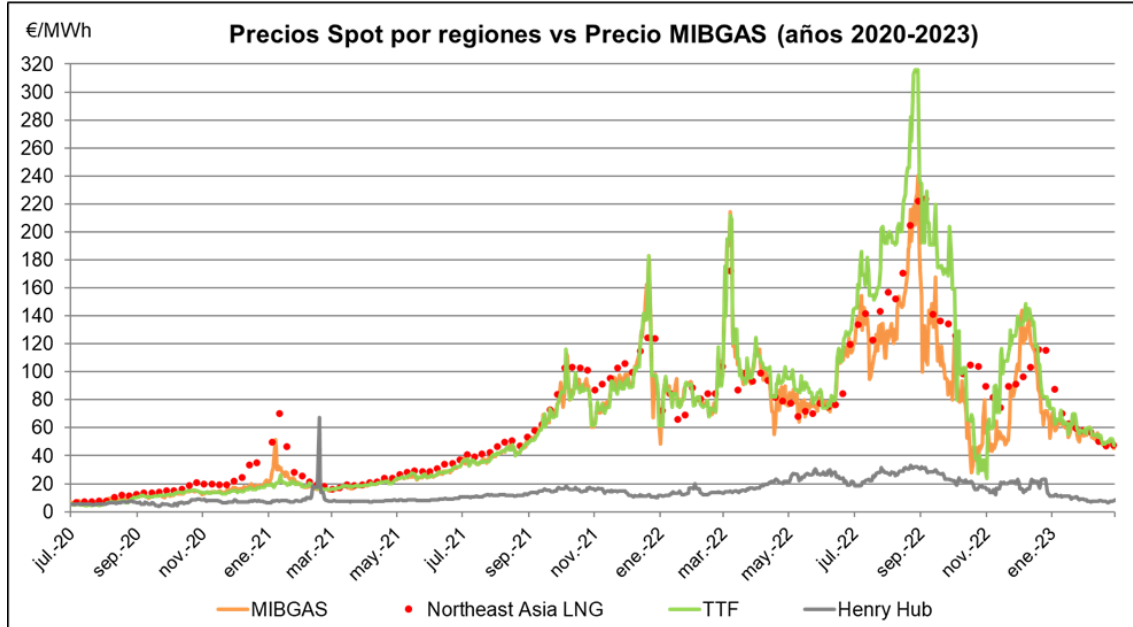
En 2022 los precios en los diferentes hubs europeos han reflejado las distintas exposiciones a su dependencia del gas ruso, lo que ha provocado un desacoplamiento entre ellos con tres zonas diferenciadas: la más cara que engloba a Países Bajos (TTF), Alemania e Italia; la intermedia del Reino Unido; y, por último, una más moderada que engloba a España y a Francia.

En el último trimestre del año los precios del gas comienzan a descender, por la seguridad que proporcionan los almacenamientos subterráneos y por los descensos de la demanda industrial y doméstica, como reacción ante los elevados precios y un invierno más cálido de la media. Ya en 2023, la instalación acelerada de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa está favoreciendo la vuelta a la convergencia de los precios de gas dentro de la Unión Europea.

Los precios del GNL en Asia también alcanzan niveles récord en 2022, duplicándose con respecto a 2021, mientras que las tensiones sobre el mercado

americano son menores, y los precios del gas marcan un promedio anual de 20,9 €/MWh, lo que supone un incremento del 80% con respecto a 2021.

Figura 4. Comparativa de precios del gas entre el mercado asiático, europeo y americano



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

La Unión Europea adoptó en 2022 varios **paquetes de medidas** para hacer frente a la situación de los precios y el aprovisionamiento de gas. Entre las medidas que afectan al mercado de gas cabe destacar las siguientes:

- Reglamento (UE)2022/1032: Establece un **nivel mínimo de llenado de almacenamientos subterráneos de gas del 80%** a 1 de noviembre de 2022 (**90% en 2023**). Adaptado en España por el RD-L 6/2022.
- Reglamento (UE) 2022/1369: Introduce una **reducción voluntaria del 15% de la demanda de gas** entre agosto-2022 y marzo-2023 respecto a la media de los últimos 5 años (la reducción podrá ser del 8% para países con interconexión inferior al 50%). La reducción será obligatoria en caso de alerta energética en la UE.
- Reglamento (UE) 2022/2578: Establece un mecanismo de corrección del mercado, consistente en establecer **un tope al precio del producto mensual de gas** en el mercado holandés TTF, si el precio supera **180 €/MWh** durante 3 días hábiles y se sitúa 35 €/MWh por encima del precio de referencia de GNL calculado por ACER. El tope al precio del gas entró en vigor el 15 de febrero de 2023.
- Reglamento (UE) 2022/2576: Crea una **plataforma conjunta de compras coordinadas de gas para la UE** (puesta en marcha en 2023) y extensión de los mecanismos de solidaridad entre países en caso de declaración de estados de alerta.

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

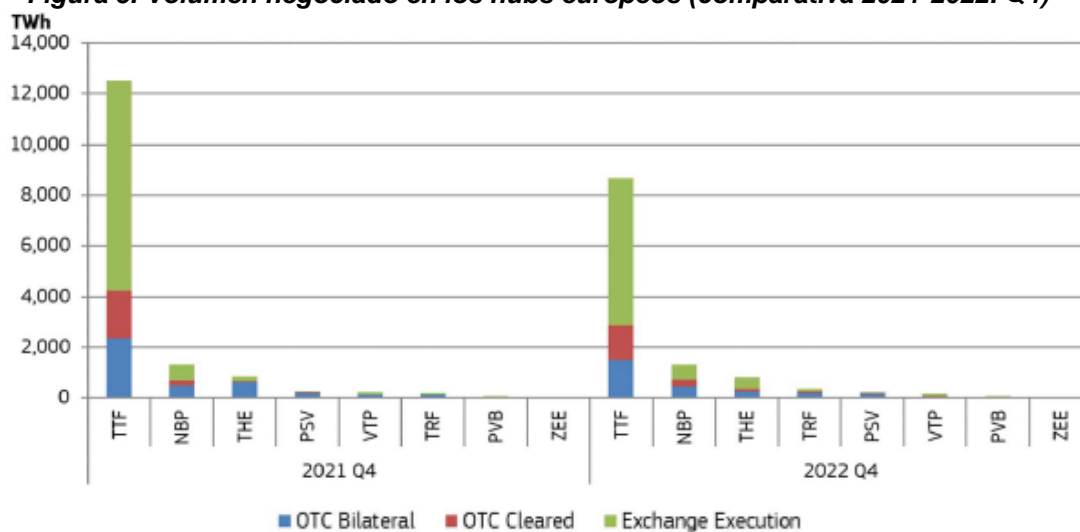
Los elevados precios del gas y su alta volatilidad a lo largo de todo el año 2022 afectaron de manera significativa a los volúmenes negociados en los diferentes hubs europeos de gas.

En el conjunto de 2022, el volumen total de gas negociado en el TTF se redujo un 19%. Aun así, la negociación en el TTF supone un 75% del total de negociación de gas en Europa (incluyendo el Reino Unido), y mantiene su liderazgo sobre el resto de mercados europeos, superando en más de 7 veces la negociación en el mercado inglés (NBP).

Por otra parte, la negociación en el mercado alemán (THE) aumenta ligeramente, tras la unificación de las dos áreas de mercado existentes hasta 2021, y su liquidez se aproxima a la del mercado inglés.

A bastante más distancia, los siguientes mercados por volumen negociado son el francés (TRF), el italiano (PSV), el austriaco (VTP) y los mercados español y belga.

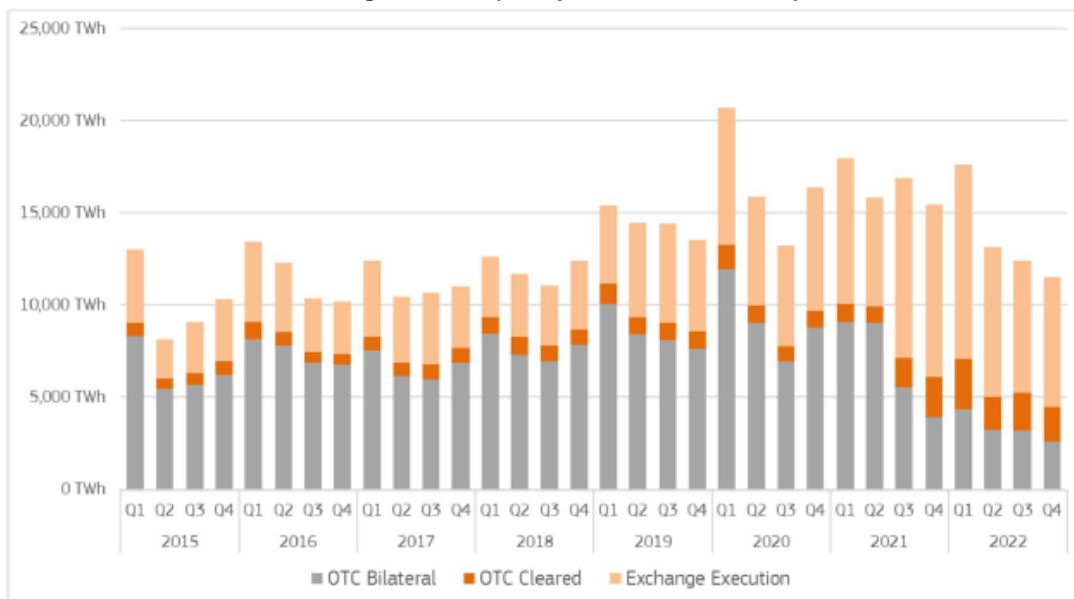
Figura 5. Volumen negociado en los hubs europeos (comparativa 2021-2022. Q4)



Fuente: Eurostat. Quarterly report on European gas markets

La reducción de la negociación ha afectado en mucha mayor medida a los intercambios bilaterales entre compañías (comercio OTC), por el mayor riesgo de contraparte inherente a este tipo de negociación, favoreciéndose la negociación a través de las plataformas de mercado organizados (exchanges), así como la negociación bilateral registrada a través de cámaras de contrapartida central (OTC cleared).

Figura 6. Volumen negociado en los hubs europeos por tipo de plataforma de negociación (comparativa 2015-2022)



Fuente: Eurostat. Quarterly report on European gas markets

Adicionalmente, las transacciones de gas se concentran en el corto plazo ante el elevado riesgo de contratar productos de gas a medio y largo plazo, así como por los elevados niveles de garantías (colaterales) necesarias para operar en los mercados a plazo, en el entorno de alta volatilidad y altos precios. Por ello, se ha reducido significativamente la liquidez en la mayoría de los mercados a plazo de Europa.

3. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL

El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. En el año 2022 las importaciones brutas de gas natural en España han aumentado un 7,4%, principalmente por el incremento de las reexportaciones de gas otros países europeos.

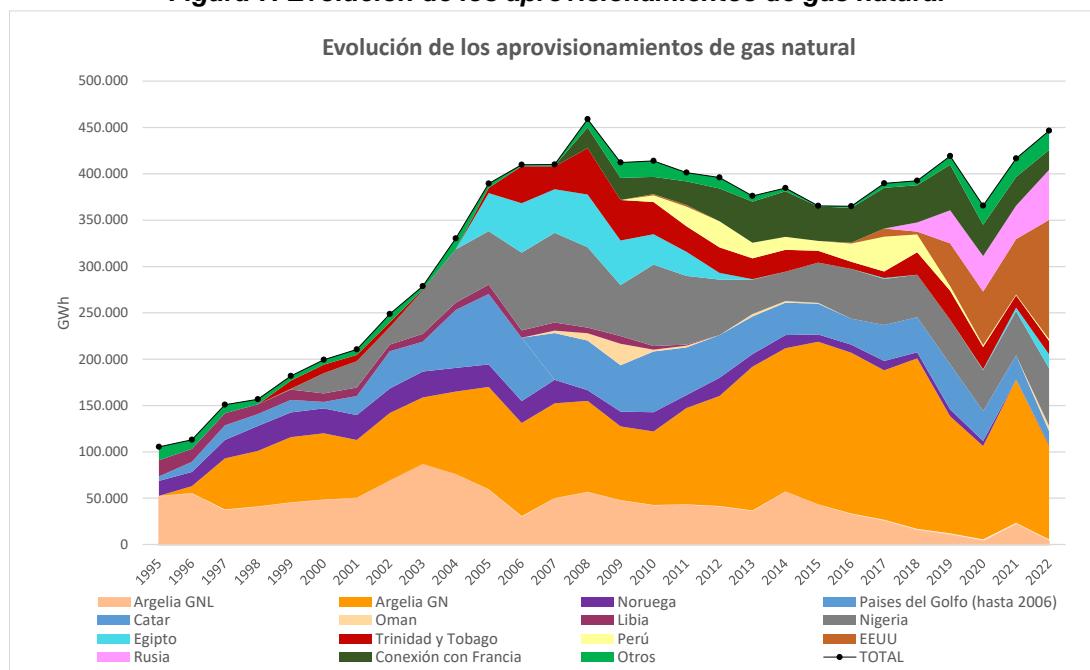
Las importaciones por gasoducto fueron de 128 TWh (-32,3%), lo que representa un 28,7% de las importaciones totales. El descenso se debe al cese del suministro de gas por el gasoducto del Magreb a partir del 1 de noviembre de 2021, por la falta de acuerdo entre Argelia y Marruecos para renovar el contrato de tránsito de gas. Por otra parte, en los primeros meses de 2022 se ha ampliado la capacidad del gasoducto Medgaz, pasando de 8 a 10 bcm/año.

Las **importaciones brutas de GNL alcanzaron el máximo histórico de 318,8 TWh (+40,4%)**, lo que supone un 71,3% del aprovisionamiento. En el conjunto del año se han realizado un total de 338 descargas de buques (casi una al día), frente a 254 en 2021. Esto ha motivado una mayor competencia en las subastas de los slots de descargas en todas las plantas españolas.

En el año 2022, el mercado español se abasteció de un conjunto de veintidós países. El principal país proveedor es **EE.UU.**, con un porcentaje del **28,6%**

aumentando 14,5 puntos porcentuales en relación con 2021, y supera a Argelia por primera vez. A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento se encuentran **Argelia (23,8%)**, **Nigeria (14,1%)**, **Rusia (12,5%)** y **Francia (4,4%)**.

Figura 7. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural



Fuente: Enagas y CNMC

La producción en yacimientos nacionales (333 GWh), en su mayoría procedente de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,07% del aprovisionamiento de gas natural. Además, se inyectaron 172 GWh de biometano en la red de gas natural.

Inyección de biometano por planta de producción (GWh)	
Planta Valdemingómez	138
Planta Biogasnalía	15
Planta Torre de Santamaría	13
Planta Elena	5
EDAR Bens	1
TOTAL	172

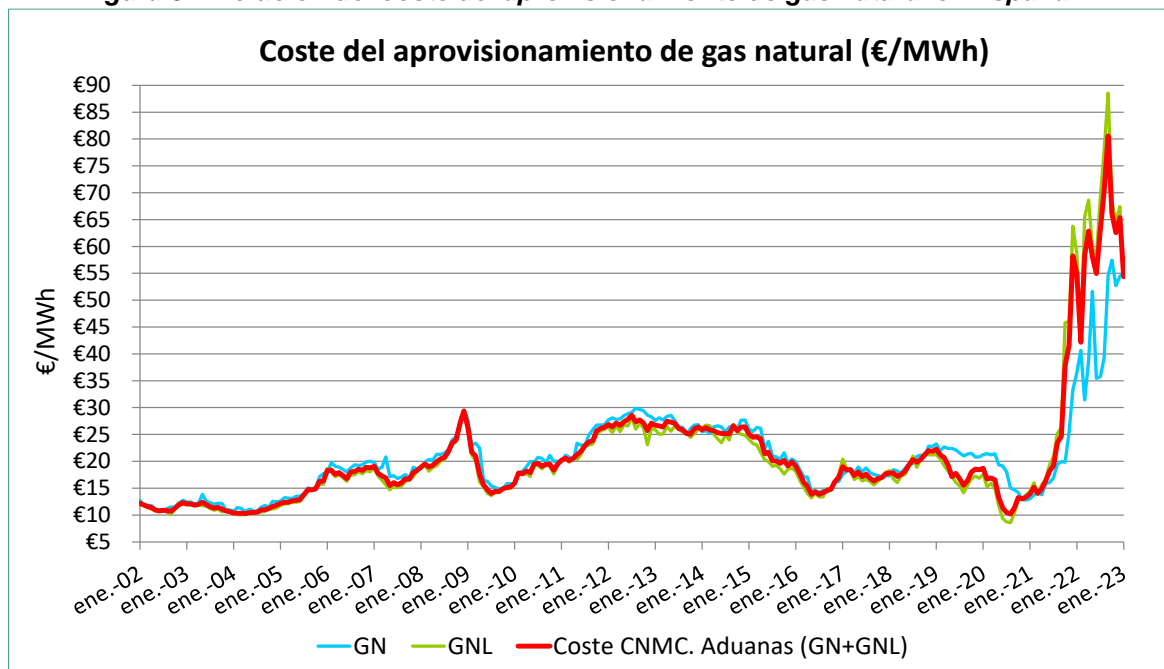
*La existencia de capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas ha permitido su utilización en 2022 como respaldo de otros países europeos afectados en mayor medida por la reducción del suministro de gas de Rusia. **La reexportación de gas desde España hacia otros países de la UE alcanza niveles récord** y contribuye a la seguridad energética de Europa.*

- Se han realizado operaciones de recarga de buques de GNL por un total de 24,53 TWh, lo que supone un aumento del 45% con respecto al año anterior, con Italia como principal destino, y Alemania a partir del último trimestre.
- La interconexión con Francia tuvo un saldo neto importador en cinco meses (enero, febrero, agosto, septiembre y octubre) y un saldo neto exportador en los restantes siete meses. En el conjunto del año, las exportaciones brutas a Francia alcanzan el récord histórico de 35,37 TWh. El saldo neto de entradas y salidas también resulta por primera vez exportador en 13,83 TWh.
- Las salidas brutas a Portugal fueron de 5,9 TWh (frente a 5,0 TWh en 2021), con un saldo exportador neto de 1,17 TWh.
- A partir del 28 de junio se iniciaron las exportaciones de gas a Marruecos por la interconexión de Tarifa, alcanzando un total de 1,9 TWh en 2022.

Otra característica relevante para 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 se ha incrementado, especialmente en relación con aprovisionamientos de GNL, y lo mismo sucede con los aprovisionamientos a través de la interconexión con Francia.

La evolución del coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española se refleja en el índice del coste de aprovisionamiento, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria, y que reflejan el incremento del coste de las importaciones en 2022, aunque la subida es menor que el incremento de los precios en los mercados spot.

Figura 8. Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España



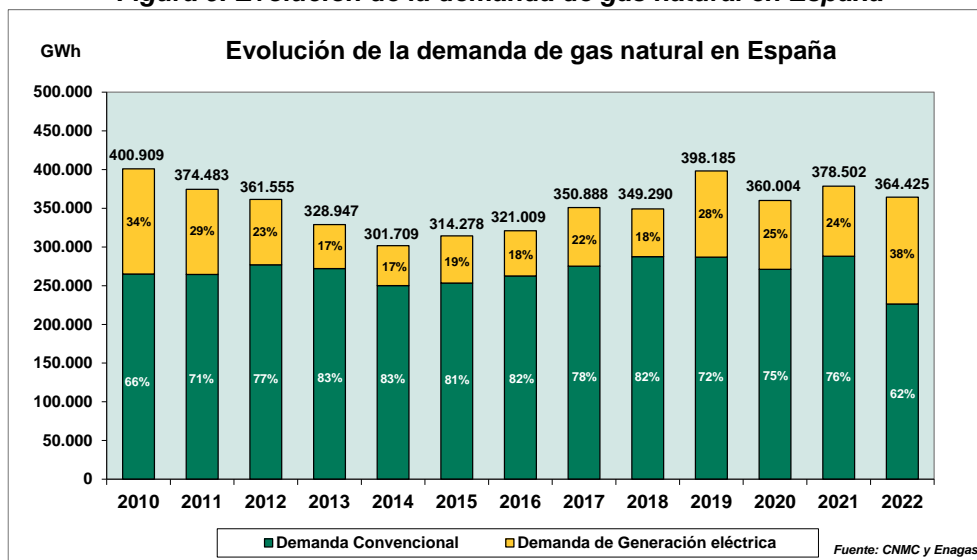
Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNMC

El coste de las importaciones de gas, según la referencia de aduanas en España, aumentó un 12,3%, al pasar de 58,2 €/MWh en el mes de diciembre de 2021 a 65,4 €/MWh en diciembre de 2022, alcanzando máximos anuales por encima de 80 €/MWh. El aprovisionamiento por GNL se muestra más caro que el gas importado por gasoducto durante todo el año, con diferencias por encima de los 11 €/MWh a final de año.

La demanda de gas en España durante 2022 disminuyó un 3,7% respecto a 2021, y fue de 364.425 GWh.

La demanda convencional fue de 226.388 GWh, con un descenso del 21,4% por los elevados precios del gas, mientras que el consumo de gas para generación eléctrica supuso 138.037 GWh (+52,7%), impulsada por las exportaciones de electricidad a Francia y la menor producción hidráulica.

Figura 9. Evolución de la demanda de gas natural en España

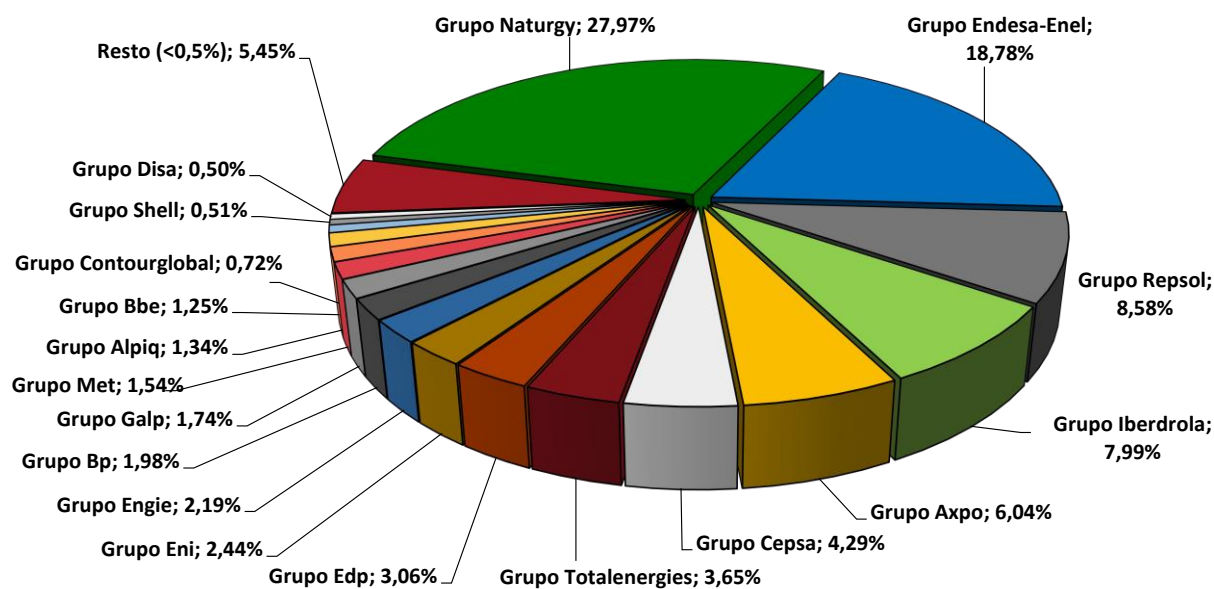


Fuente: CNMC

En relación con el **mercado minorista** integrado por las ventas a consumidores finales, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales hasta 134.

En el año 2022 los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado son Naturgy (28,0%), Endesa (18,8%), Repsol (8,6%), Iberdrola (8,0%) y Axpo (6,0%). El resto de comercializadores, con cuotas por debajo del 5%, suman en conjunto una cuota de mercado de casi el 31% en términos de ventas.

Figura 10. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2022
Cuotas por ventas año 2022 (TWh)



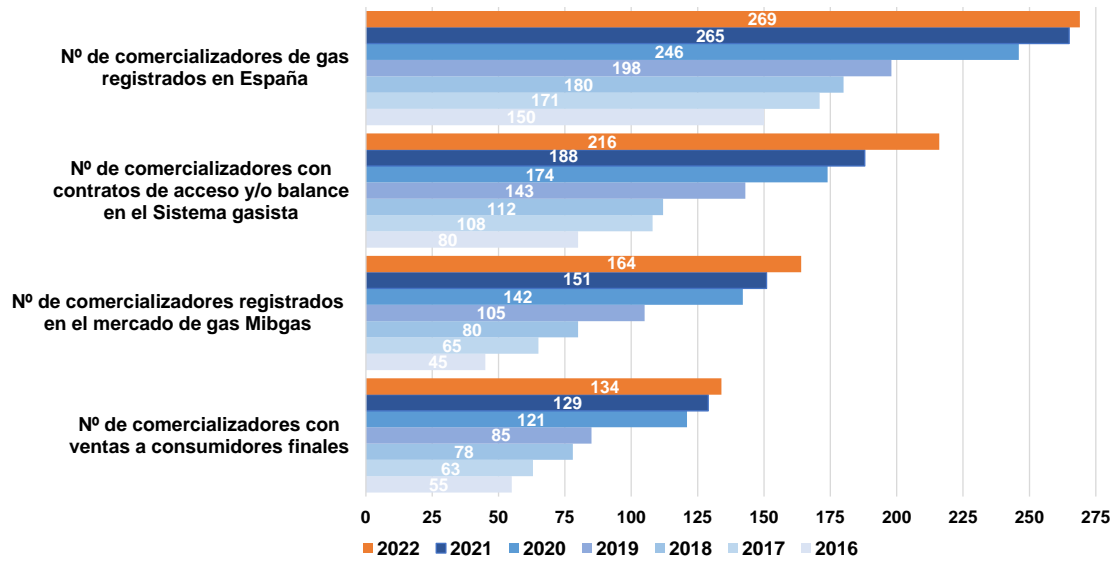
Fuente: CNMC

Respecto al **mercado mayorista español de gas**, está integrado por las compras – ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español. Los principales comercializadores tienen una cuota de aprovisionamientos y de ventas finales generalmente equilibrada, por lo que este mercado lo utilizan principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de cada agente, para adaptarse a las variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos y para vender a comercializadores minoristas.

En este mercado también se van incorporando otras empresas con perfil de traders internacionales, sin vocación de realizar ventas a consumidores finales en España.

El número de comercializadores registrados alcanza los 269, mientras que el número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, era de 216 a finales de 2022. Además, MIBGAS alcanzó la cifra de 178 agentes y con 70 agentes en MIBGAS Derivatives.

Figura 11. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-22



Fuente: CNMC

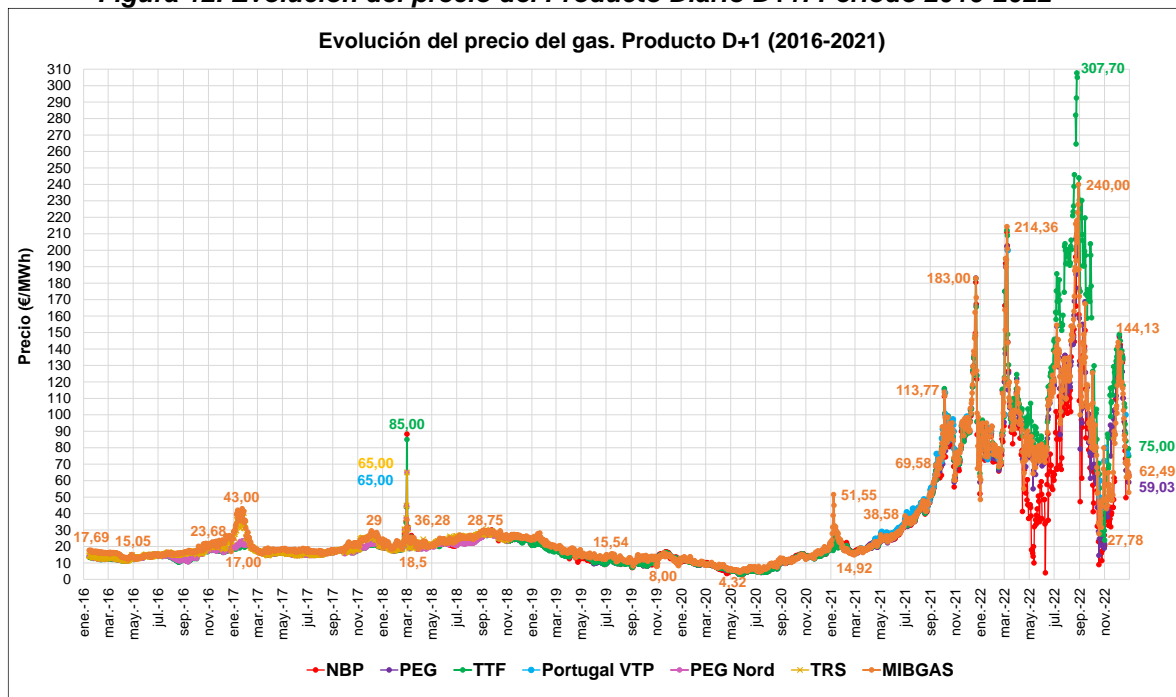
4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

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

Durante el año 2022, el precio de gas spot del producto diario presenta una alta volatilidad, debido al inicio del conflicto en Ucrania, comenzando en enero en el entorno de 50-60 €/MWh, y finalizando diciembre también en el entorno de los 60 €/MWh, pero alcanzando valores muy elevados durante la mayoría del año, especialmente en el segundo y tercer trimestre.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2022 fue de **99,16 €/MWh**. Esto supone un incremento de casi 52 €/MWh en relación con el precio promedio de 2021 (47,31 €/MWh), reflejando un **aumento en el precio medio anual del 110%**.

Figura 12. Evolución del precio del Producto Diario D+1: Periodo 2016-2022



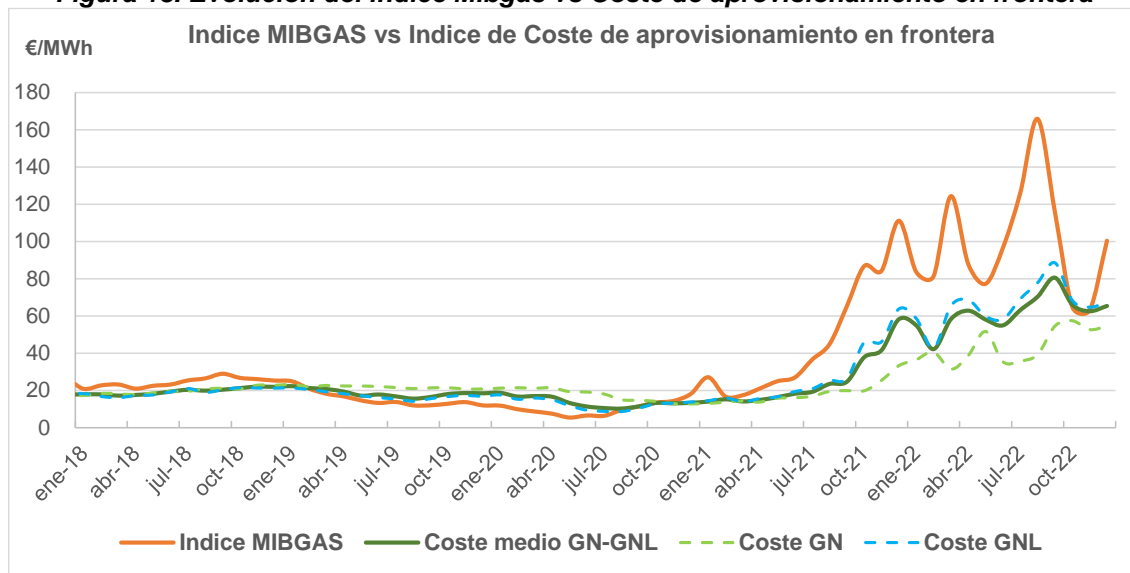
Fuente: MIBGAS-ICIS

El 29 de agosto, el producto diario cerró la sesión a **240,00 €/MWh**, lo que supone el **máximo histórico** desde que se inició la negociación en 2015 (superando el de 2021). El 18 de octubre MIBGAS marcó el precio mínimo anual, en 27,78 €/MWh.

La comparativa del precio spot en MIBGAS con los precios de importación en frontera de gas muestra que el precio del mercado spot se mantuvo por encima

de los precios de importación, cuyo incremento es más moderado, por el peso de los contratos a largo plazo.

Figura 13. Evolución del índice Mibgas vs Coste de aprovisionamiento en frontera



Fuente: MIBGAS-Agencia Tributaria

El coste del aprovisionamiento en frontera muestra una tendencia ascendente durante 2022, que es más acusada en el caso de los aprovisionamientos por GNL, y alcanza su máximo en septiembre, para descender en el último trimestre, terminando el mes de diciembre en 67,43 €/MWh (aprovisionamiento de GNL) y 54,43 €/MWh (gasoducto).

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

El diferencial de precios del producto D+1 del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de -24,21 €/MWh. Es la primera vez que el MIBGAS se sitúa por debajo del TTF en términos de media anual.

*Esta diferencia se produce por el menor impacto en España de la reducción del gas procedente de Rusia, así como la existencia de capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas, que provocan el **desacoplamiento de precios entre el PVB y el TTF.***

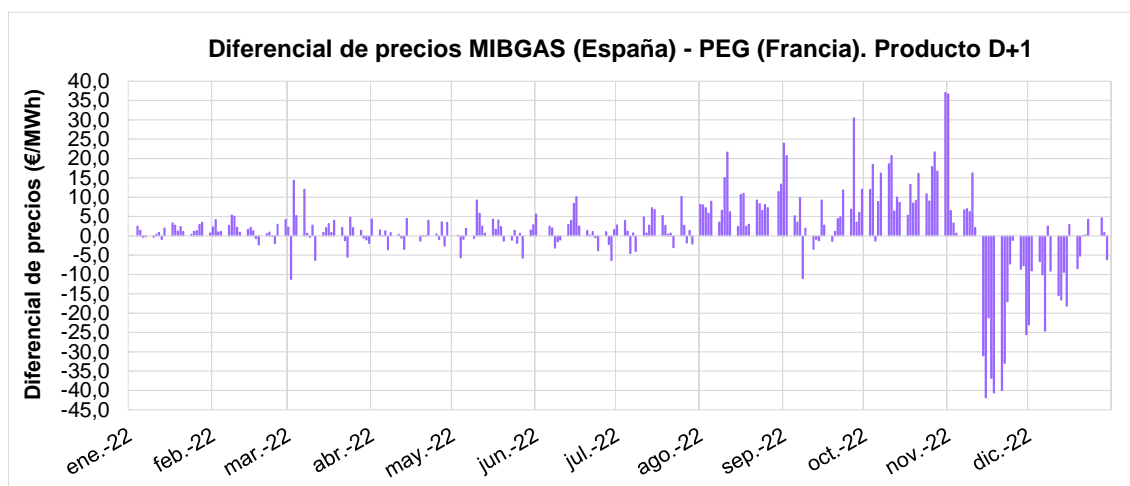
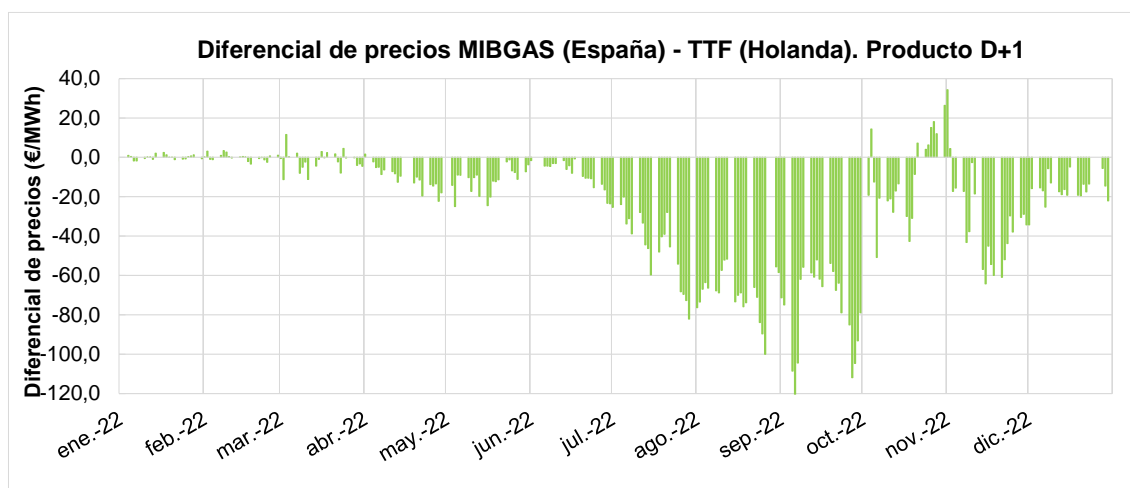
En los dos primeros meses del año, el mercado español tuvo un diferencial de precios promedio entre 0 y 1,5 €/MWh superior a los mercados europeos (Francia, Holanda).

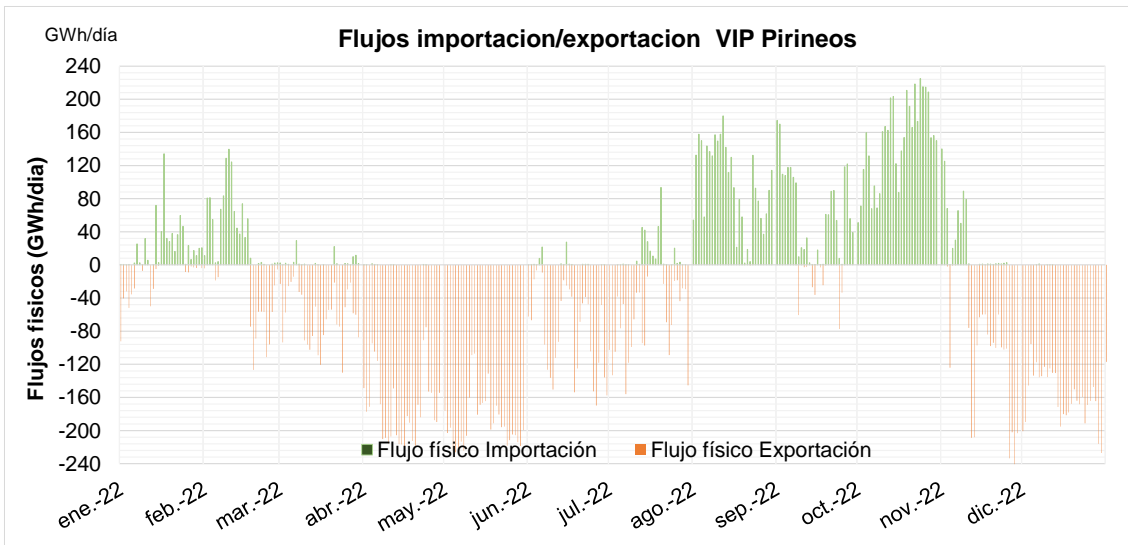
A partir de finales de febrero, y a consecuencia de la invasión rusa de Ucrania, los mercados del norte de Europa presentan incrementos extraordinarios de precio que provocan el desacoplamiento entre el PVB y el TTF. El diferencial supera los 40 €/MWh durante la mayor parte del verano, y en septiembre se

alcanzan diferenciales máximos negativos históricos con el TTF (por encima de 120 €/MWh).

Por su parte, el mercado PEG francés también se desacopla del TTF y se mantiene en niveles similares -ligeramente inferior- al español durante el primer semestre del año, con diferenciales en general inferiores a 5 €/MWh. Durante los meses de agosto a octubre, el PEG se mantiene por debajo del mercado español, con diferenciales más elevados, y la tendencia se invierte en noviembre y diciembre, en donde el precio en el PVB se sitúa por debajo del precio en Francia.

Figura 14. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia

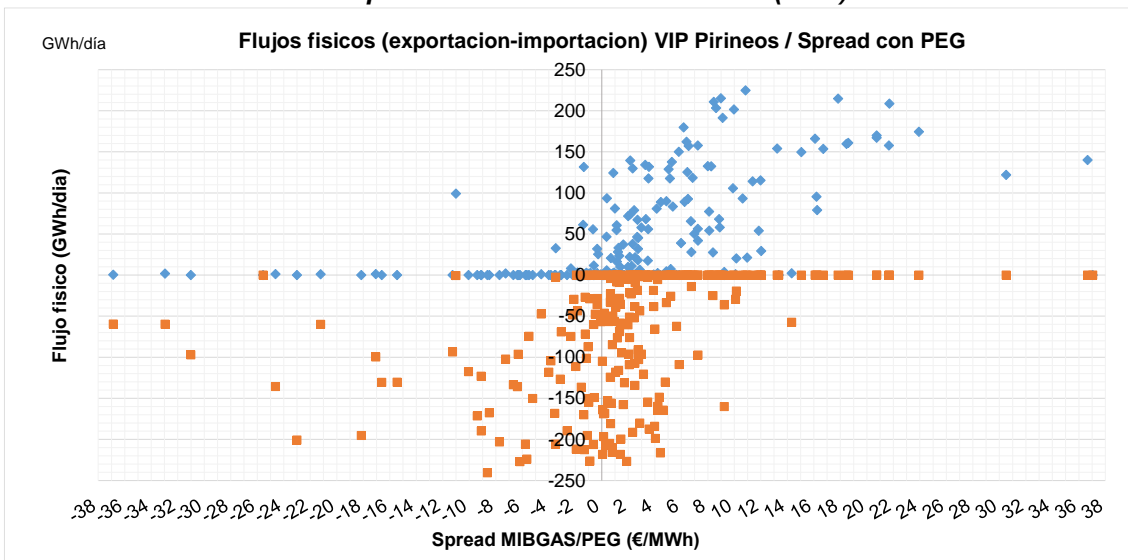




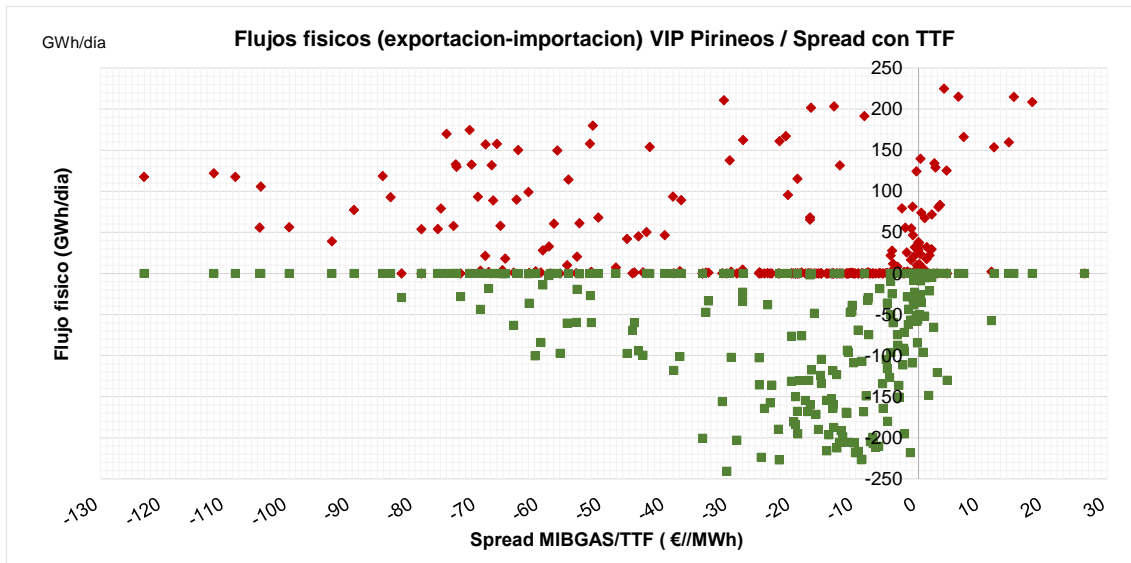
Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

La variación del diferencial de precios entre el PEG y el PVB a lo largo del año define cuatro periodos diferentes de utilización de la interconexión entre España y Francia, con dos periodos de importación de gas (entre enero y febrero y entre agosto y octubre), y dos periodos de intensas exportaciones de gas (entre marzo y julio y desde noviembre hasta final de año), todos ellos con niveles muy elevados de utilización de la interconexión, por las fuertes diferencias de precios entre los distintos mercados europeos.

Figura 15. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y la diferencial de precios con el mercado francés (PEG) en 2022



Fuente MIBGAS y ICIS



Fuente MIBGAS y ICIS

En la conexión con Portugal, el flujo dominante es en sentido de importación hasta el mes de mayo, aunque en cantidades moderadas, y se vuelve a sentido de exportación durante el resto del año, en cantidades algo superiores.

4.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1

A lo largo del año 2022 se ha incrementado notablemente la volatilidad del precio en los mercados europeos. Durante el primer semestre, la volatilidad de MIBGAS³ se mantuvo en niveles similares de otros mercados europeos, en el entorno del 100%, aunque con un repunte notable de los mercados en la primera mitad de marzo.

Entre los meses de julio y septiembre se produce un incremento muy importante de la volatilidad en el mercado TTF holandés, mercado de referencia en Europa. Aunque la volatilidad de MIBGAS también se incrementa notablemente, se sitúa en valores más acotados que en el TTF.

Durante el último trimestre del año, se observa una tendencia de disminución paulatina de la volatilidad, en paralelo a la relajación del precio del mercado.

³ 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).

Figura 16. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los mercados MIBGAS y TTF en 2022



Fuente MIBGAS y EEX

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

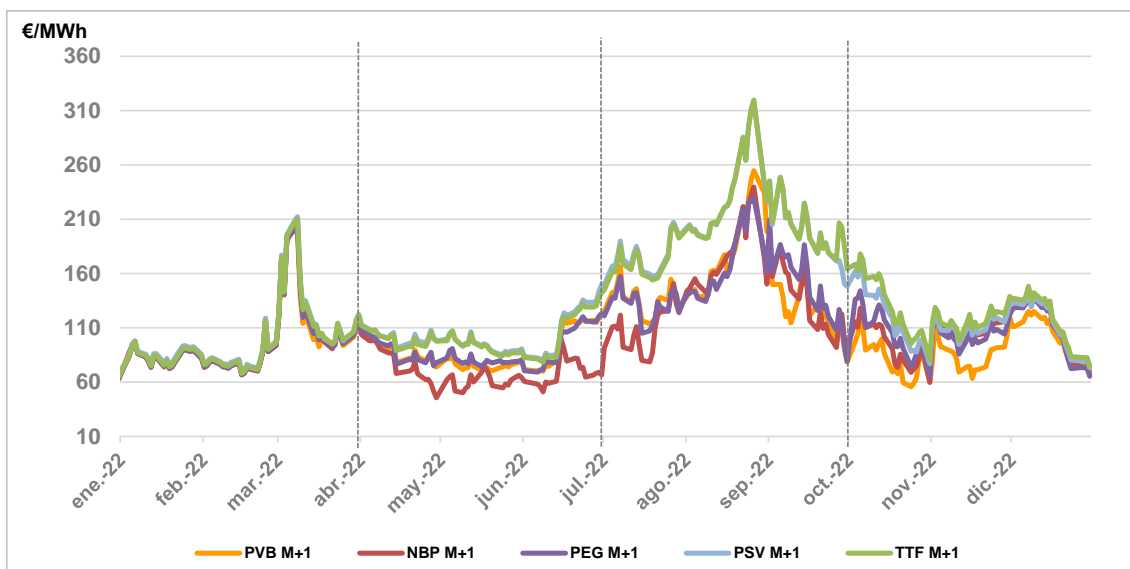
El precio del producto mensual (M+1) en los mercados europeos se mantiene acoplado en el primer cuatrimestre del año, con niveles entre 70 y 100 €/MWh, aunque con un primer pico en la primera mitad de marzo, en que llegan a superar los 200 €/MWh.

A partir del mes de abril, los precios se desacoplan y se comienzan a observar importantes diferencias entre los mercados del norte de Europa (TTF), mucho más afectados por la reducción del gas de Rusia, y el mercado español y francés, que se mantienen por debajo del TTF hasta finales de año. El mercado inglés (NBP) se muestra como el más barato durante el segundo trimestre, para acoplarse a los niveles del PEG y el PVB durante el resto del año.

Por su parte, el TTF marca niveles superiores a 150 €/MWh entre los meses de julio a octubre, durante la campaña de llenado de los almacenamientos europeos, principalmente por las fuertes inyecciones en Alemania, llegando a alcanzar una punta superior a 300 €/MWh.

La evolución de los precios MIBGAS para el producto M+1 respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2022 se presenta en la siguiente gráfica:

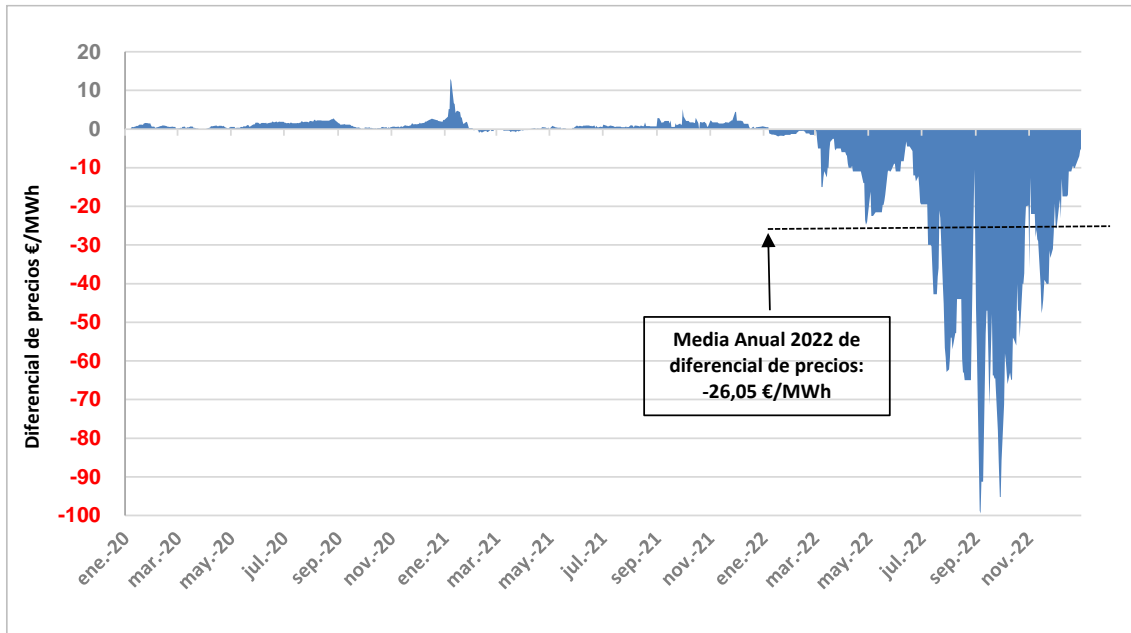
Figura 17. Evolución precios MIBGAS – Otros mercados: Producto M+1



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 los últimos 3 años:

Figura 18. Diferencial de precios PVB-TTF: Producto M+1



Fuente: ICIS

*En el conjunto de 2022, el diferencial de precios del Mibgas con el TTF para el **producto M+1** se sitúa en una media anual de **-26 €/MWh**, alcanzando diferenciales máximos en el verano, durante la campaña de inyección de los almacenamientos subterráneos en Europa.*

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

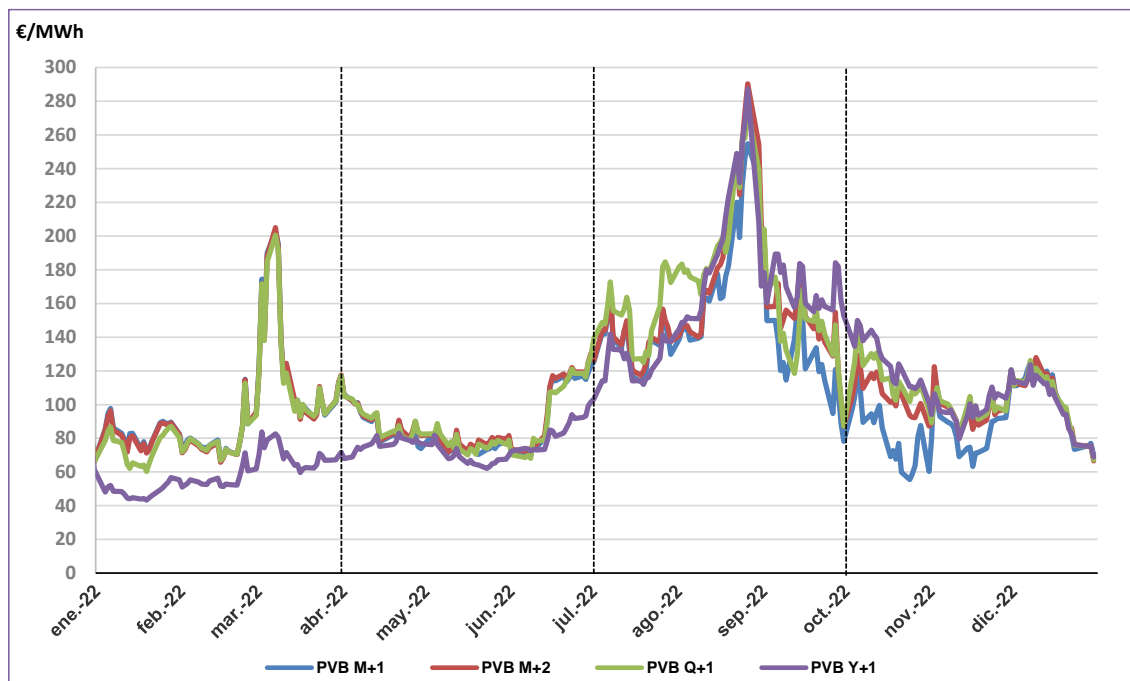
Los precios de la curva de futuros de gas también se ven afectados por las consecuencias geopolíticas de la invasión de Ucrania.

Los precios de los productos M+1, M+2 y Q+1 en MIBGAS muestran una tendencia similar durante todo el año, con un primer pico en la primera mitad de marzo, y una subida pronunciada en el segundo y tercer trimestre del año, alcanzando la punta anual en el mes de agosto, donde se alcanzan los máximos históricos de todos ellos. A partir de septiembre, los precios inician una tendencia descendente, liderados por el producto mensual.

Por su parte, el producto anual Y+1 presenta una menor volatilidad durante el primer semestre del año (sin experimentar subidas en el mes de marzo, al contrario que el resto de productos), pero experimenta alzas importantes durante el tercer trimestre, anticipando una duración más larga de lo esperado inicialmente en el conflicto en Ucrania.

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 2022 puede observarse en la siguiente gráfica.

Figura 19. Evolución precios por producto y mes en el PVB



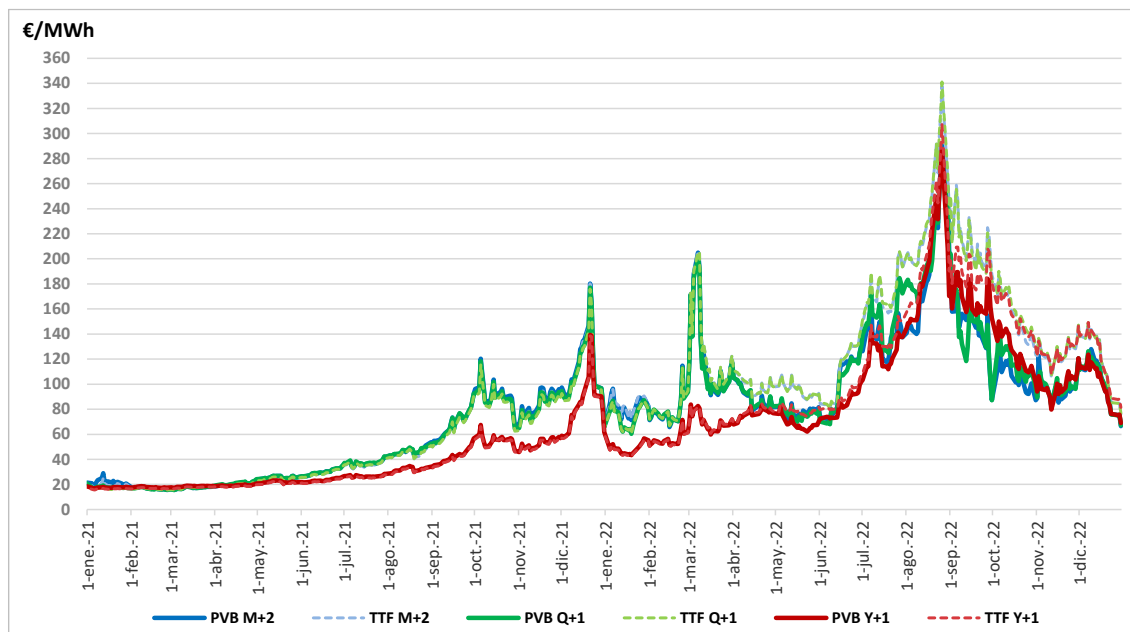
Fuente: ICIS

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

Al igual que ocurre con el producto diario, los precios de los productos futuros con entrega en el PVB español muestran una evolución más favorable que el precio en el mercado TTF.

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 20. Comparativa evolución precios en PVB y TTF: años 2021-2022



Fuente: ICIS

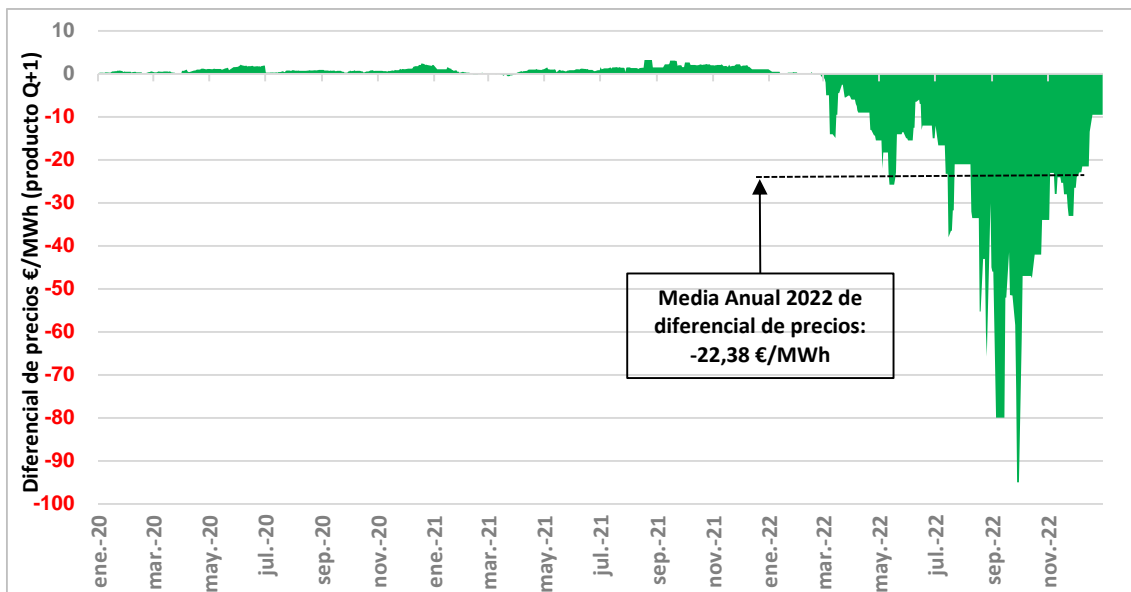
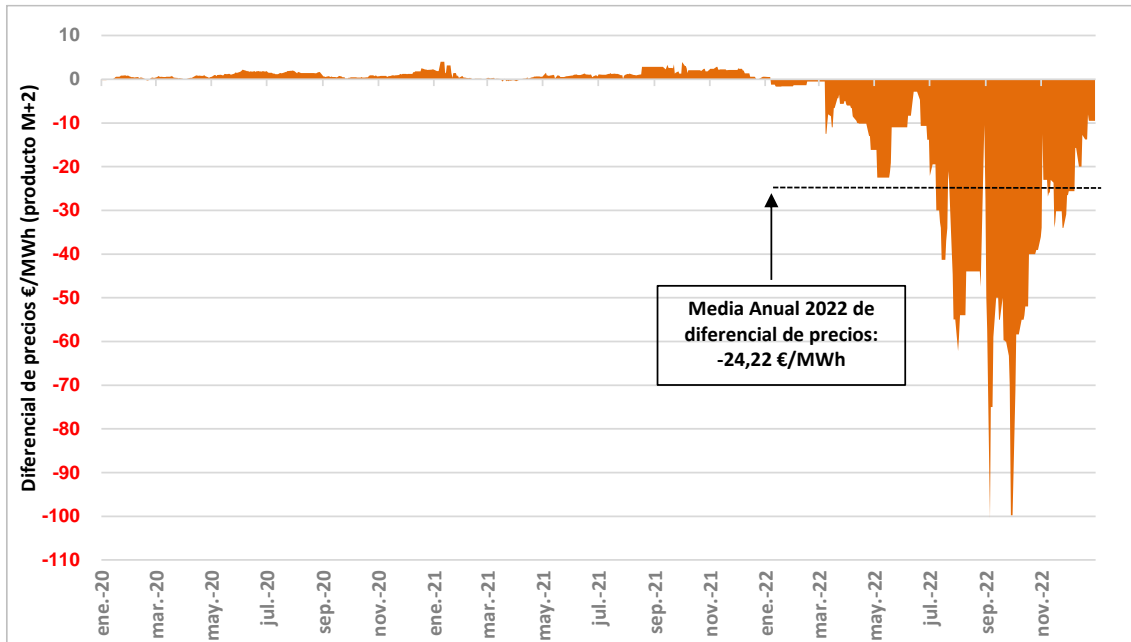
A partir del mes de marzo, los tres productos analizados (M+2, Q+1 y Y+1) presentan un desacoplamiento creciente en comparación con el TTF.

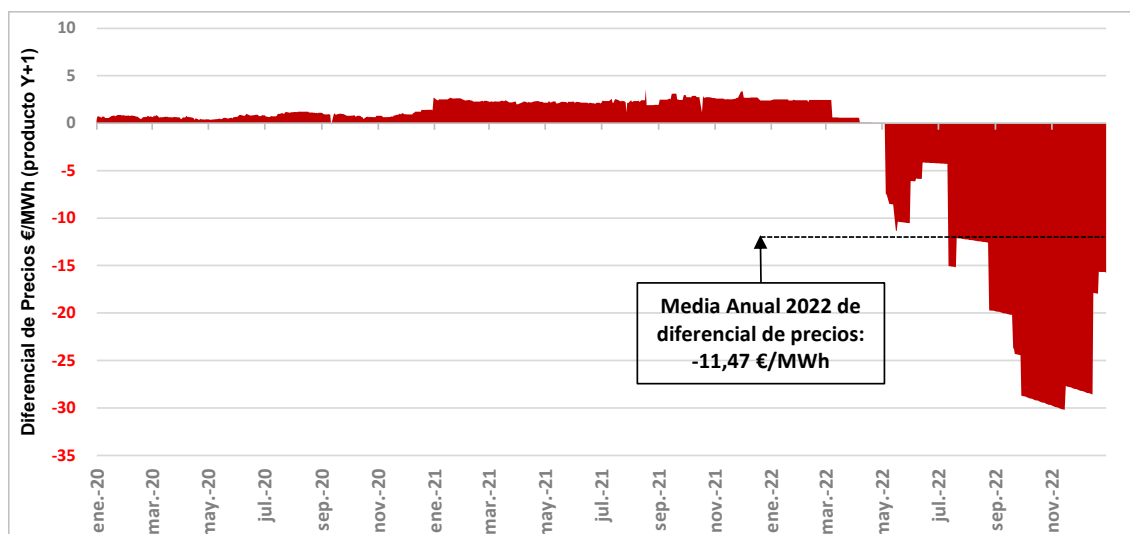
Los productos M+2, Q+1 alcanzan diferenciales negativos de unos 20 €/MWh en el segundo trimestre, y el diferencial negativo se amplía en el tercer y cuarto trimestre, llegando a alcanzar y superar puntualmente los 100 €/MWh.

En el conjunto del año, los productos M+2 y Q+1 presentan un diferencial promedio de -24 €/MWh y -22 €/MWh, respectivamente.

En el caso del producto anual, el diferencial con el TTF también es negativo, pero en niveles algo más reducidos, con unos 10 €/MWh en el segundo trimestre, y entre 20 y 30 €/MWh en el resto del año, para alcanzar una media anual de -11,5 €/MWh durante el año 2022.

Figura 21. Diferencial de precios entre el PVB y el TTF (productos M+2, Q+1 e Y+1)

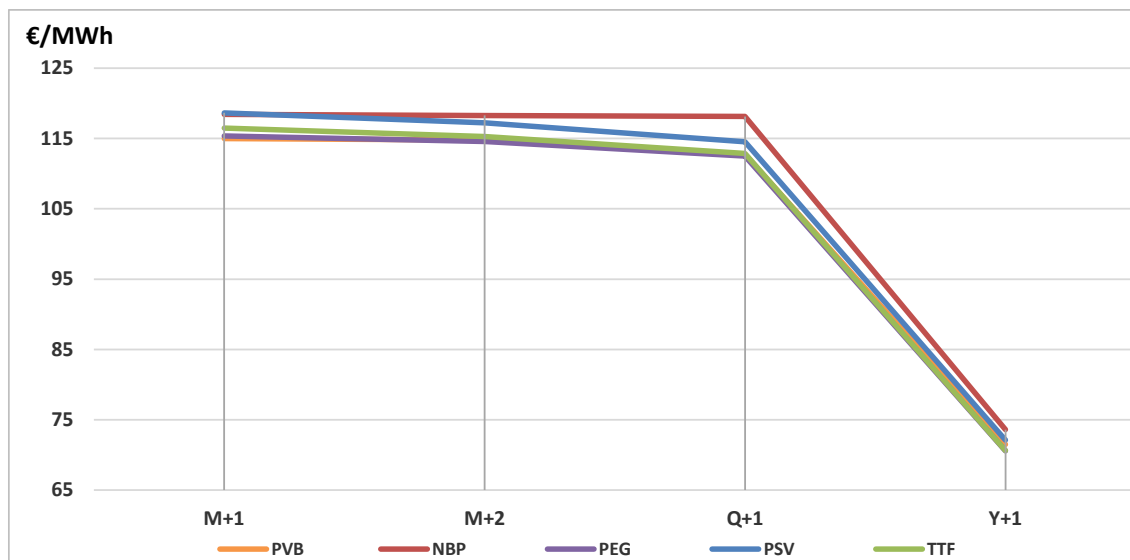




Fuente: ICIS

A mediados del mes de febrero, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa se encontraba en situación de Backwardation, con el precio del producto anual por debajo de los precios a plazos más cortos (probablemente por las expectativas de una resolución rápida del conflicto en Ucrania).

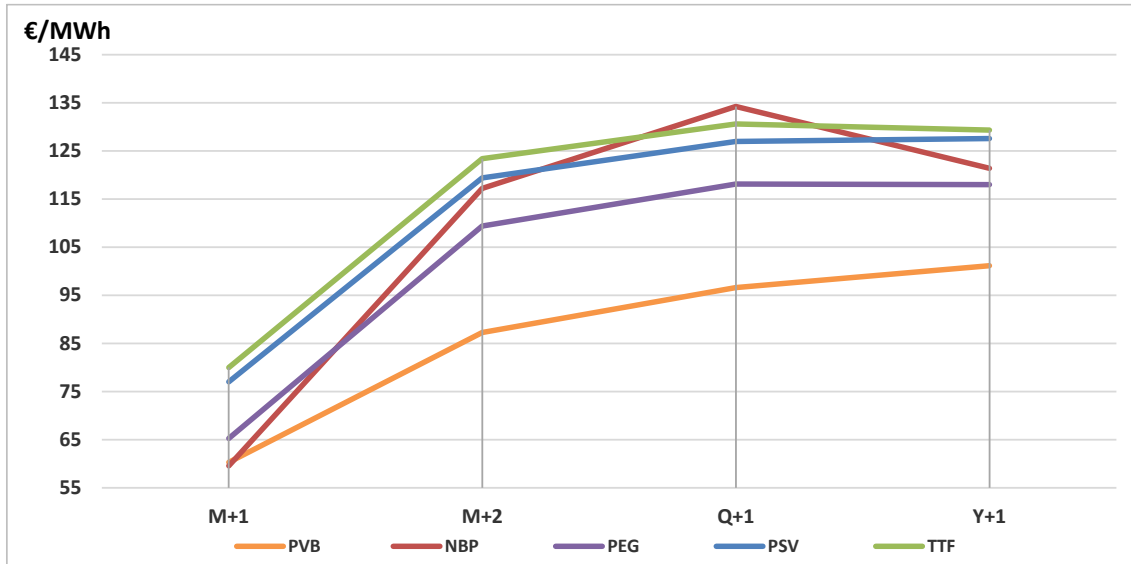
Figura 22. Curva de precios de futuros a mediados de febrero de 2022 en los principales mercados europeos (situación de Backwardation)



Fuente: ICIS

A finales de octubre de 2022, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa mostraba que los precios de futuros presentaban valores por encima del mercado spot, especialmente el producto anual (contango), reflejando las expectativas de una mayor duración del conflicto entre Rusia y Ucrania, y por tanto, la prolongación de la incertidumbre sobre el suministro de gas en Europa.

Figura 23. Curva de precios de futuros en la última semana de octubre de 2022 en los principales mercados europeos (situación de contango)



Fuente: ICIS

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

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

En el caso del **mercado OTC**, el volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2022 asciende a un total de 915,46 TWh (incluyendo la negociación en el PVB, TVB y AVB), lo que supone más de 2,5 veces la demanda en dicho periodo (364,4 TWh).

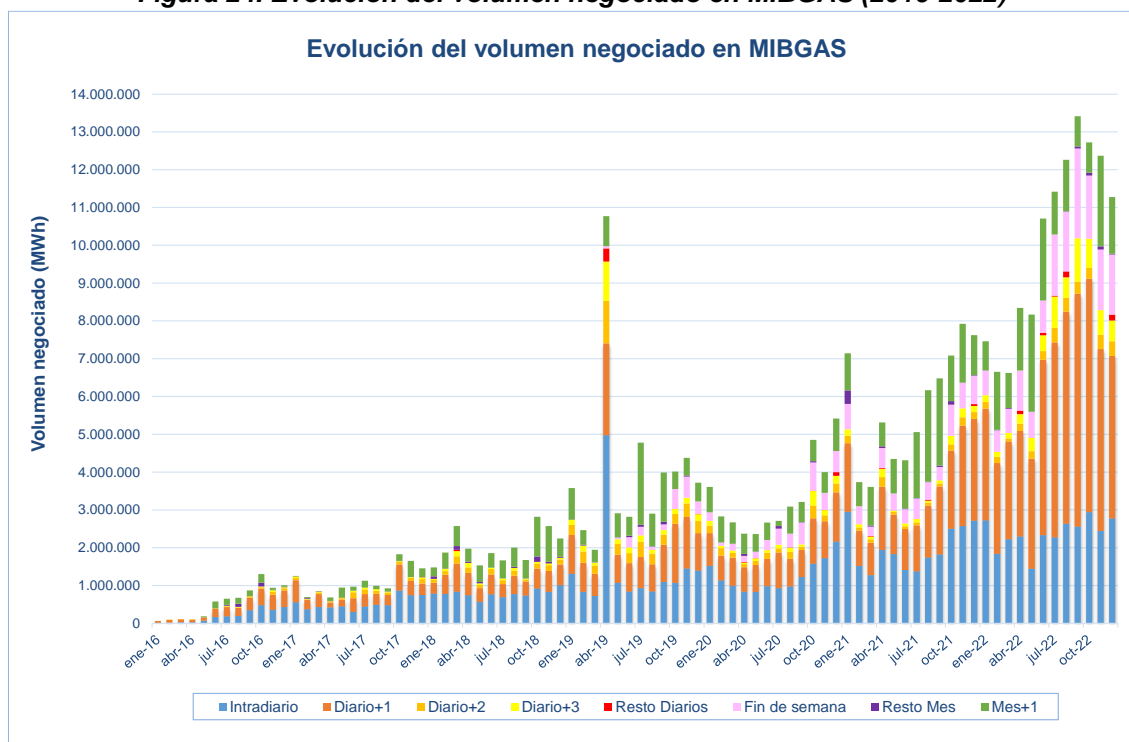
En 2022 el volumen negociado disminuye un -3,0% (-28,1 TWh) y el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 2,6%, pasando de 227.353 operaciones en el año 2021, a 233.295 operaciones acumuladas en diciembre de 2022, lo que supone una media de unas 19.441 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 120.

Por otra parte, en el conjunto de 2022, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y Mibgas Derivatives** en PVB alcanzó los 123.267 GWh frente a los 73.419 GWh del año anterior, lo que supone un aumento del 40,04% del volumen de negociación, y alrededor del 33,08 % de la demanda de gas del año.

En el **mercado spot MIBGAS se negociaron 121.419 GWh** en PVB, frente a los 68.793 GWh del año anterior, lo que supone que el volumen de negociación aumentó considerablemente **(+76,5%)**.

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

Figura 24. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2022)



Fuente: CNMC

Por su parte, en el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, se negociaron 1.847 GWh, lo que supone un descenso de 2.768 GWh frente al año 2021 (-60%) donde se habían negociado 4.615 GWh.

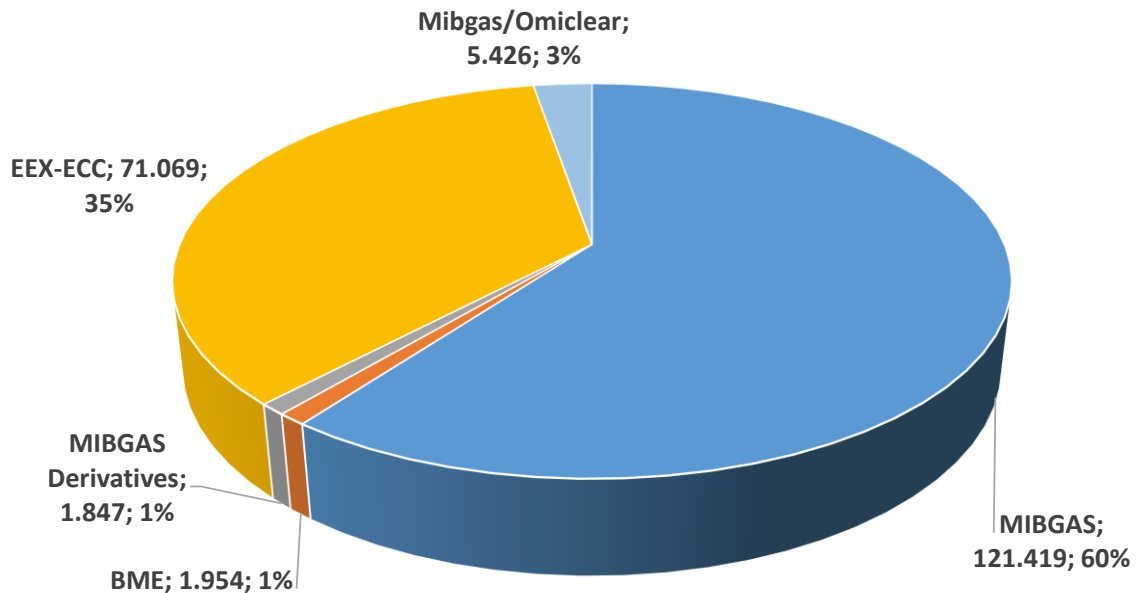
En junio de 2019, MIBGAS Derivatives comenzó la negociación de productos de GNL en los tanques de las seis plantas de regasificación españolas (diario e intradiario). Desde el 31 de marzo de 2020 la negociación de productos spot de GNL se realiza en un único tanque virtual (TVB). Durante 2022 se registró un volumen de transacciones de GNL de 536 GWh, superior a los 456 GWh negociados en 2021, pero que es un volumen pequeño en términos absolutos.

Por todo ello, el volumen total negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2021 fue de 2.384 GWh, de los cuales 1.847 GWh fueron de productos a plazo en PVB, 391 GWh de productos en las plantas de GNL y 145 GWh de productos en los almacenamientos.

Desde 2019, la plataforma de mercado de **EEX** negocia productos con entrega en el PVB español. A su vez, a través de la cámara de contrapartida central de dicho mercado (**European Commodity Clearing Luxembourg SARL - ECC LUX-**) se registraron transacciones por un volumen de 71.069 GWh, con un incremento del 463% sobre el volumen de transacciones registrado en 2021 (12.622 GWh).

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones OTC registradas a través de las CCP de **BME Clearing** (1.954 GWh) y **OMIP-OMIClear** (5.426 GWh).

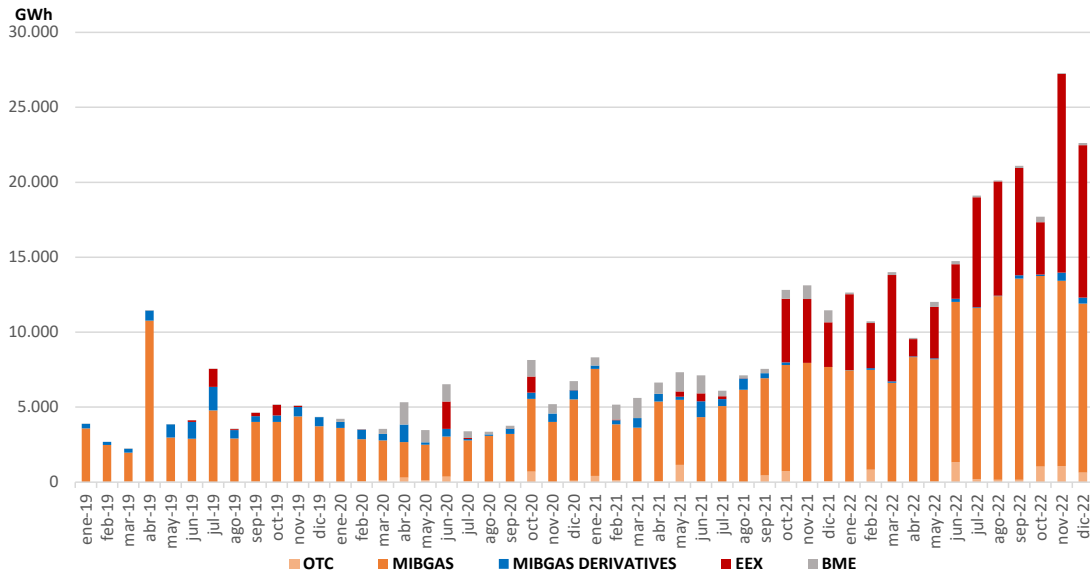
Figura 25. Evolución del volumen negociado en mercados organizados y/o registrado en una cámara de contrapartida central durante 2022



Fuente: MIBGAS, BME, EEX

Considerando únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB**, el total negociado en 2022 ascendió a 382.010 GWh lo que supone un aumento del 12% respecto al volumen negociado en 2021 (342.070 GWh), según se muestra en la siguiente figura.

Figura 26. Evolución volumen negociado en el PVB 2019-2022



Fuente: MIBGAS, ENAGAS, BME y EEX

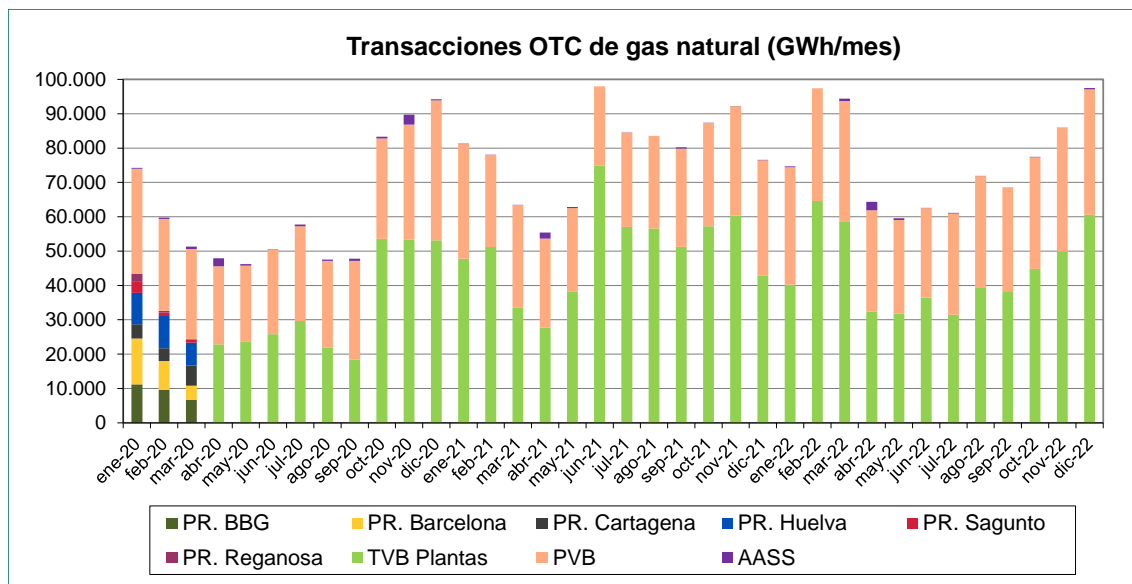
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

5.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

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

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2022 ascendió a un total de 915,46 TWh, lo que supone un descenso del 3,0 % respecto al volumen negociado durante 2021 (943,57 TWh). De ellos 528,65 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 57,7%, y representan el 165% del total del volumen anual descargado en plantas), 382,01 TWh en el punto de balance de la red de transporte (el 41,7%), y 4,81 TWh en los almacenamientos (el 0,6%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2020, destacando el incremento en los volúmenes negociados en el tanque virtual de GNL, en comparación con el año 2020:

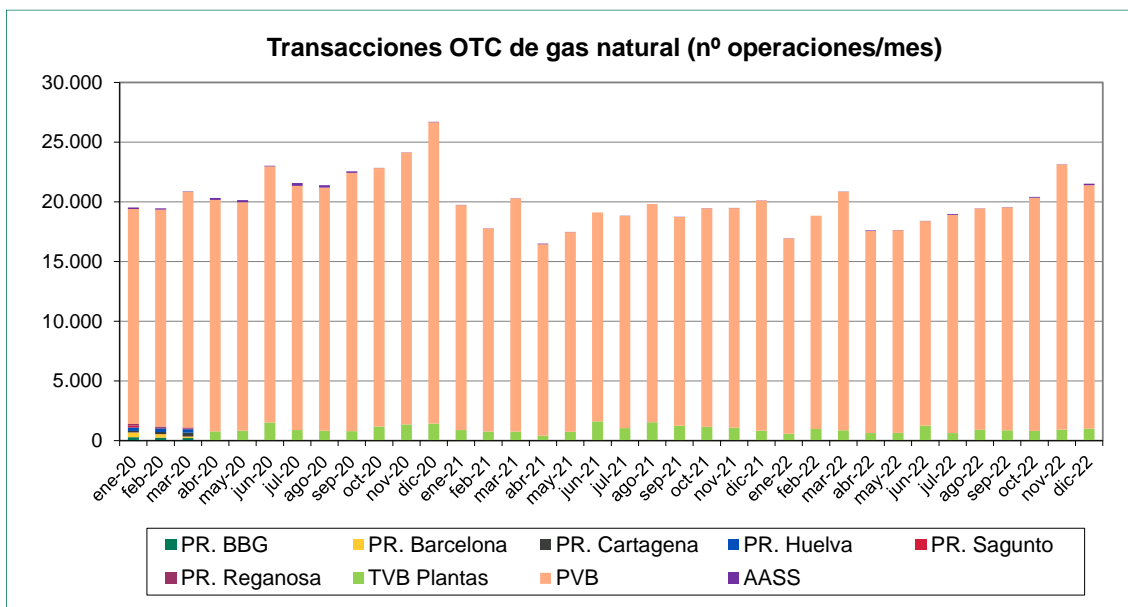
Figura 27. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2022 fue de 233.295 operaciones, lo que supuso un aumento del 2,60% respecto al año 2021 (227.353 operaciones). De estas transacciones se realizaron 10.160 en las plantas (el 4,4%), 222.787 en la red de transporte (el 95,5%), y 348 en los almacenamientos (el 0,1%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2020 y 2022:

Figura 28. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC



Fuente: CNMC

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

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.

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, para gestionar las existencias de GNL, generando congestiones en unas plantas mientras que otras apenas tenían descargas.

Tabla 1. Volumen de transacciones OTC en las plantas de GNL (en GWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Planta de Barcelona	86.356	127.422	123.710	128.415	25.998		
Planta de Huelva	61.438	42.564	42.556	53.530	25.104		
Planta de Bilbao	48.190	56.477	53.649	100.851	27.419		
Planta de Cartagena	3.583	8.780	7.297	35.300	13.733		
Planta de Mugardos	7.136	9.880	4.526	9.178	2.934		
Planta de Sagunto	52.311	29.676	6.140	41.954	5.194		
TVB Plantas (a partir de abril de 2020)					302.603	598.550	528.646
Total transacciones	259.014	274.799	237.877	372.428	402.985	598.550	528.646

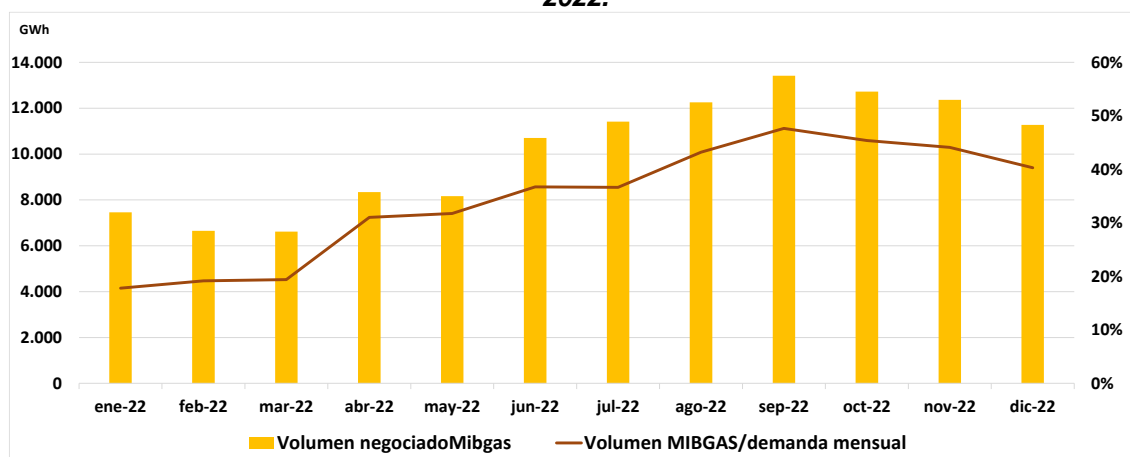
Fuente: MSATR (Enagas) y elaboración propia

5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante 2022, el número de transacciones y el volumen negociado en el mercado spot MIBGAS ha aumentado considerablemente, continuando con la tendencia de crecimiento desde la creación del mercado.

En el conjunto de 2022, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **121.419 GWh**, lo que supone un **33,33%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 18,19% en el 2021. El volumen de transacciones ha aumentado en un 76,5% respecto a 2021, cuando el volumen total negociado en el 2021 fue de 68.798 GWh.

Figura 29. Volumen de gas negociado en MIBGAS frente a demanda de gas en España 2022.

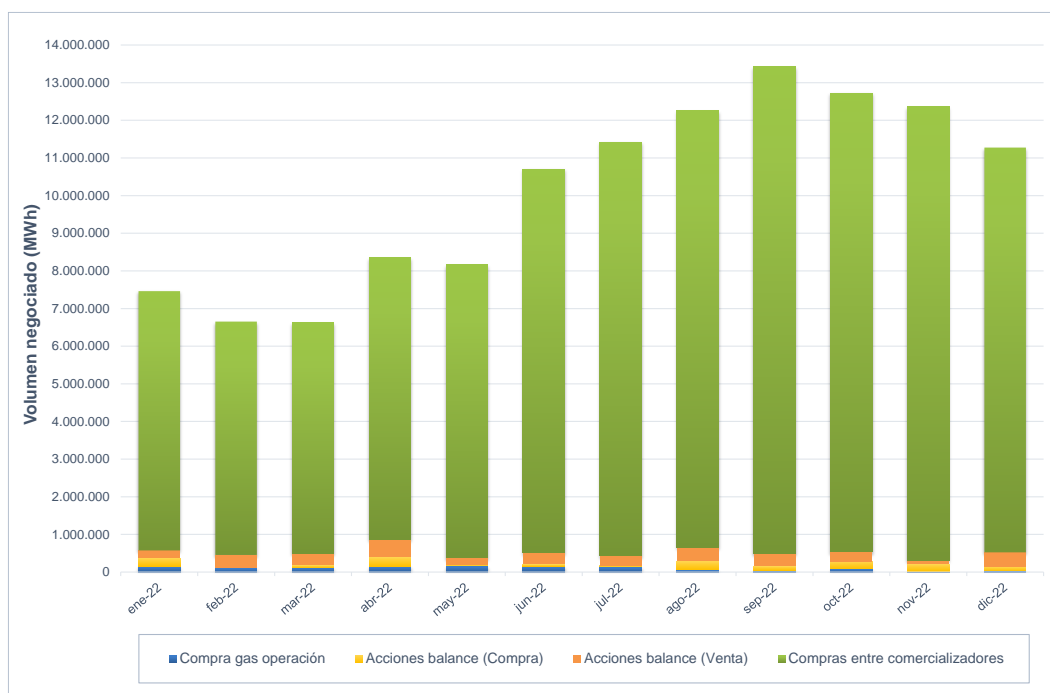


Fuente: CNMC

Además, durante el año 2022 se han incorporado a MIBGAS un total de 6 nuevos agentes que contribuyeron a aumentar la actividad en la plataforma.

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



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 94,9% 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 16 de septiembre de 2022, con 1.122 GWh transacciones 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 2022 suponen un promedio de 4,0 GWh por día. Solamente durante 17 días no se efectuaron compras de gas operación.

Durante el año 2022 no ha sido necesario realizar compras de gas talón, ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen mayor en el año 2022 que en 2021 (+26,55%). Durante 2022, las acciones de balance suponen el 1,19% de las compras y el 2,86% 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.

*A partir de julio de 2021 **Repsol se incorpora como creador de mercado obligatorio** al ser también operador dominante en gas natural, lo que supone que en 2022 han continuado operando tres creadores de mercado obligatorios.*

En relación con la figura de los creadores de mercado voluntarios, a lo largo de 2022, en ambos semestres las comercializadoras elegidas para desarrollar el servicio fueron Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., que vienen prestando el servicio de creador de mercado para el producto mensual desde julio de 2018.

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

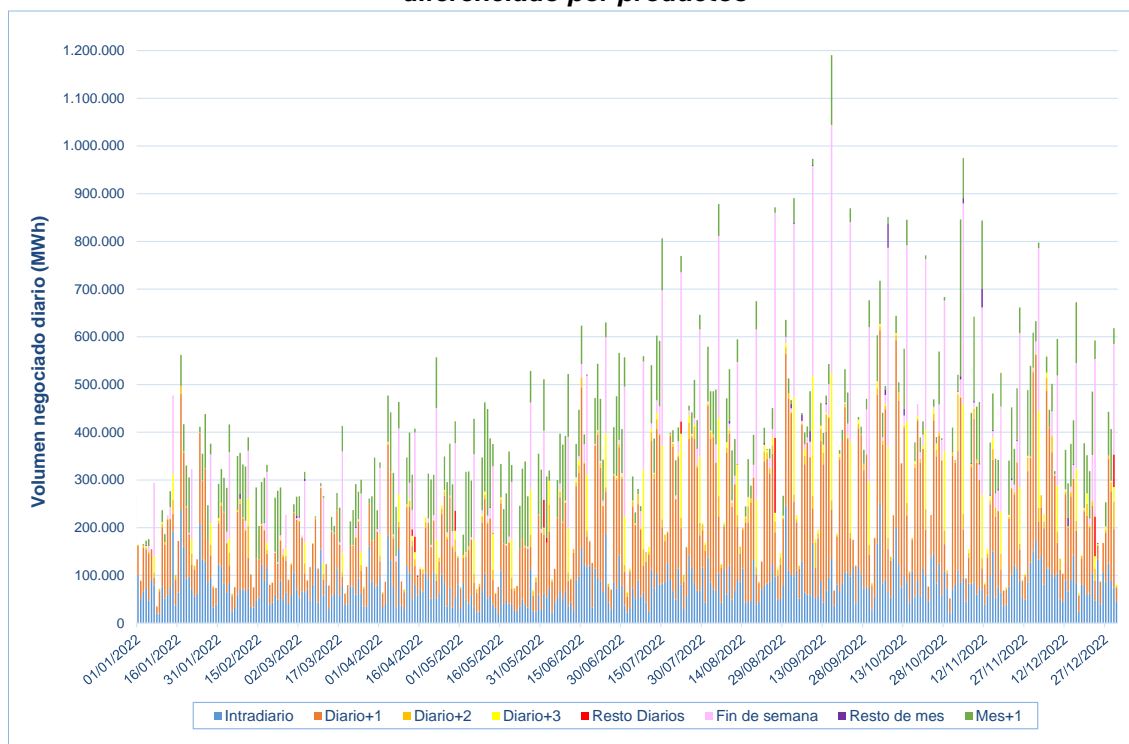
5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto

Volumen negociado por sesión de negociación

El volumen promedio negociado por sesión pasa de **188,5 GWh/día** en el año 2021, a un volumen **promedio anual de 332,7 GWh/día** en 2022.

La liquidez del mercado se incrementa significativamente a partir del mes de junio, siendo septiembre el mes de máxima negociación anual con 13.416 GWh, segundo mes de mayor negociación en el histórico del mercado.

Figura 31. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2022, diferenciado por productos



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

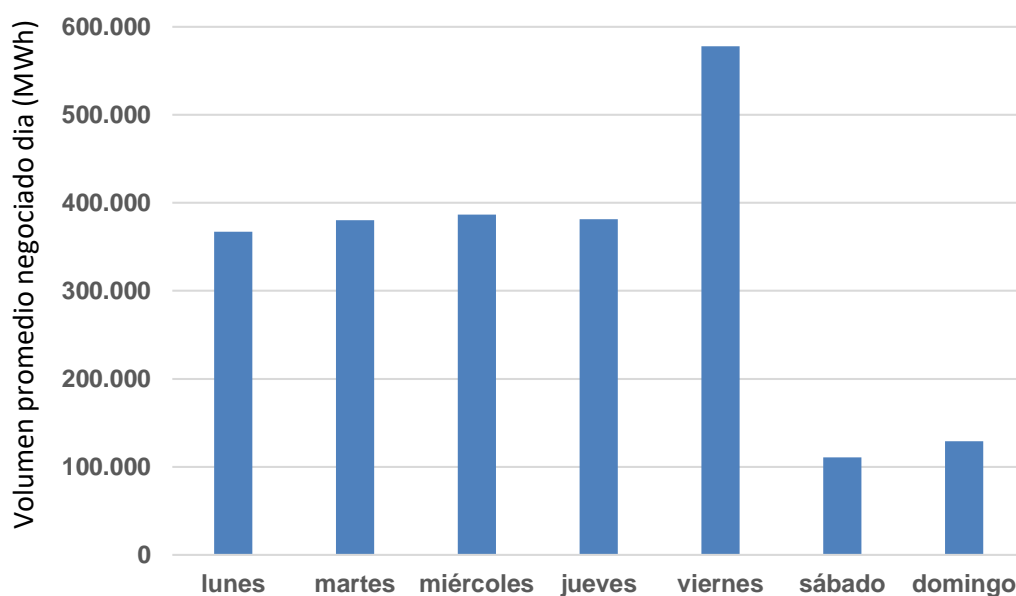
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor volumen negociado durante 2022 fue el 16 de septiembre, con 1.190,2 GWh, lo que supone el cuarto mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones de MIBGAS.

El mes con mayor volumen negociado es septiembre, con un total negociado de 13.416,1 GWh/mes, por encima de la media anual, de 10.118 GWh/mes, siendo el mes con mayor volumen negociado desde el comienzo de operaciones en MIBGAS.

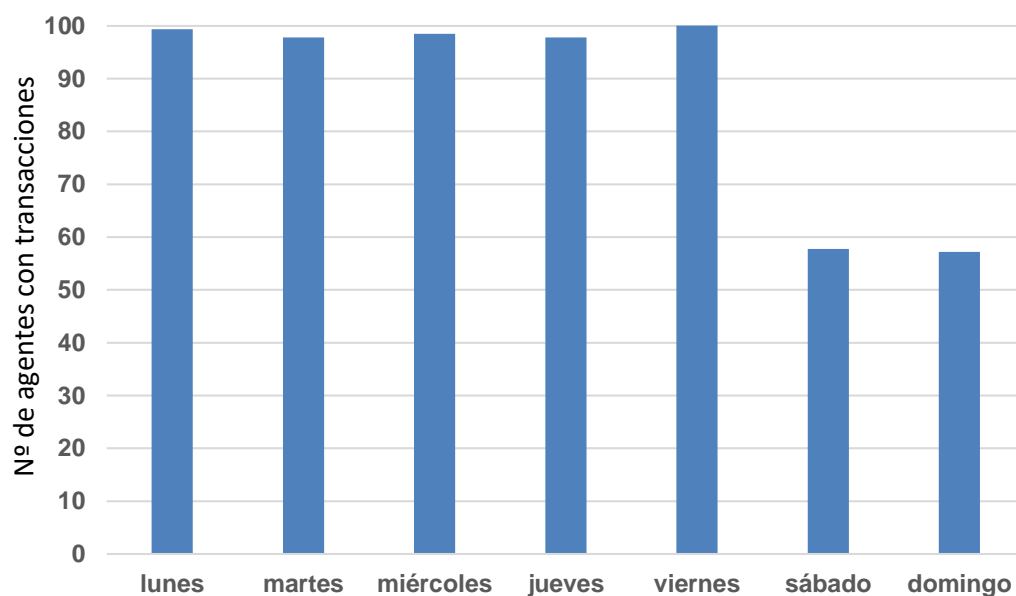
El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana cuando el promedio de negociación se sitúa entre 22 y 200 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen volúmenes de negociación diaria entre 40 y 655 GWh/día durante el año 2022.

Figura 32. Volumen de negociación en MIBGAS en 2022, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 33. Número de agentes participando en MIBGAS en 2022, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

a) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2022, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 808.573, lo que supone un promedio de 2.215 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 324.864

transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto intradiario y en el producto diario D+1.

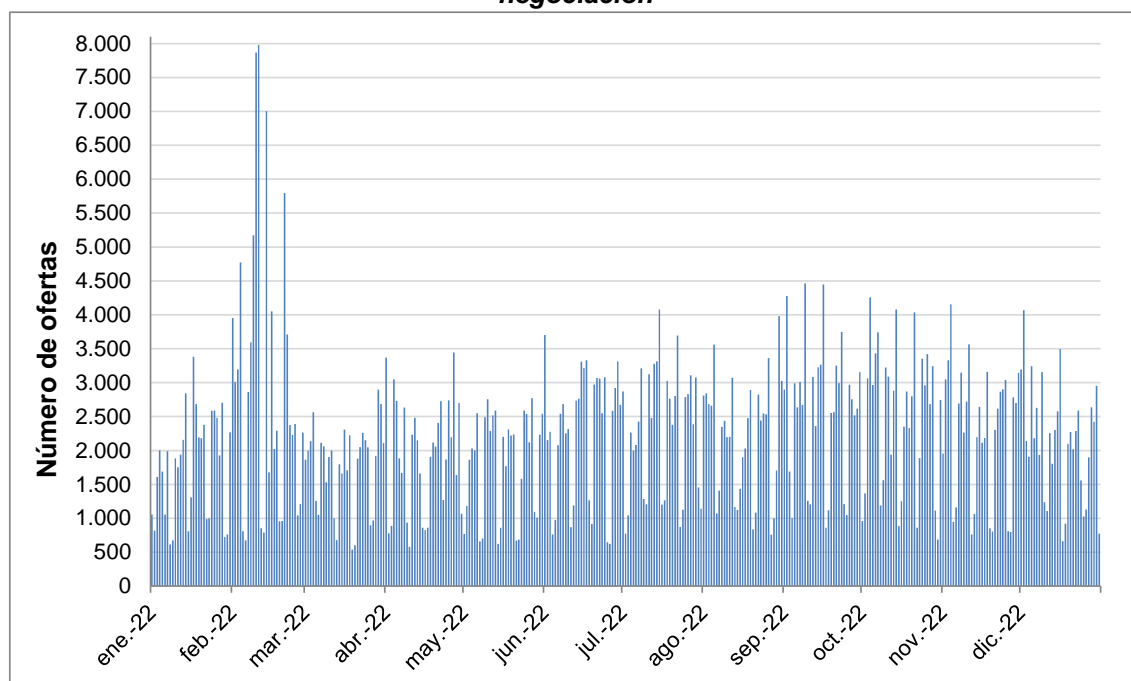
Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2018-2022)

	2018	2019	2020	2021	2022
Número total de ofertas de compra o venta	261.375	421.385	383.938	620.810	808.573
Ofertas por día (promedio diario)	716	1.154	1.049	1.701	2.215
Total de transacciones	77.107	175.660	145.305	202.707	324.864

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

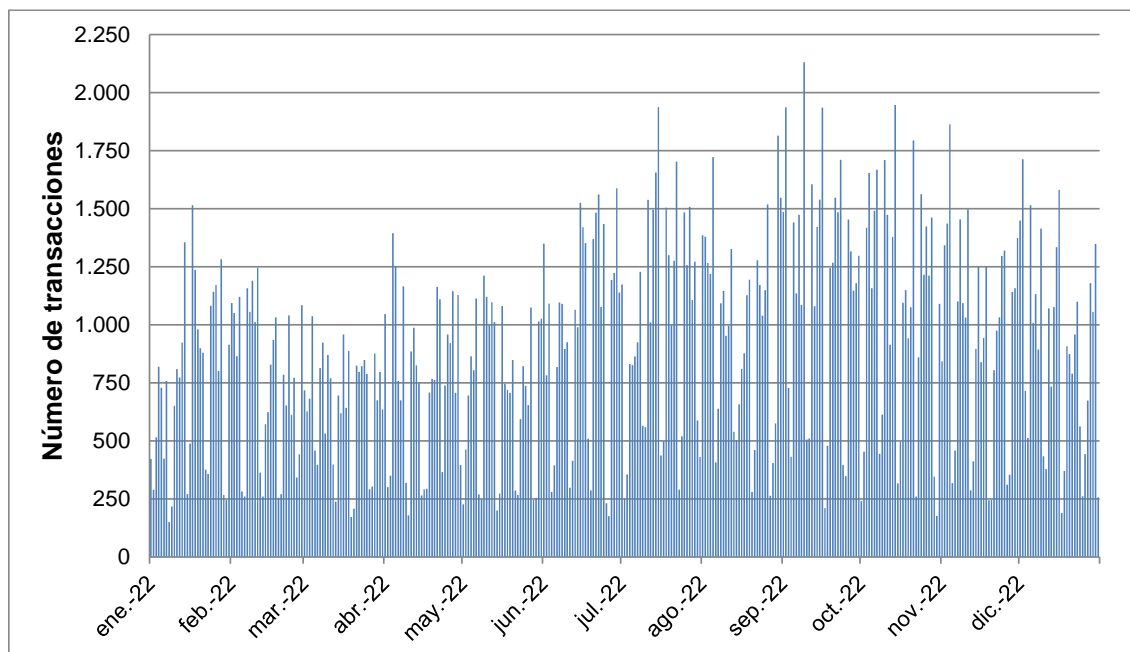
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación sobre todo en el último trimestre del año.

Figura 34. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2022, por día de negociación



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Figura 35. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2022, por día de negociación



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

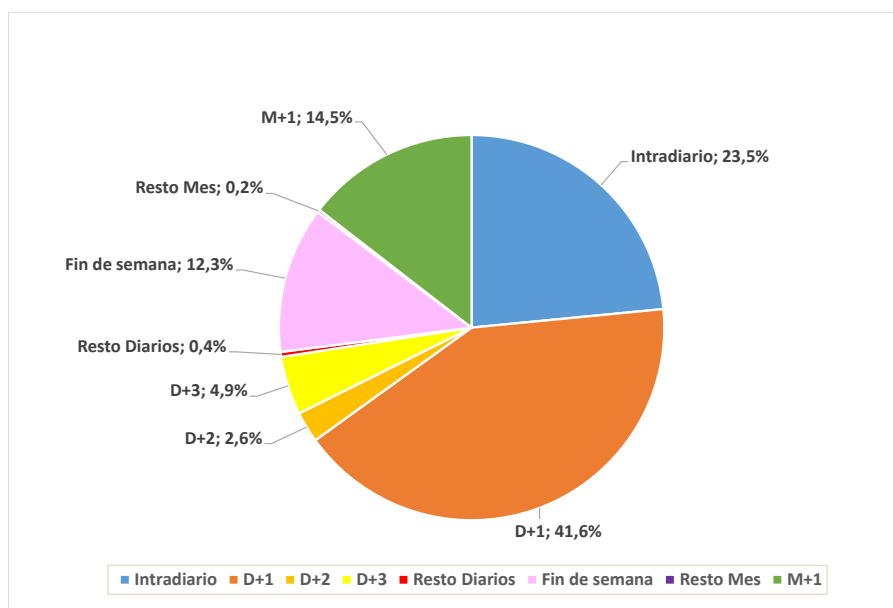
La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2022 fue la del 11 de febrero, con 7.978 ofertas, que dieron lugar a 1.246 transacciones entre agentes y se negociaron 389,3 GWh.

b) Volumen negociado en MIBGAS por producto

En el conjunto de 2022, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 41,6% del volumen, seguido del producto (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 23,5% del volumen total negociado. La negociación del producto diario crece considerablemente en relación con el año 2021, entre otros efectos por el mayor consumo de gas en generación eléctrica, que ocasiona una mayor presencia de compradores en este producto.

El volumen de negociación alcanzado por el producto mensual M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación) fue del 14,5%.

Figura 36. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2022



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 2022

	INTRADIARIO	DIARIO						FIN SEMANA	RESTO MES	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6				
Total 2021	23.645.334	19.230.781	1.569.388	1.497.664	91.388	19.181	-	6.376.843	610.830	15.751.880	68.793.289
Enero	2.723.323	2.958.410	170.974	183.444	-	-	-	652.006	2.160	770.280	7.460.597
Febrero	1.839.035	2.402.254	165.766	127.984	-	-	-	571.794	10.400	1.537.290	6.654.523
Marzo	2.225.412	2.589.111	75.235	142.841	-	-	-	645.438	16.150	926.400	6.620.587
Abril	2.296.686	2.789.685	194.547	255.796	64.037	28.105	5	1.058.634	-	1.655.400	8.342.895
Mayo	1.442.704	2.912.337	199.508	350.958	1.435	-	-	689.116	1.900	2.569.800	8.167.758
Junio	2.332.195	4.637.143	232.114	416.492	10.757	57.942	-	855.874	-	2.164.420	10.706.937
Julio	2.275.658	5.157.720	379.420	828.348	25.756	-	-	1.620.552	-	1.131.500	11.418.954
Agosto	2.634.724	5.610.786	362.479	545.169	157.944	-	-	1.576.217	11.300	1.362.900	12.261.519
Septiembre	2.559.404	6.158.165	320.608	1.147.240	-	-	-	2.375.218	53.260	802.280	13.416.175
Octubre	2.941.843	6.177.837	283.121	769.214	-	-	-	1.673.056	77.020	802.200	12.724.291
Noviembre	2.446.278	4.808.403	380.460	650.156	-	-	-	1.600.902	85.280	2.398.780	12.370.259
Diciembre	2.772.156	4.301.726	389.838	548.676	81.694	70.991	-	1.590.046	20.400	1.499.470	11.274.997
Total 2022	28.489.418	50.503.577	3.154.070	5.966.318	341.623	157.038	5	14.908.853	277.870	17.620.720	121.419.492

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

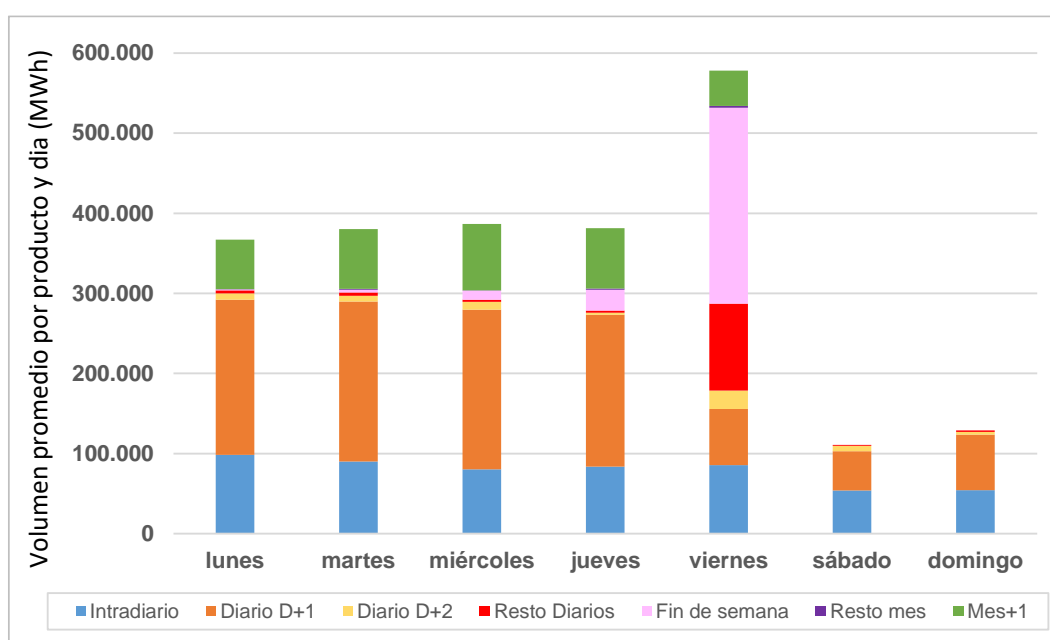
El volumen negociado del producto intradiario, diario D+1 y fin de semana aumentan considerablemente respecto 2021.

En comparación con el año 2021, cabe destacar el crecimiento de la negociación del producto diario D+1, así como la consolidación del producto fin de semana, con incrementos interanuales del volumen negociado superiores al 100%.

El aumento de negociación del producto fin de semana permite a los comercializadores cerrar las operaciones con entrega en el fin de semana o puentes de mayor duración, y en conjunto suponen un volumen negociado de 14.909 GWh en MIBGAS frente a los 6.377 GWh de 2021.

En la siguiente figura se observa cómo la negociación del producto fin de semana y del producto D+3 se incrementa los viernes, lo que hace que viernes sean generalmente los días de más negociación, mientras que el producto diario tiene su máximo volumen de lunes a jueves.

Figura 37. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2022, en promedio por día de la semana



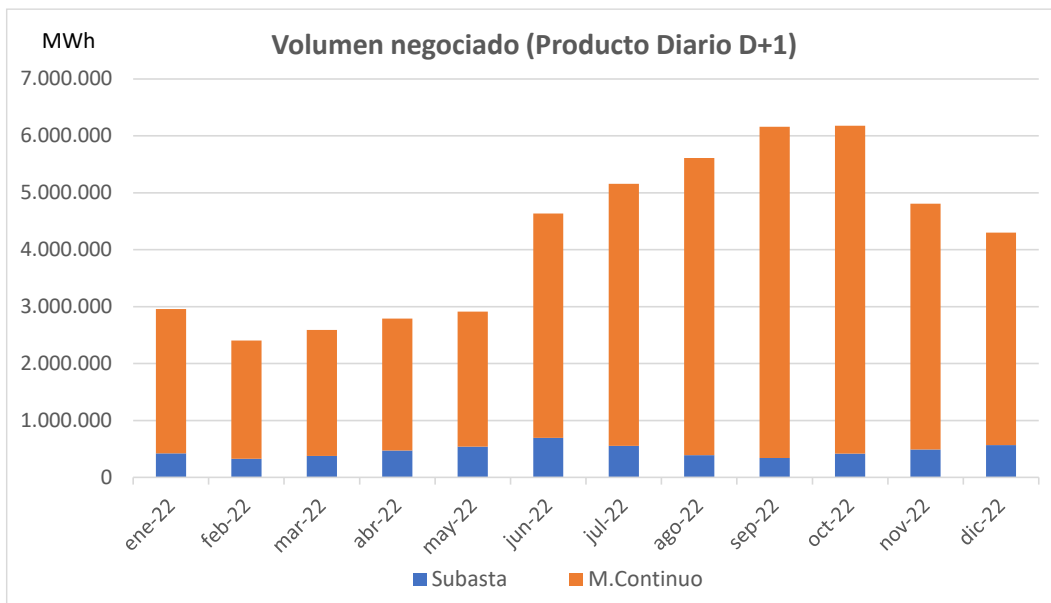
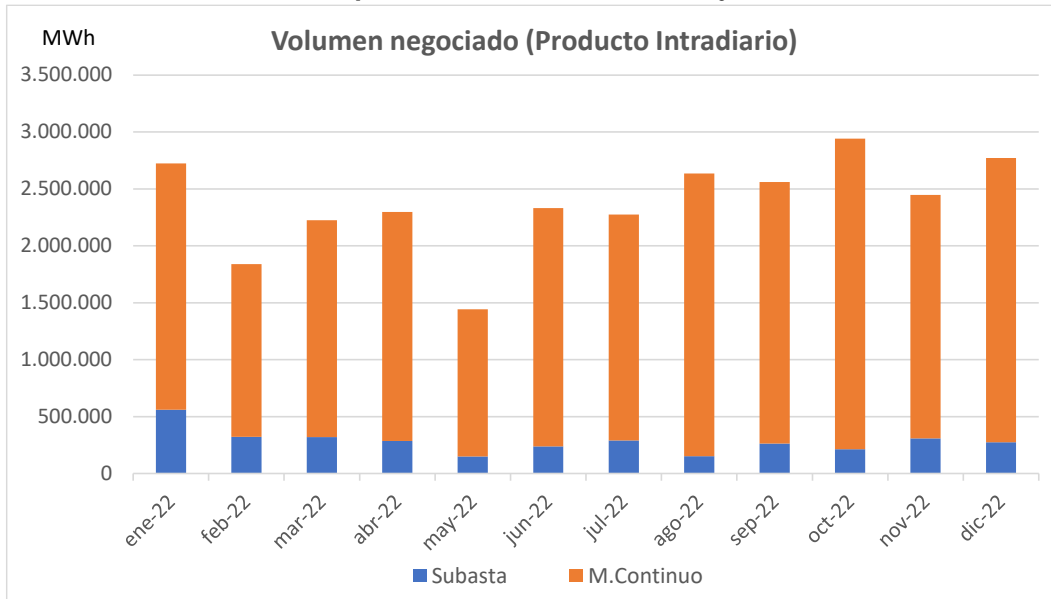
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

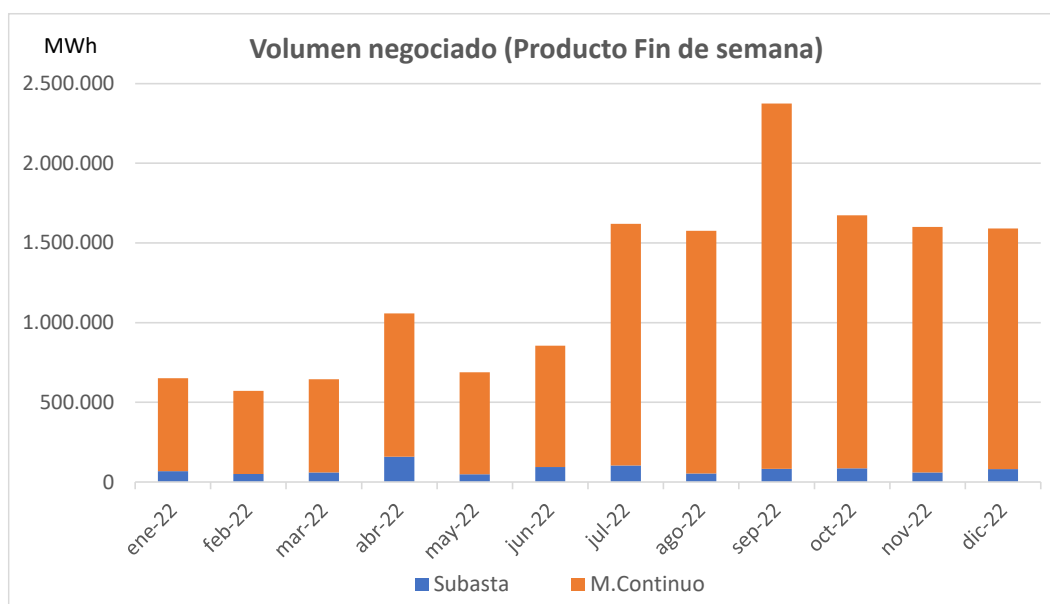
c) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El volumen total negociado durante 2022 en las subastas fue del 8,6%, mientras que en el mercado continuo fue del 91,4%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 11,9% en la subasta y el 88,1% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 11,1% en la subasta y el 88,9% en el continuo; el fin de semana (WE) se negoció el 6,3% en la subasta y el 93,7% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 0,1% en la subasta y el 99,9% en el continuo.

Figura 38. Volúmenes de gas negociados en la subasta de apertura y en el mercado continuo de los productos intradiario, diario y fin de semana





Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En general, en el transcurso de 2022, MIBGAS evoluciona hacia un mercado en el que aumenta la variedad de productos. La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo, para los tres tipos de productos representados, y en particular en el producto M+1.

5.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives

MIBGAS Derivatives tuvo en 2022 un **volumen total de negociación de 2.384.277 GWh** lo que supone un descenso del 53% sobre el volumen negociado en el año 2021.

La negociación se concentró principalmente en productos a plazo con entrega en el punto virtual PVB (1.847 GWh). Además, se negociaron productos spot de GNL (391,3 GWh) y de almacenamientos subterráneos (145,4 GWh).

El número de transacciones realizadas fue 2.602 lo que supone la mitad que las realizadas en el año 2021 (4.465). Esta disminución se debe a las transacciones del producto spot de GNL, donde se realizaron un total de 1.927 transacciones en el 2022 frente a las 3.934 realizadas en el año 2021. También hay una disminución en el número de transacciones de los productos a plazo, donde las transacciones tienen, en general, un mayor volumen promedio.

El número de agentes registrados a 31 de diciembre de 2022 ha sido de 70, con un incremento de 21 agentes respecto de 2021.

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

	Número de transacciones				Volumen Negociado			
	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Mibgas Derivatives a Plazo	1.582	622	527	346	7.626.270	5.483.950	4.615.220	1.847.467
En PVB	1.582	622	527	346	7.626.270	5.483.950	4.615.220	1.847.467
Mibgas Derivatives Spot	7	1.468	3.938	2.309	560	187.030	456.520	536.810
Productos de GNL	7	1.458	3.934	1.927	560	178.730	454.520	391.371
Productos de AASS	0	18	4	382	0	8.300	2.000	145.439
Total Mibgas Derivatives	1.589	2.090	4.465	2.655	7.626.830	5.670.980	5.071.740	2.384.277

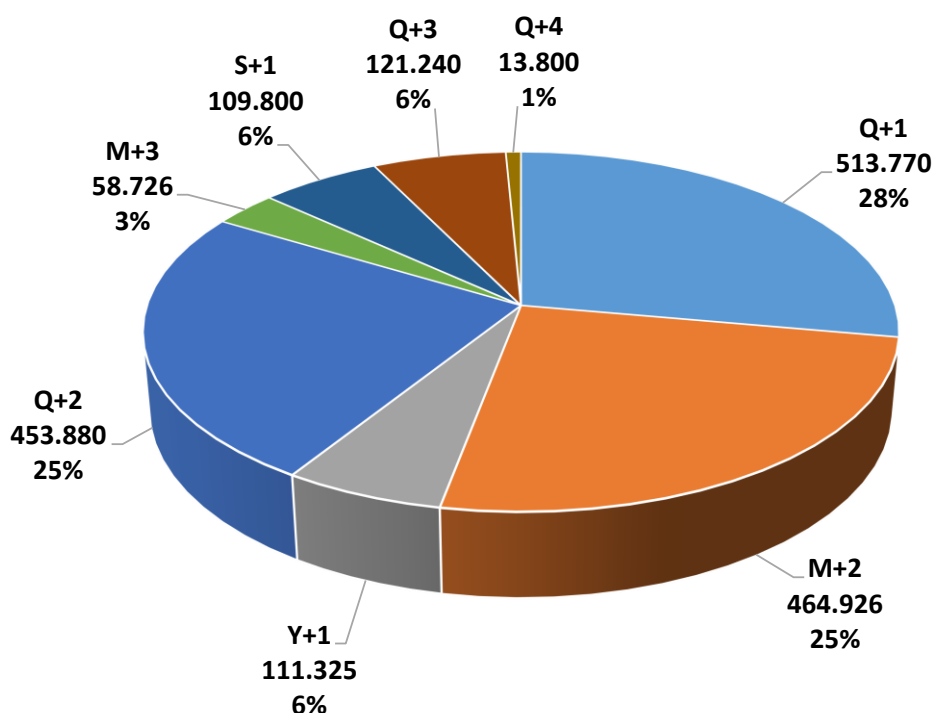
Fuente: Mibgas

Tabla 5. Productos negociados en MIBGAS Derivatives

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

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

Figura 39. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives por productos 2022



Fuente: Mibgas

El mayor volumen negociado en 2022 se concentró en el producto Trimestral Q+1 que alcanza el 28% del volumen total negociado, mientras que en 2021 alcanzó el 30%.

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

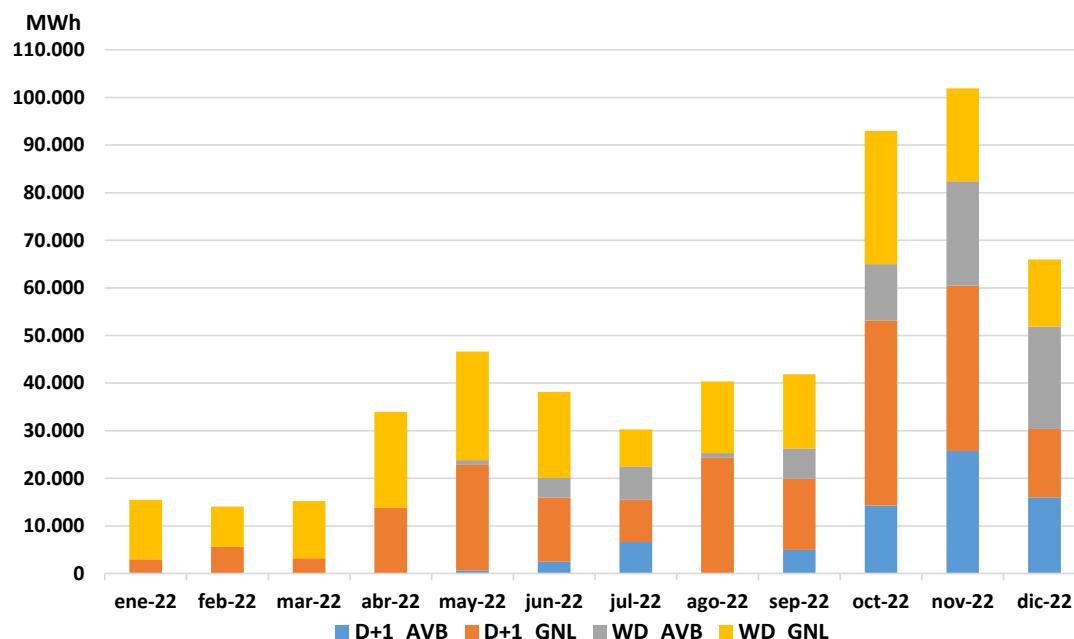
MIBGAS Derivatives Spot (GNL y AASS)

MIBGAS Derivatives Spot tuvo un volumen total de negociación de 536,8 GWh, lo que supone un crecimiento de la negociación del 18% en el conjunto del año. Aunque la negociación disminuye notablemente en el primer trimestre del año, a partir de esta fecha se observa un incremento paulatino de los volúmenes negociados, que continúa en 2023.

Durante el año 2022 el volumen negociado en productos spot de GNL (Diario e Intradía), con entrega en el tanque virtual, fue de 391 GWh, realizándose 1927 transacciones.

Además, se han realizado un total de 382 transacciones de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB) por un volumen de 145 GWh, que se concentran entre mayo y diciembre de 2022.

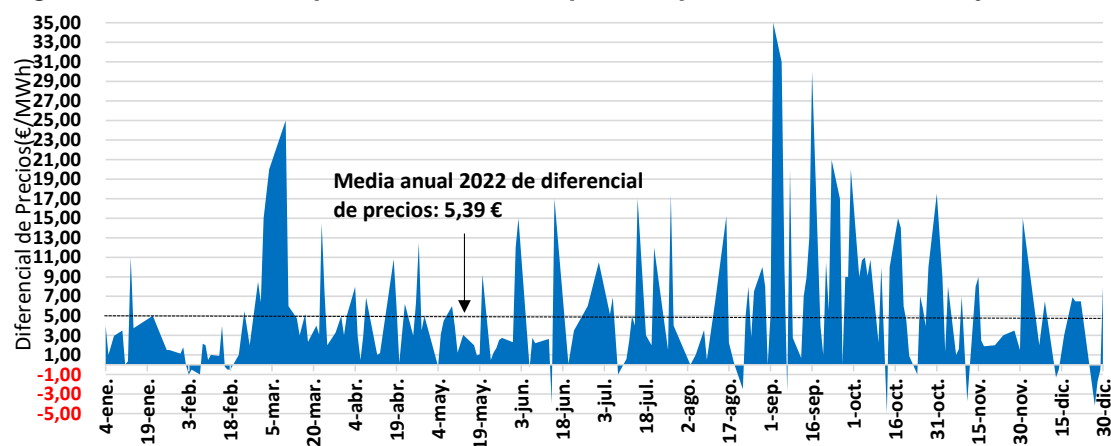
Figura 40. Volumen negociado de productos de GNL y AA.SS. 2022



Fuente: Mibgas

El precio spot del producto diario en tanque virtual, se mueve en paralelo al precio spot en PVB, que en promedio anual fue 5,4 €/MWh superior. No obstante, dependiendo de la situación del mercado, en periodos puntuales el precio en PVB puede situarse en niveles inferiores al TVB, según se observa en la siguiente gráfica.

Figura 41. Evolución de precios en MIBGAS para los productos D+1 en PVB y TVB. 2022



Fuente: MIBGAS

MIBGAS Derivatives a Plazo

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives de productos a plazo en el PVB durante el año 2022, fue de 1.847 GWh mostrando un descenso del 60% respecto al 2021, en que se negociaron 4.615 GWh.

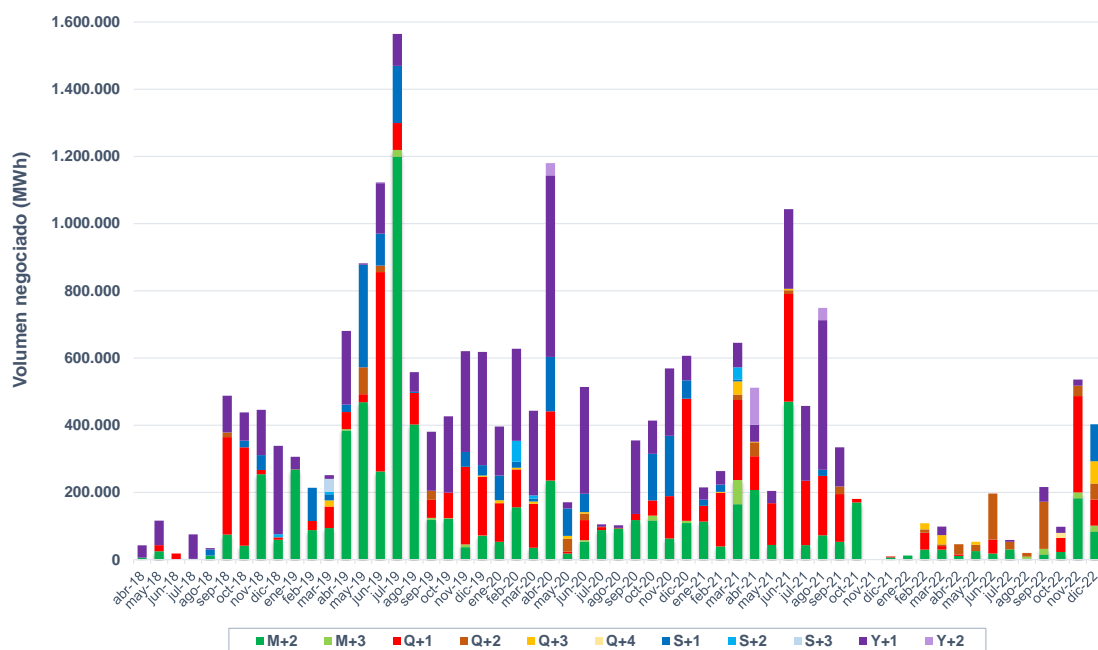
En relación con los productos negociados en PVB, durante 2022 se han negociado un total de 7 productos de los 11 que se listan cada día.

El mayor volumen negociado en este año se concentró en el producto Trimestral Q+1, con un 27,81% del volumen total negociado (513 GWh) seguido del producto Mensual M+2, con un 25,17% del volumen, del producto Q+2, con un 24,57% del volumen y el resto de los productos no superan el 6% del volumen total.

En relación con el número total de transacciones realizadas en PVB en 2022 se registraron 146 transacciones, lo que supone un descenso del 72% respecto del 2021 en que se registraron un total de 527 transacciones en consonancia con el menor volumen negociado en este año. El mayor número de transacciones se registró en el producto Mensual M+3 con 55 transacciones, seguido del producto Q+1 con 45 transacciones.

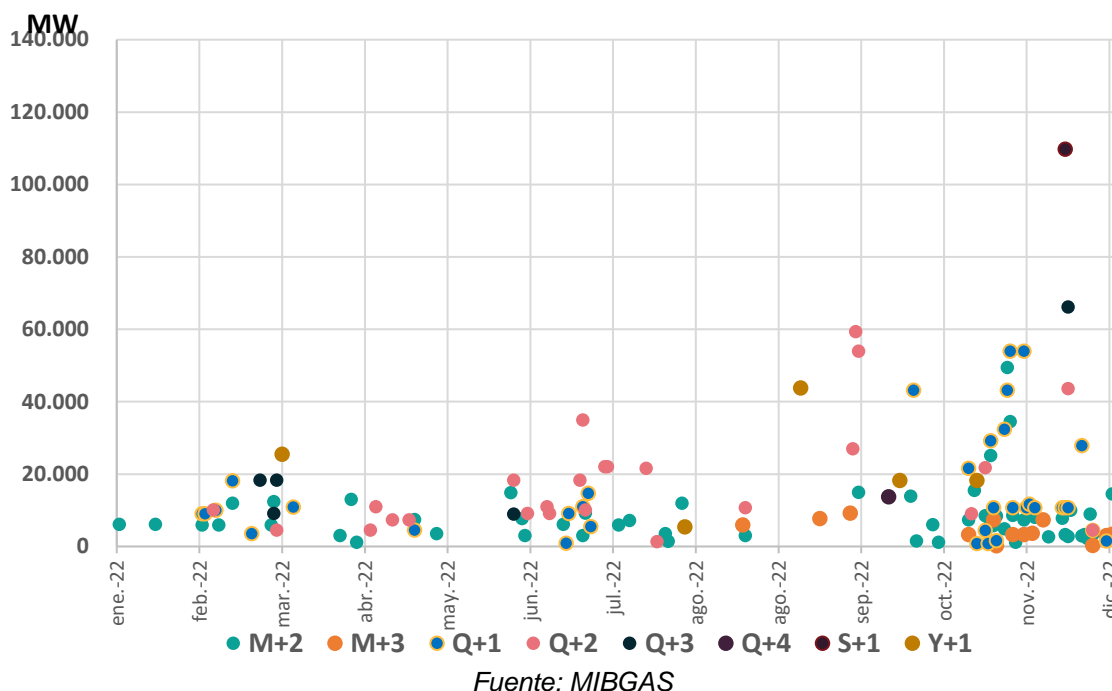
Cabe señalar que en el cuarto trimestre la negociación es prácticamente inexistente coincidiendo con el alza de precios en el mercado de gas natural.

Figura 42. Evolución volumen negociado en PVB por producto y mes en MIBGAS Deriv.



Fuente: MIBGAS

Figura 43. Negociación diaria de los distintos productos de MIBGAS Derivatives en PVB



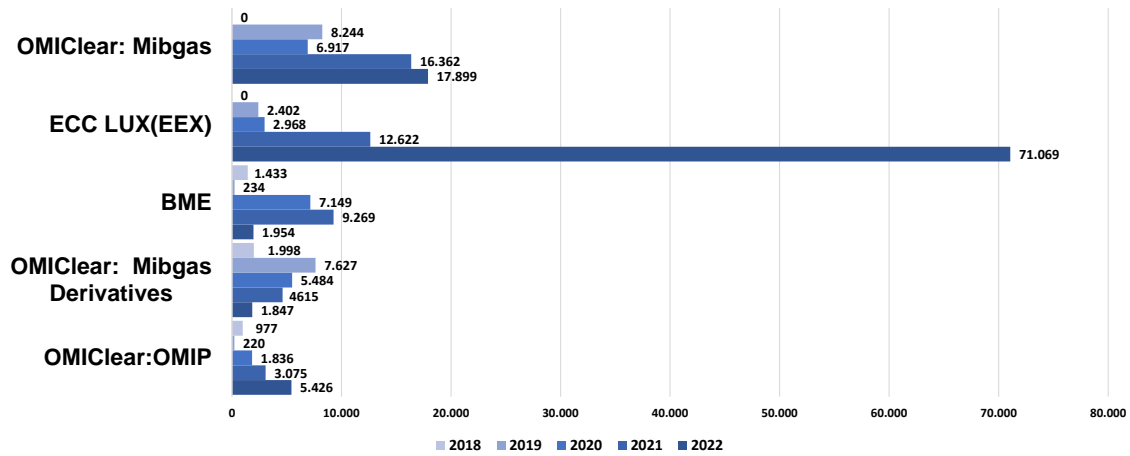
5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)

El incremento de precios y el aumento del riesgo de contraparte hace que aumenten el número de operaciones OTC que se llevan a registro a una cámara de contrapartida central (CCPs), en particular en la segunda mitad de 2022, a efectos de asegurar las transacciones.

En conjunto, **el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central** de contratos de gas natural en PVB de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2022 fue de **98.194 GWh**, lo que supone un aumento de 52.245 GWh en relación con el año anterior (45.938 GWh) un incremento del 53% respecto al año 2021:

- **European Commodity Clearing (ECC-EEX)** registró un volumen total de 71.069 GWh en 2022 lo que supone un importante incremento frente al año anterior (12.622 GWh).
- **OMIClear** registró un volumen total de 25.172 GWh lo que supone un aumento del 1% respecto del año 2021 (24.058 GWh).
- **BME Clearing** registró un volumen total de contratos de 1.954 GWh lo que supone una disminución respecto del volumen registrado en los años 2020 y 2021 que alcanzó 7.149 y 9.269 GWh, respectivamente.

Figura 44. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs: 2018-2022



Fuente: MIBGAS, BME y EEX

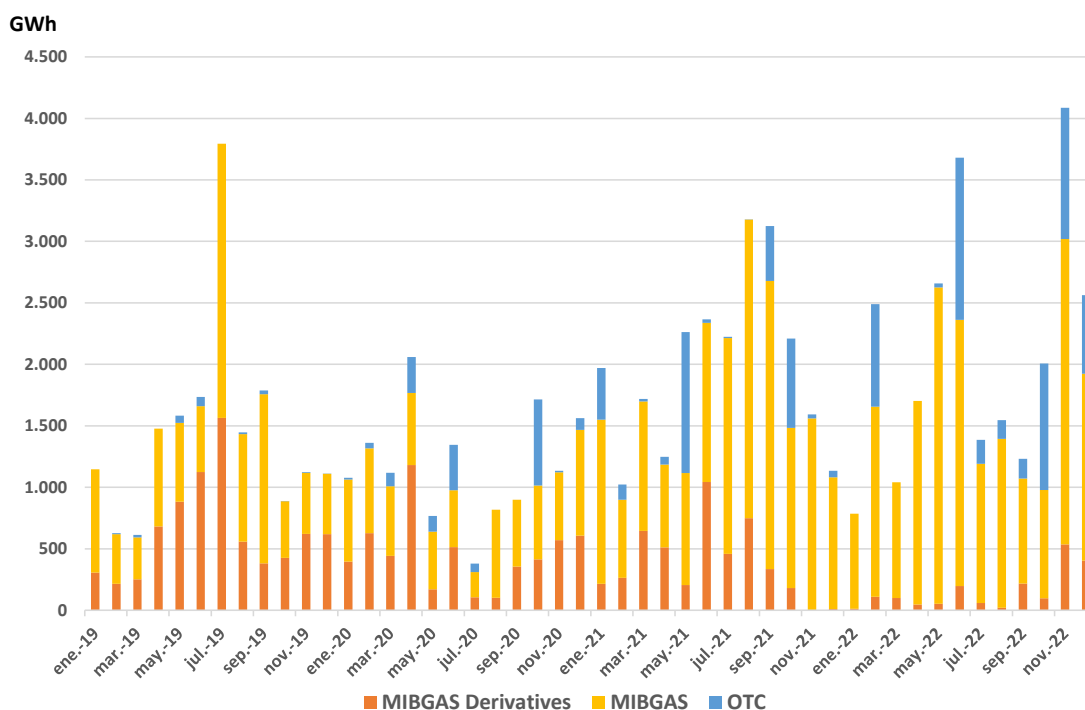
A continuación, se detalla el volumen registrado en cada una de las Cámaras anteriores.

- **Evolución volumen compensado por OMIClear**

Durante 2021 el **volumen total compensado por OMIClear** ascendió a **25.172 GWh**: correspondiendo 5.426 GWh a los volúmenes OTC registrados en OMIP a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, 17.899 GWh a los volúmenes registrados de los productos mes M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS y 1.847 GWh a los volúmenes registrados de los productos negociados en MIBGAS Derivatives en PVB.

Durante el último año ha aumentado el volumen de las transacciones en los productos resto del mes y M+1 negociados en MIBGAS alcanzándose un volumen (17.899 GWh), superior a los 16.362 GWh negociados y registrados en 2021. También han aumentado las transacciones correspondientes a contratos bilaterales OTC registradas en OMIClear a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, alcanzándose un volumen (5.426 GWh) muy superior a los 3.075 GWh registrados en 2021.

Figura 45. Evolución volumen registrado en OMIClear por mes

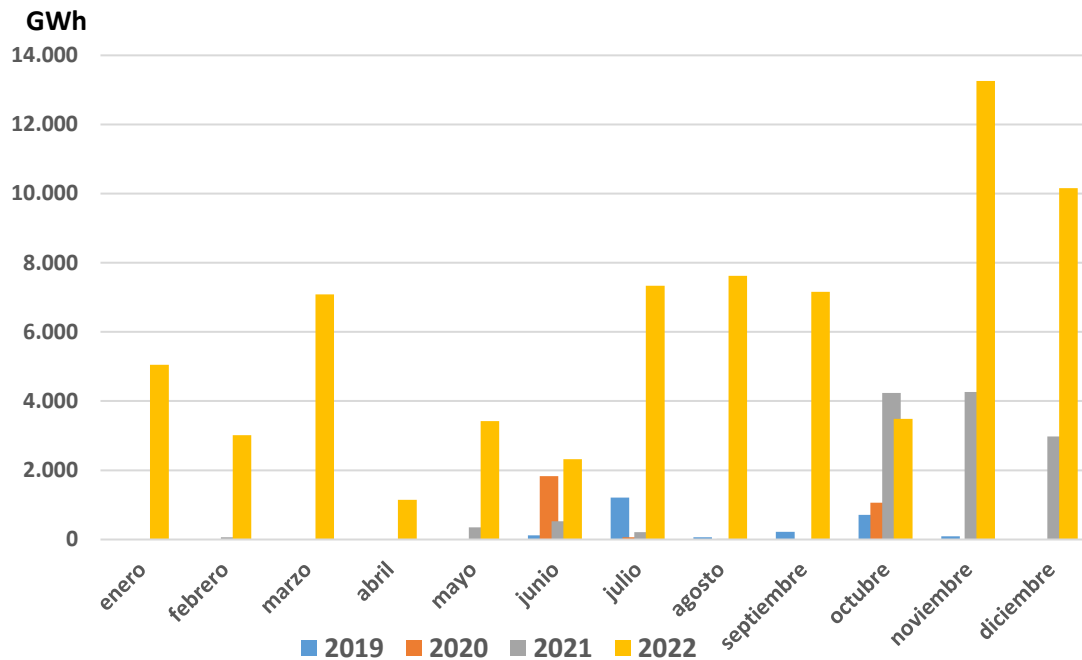


Fuente: MIBGAS

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

Durante el año 2022 se registró un **volumen total negociado de 71.069 GWh** lo que supone un gran incremento respecto de 2021 en que se negociaron 12.622 GWh.

Figura 46. Evolución volumen registrado en ECC LUX por mes



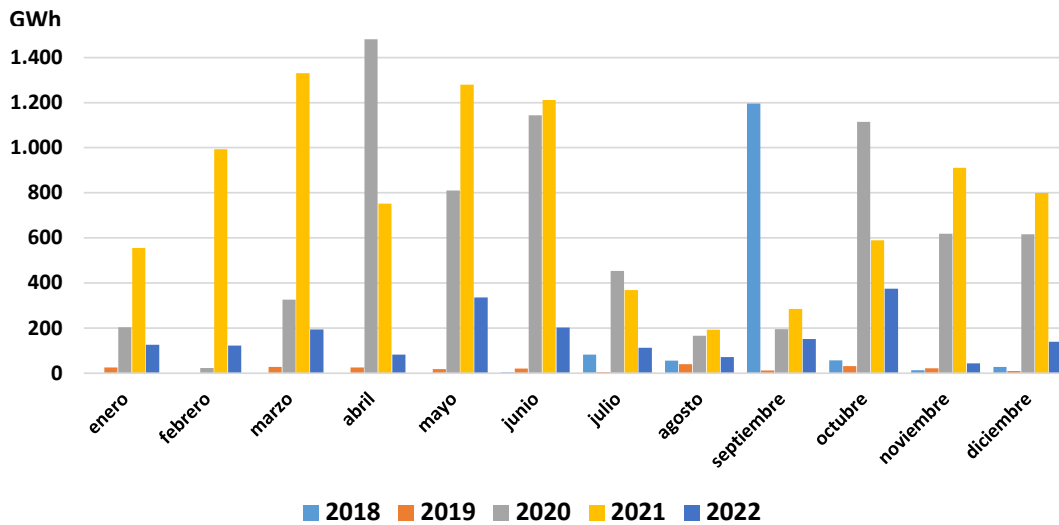
Fuente: EEX-ECC

- **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

BME Clearing ha registrado durante el año 2022 un volumen total de **1.954 GWh** lo que supone una disminución respecto del volumen registrado en los años 2020 y 2021 que alcanzó 7.149 y 9.269 GWh, respectivamente.

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

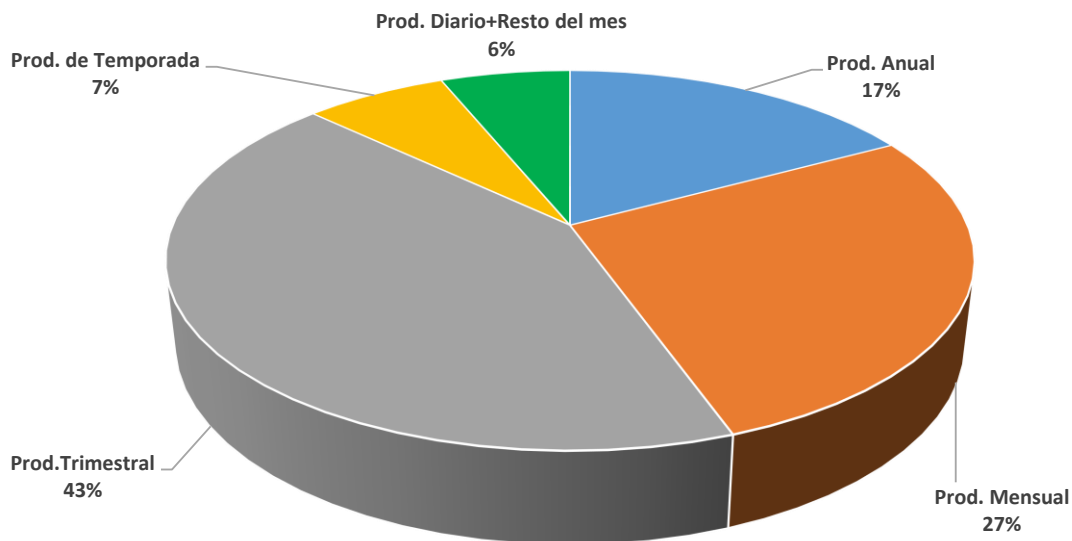
Figura 47. Evolución volumen registrado en BME por mes. 2022



Fuente: BME

El mayor volumen registrado en este año se concentró en el producto trimestral, con un 43% del volumen total registrado (1.954 GWh).

Figura 48. Volumen total registrado en BME Clearing 2022



Fuente: BME

6. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ

A efectos de contribuir al aumento de la liquidez en el mercado spot de gas, entre 2015 y 2018 se establecieron una serie de medidas de impulso de la liquidez (compras de gas operación, creadores de mercado voluntarios y obligatorios) que continúan durante el año 2022. Además, la circular de balance estableció la obligación del GTS de realizar el balance residual del sistema a través de compraventas de gas en el mercado spot, lo que también contribuye a la liquidez del mercado.

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

6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado

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

- La **compra del gas de operación**⁴ 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 2022 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **1.305,30 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 2022, no ha habido compras de gas colchón, ni de gas talón.

- La realización de **acciones de balance en el PVB** en el mercado organizado en virtud de lo establecido en la Circular 2/2020⁵, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

⁴ 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.

⁵ La Circular 2/2020, de aplicación desde el 1 de abril de 2020, deroga la anterior circular de balance, Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, derivada del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, aprobado el 26 de marzo de 2014.

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 en el año 2022 suponen un volumen total de **4.927,68 GWh** (1.449,59 GWh de compras y 3.478,08 GWh de ventas).

- El servicio de **creador de mercado voluntario** en el mercado organizado está regulado mediante la Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía. El Operador del Mercado ha realizado convocatorias para la prestación del servicio, con una periodicidad semestral desde principios de 2017. Las convocatorias realizadas en 2022 dieron los siguientes resultados:
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 12 de enero de 2022 a Axpo Iberia S.L.U. y a ENGIE España S.L.U. para actuar durante el primer semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de enero y terminó el 30 de junio, y su actividad generó un total de 1.575 GWh de compra y 1.767 GWh de venta.
 - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 27 de junio de 2022 a Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., para actuar durante el segundo semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de julio y terminó el 31 de diciembre, y los resultados fueron un total de 621 GWh de compra y 365 GWh de venta.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado está reglado mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía (sustituida en 2021 por la Resolución de 9 de julio de 2021). El Ministerio seleccionó a los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores obligatorios, y comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual, rol que han mantenido desde entonces. La Resolución de 4 de febrero de 2021 añadió un nuevo operador obligado (Repsol LNG Holding), que empezó a actuar en el segundo semestre del año. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2022 (en el mercado continuo) en el producto diario fue de 352 GWh de compra y 352 GWh de venta, y en el producto mensual fue de 6.737 GWh de compra y 4.893 GWh de venta.

El Acuerdo de Consejo de Ministros, de 22 de febrero de 2022, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural, publicado mediante la Resolución de 21 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, prorrogó las obligaciones de actuación como creador de mercado por parte de los operadores dominantes durante otros 4 años (a contar desde la

entrada en vigor de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 9 de julio de 2021).

*En conjunto, las **medidas de fomento** de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2022 proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 22.277 GWh, que supone el **16,74% de las compras** totales y **15,64% de las ventas** totales.*

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

Se observa que fueron los creadores de mercado obligatorios, seguidos por los creadores de mercado voluntario, las medidas de fomento de la liquidez que mayor volumen aportaron en 2022 sobre el total negociado.

Tabla 6. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2021-2022)

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2021		Volumen negociado en MIBGAS en 2022	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas operación	1.091.354	1,59%	1.305.303	1,11%
Compra gas colchón Yela	0	0,00%	0	0,00%
Acciones balance (Compra)	1.524.054	2,22%	1.449.594	1,23%
Compras de comercializadoras	66.177.881	96,20%	118.664.595	97,66%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	4.176.930	6,07%	2.195.870	1,86%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	3.782.504	5,50%	7.216.891	5,57%
Total	68.793.289	100%	121.419.492	100,00%

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2021		Volumen negociado en MIBGAS en 2022	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Acciones balance (Venta)	2.369.771	3,44%	3.478.088	2,93%
Ventas de comercializadoras	66.423.518	96,56%	117.941.404	97,07%
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	3.818.550	5,55%	2.131.860	1,8%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	3.925.184	5,71%	5.753.992	4,34%
Total	68.793.289	100%	121.419.492	100,00%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

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

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

Mes	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compraventas entre comercializadores	Volumen total en MIBGAS (MWh)
Enero 2022	160.100	-	-	212.857	202.787	6.884.853	7.460.597
Febrero 2022	114.325	-	-	-	342.423	6.197.775	6.654.523
Marzo 2022	122.000	-	-	68.407	312.690	6.117.490	6.620.587
Abril 2022	161.800	-	-	233.610	466.751	7.480.734	8.342.895
Mayo 2022	170.100	-	-	34.000	178.045	7.785.613	8.167.758
Junio 2022	159.245	-	-	53.000	297.843	10.196.849	10.706.937
Julio 2022	142.034	-	-	37.067	246.601	10.993.252	11.418.954
Agosto 2022	71.084	-	-	214.803	366.786	11.608.846	12.261.519
Septiembre 2022	50.700	-	-	108.920	329.890	12.926.665	13.416.175
Octubre 2022	90.432	-	-	194.305	251.619	12.187.935	12.724.291
Noviembre 2022	26.900	-	-	182.990	104.517	12.055.852	12.370.259
Diciembre 2022	36.583	-	-	109.635	378.136	10.750.643	11.274.997
Total 2022	1.305.303	-	-	1.449.594	3.478.088	115.186.507	121.419.492

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

De acuerdo con la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, la adquisición del gas de operación en el MIBGAS por parte del Gestor Técnico del Sistema se realiza en la subasta de apertura del producto diario.

La determinación de las cantidades de gas a adquirir se realiza en función de las necesidades de gas de operación que los transportistas estiman que van a consumir.

A lo largo del año 2022 el GTS ha comprado gas de operación en 326 ocasiones, con un volumen medio de 4,0 GWh por sesión.

A pesar del estancamiento de la demanda interna, en el año 2022 se ha producido un aumento del volumen total de gas operación respecto a 2021, como se observa en la siguiente tabla, principalmente por el incremento de las reexportaciones de gas a los países vecinos. El cierre del gasoducto del Magreb también supone un mayor esfuerzo de transporte, que se traduce en un mayor consumo de gas de operación.

Tabla 8. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2022)

	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón
Total 2016	702.132	1.365.050	388.000
Total 2017	927.139	420.007	-
Total 2018	922.674	-	-
Total 2019	1.108.946	-	-
Total 2020	829.455	-	-
Total 2021	1.091.354	-	-
Total 2022	1.305.303	-	-

En 2022, al igual que en los tres años anteriores, no se registraron adquisiciones de gas talón, ni de gas colchón.

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

En el conjunto del año 2022, el GTS realizó acciones de balance en el PVB por un total de 4.927,7 GWh (1.449,6 GWh de compras de gas y 3.478,1 GWh de ventas de gas).

A lo largo de 2022, el GTS realizó acciones de balance 95 días. En 35 ocasiones las acciones fueron de compra de gas, y en 60 ocasiones se realizaron ventas de gas.

La siguiente tabla presenta una comparativa entre las acciones de balance de los últimos años. Como se observa, se ha producido un aumento del volumen transaccionado en forma de acciones de balance respecto al año 2021.

En el año 2022, predominaron las acciones de balance de venta por parte del GTS, que supusieron casi el 70,5% de las acciones realizadas por el GTS.

Tabla 9. Acciones de balance realizadas por el GTS (2016–2021)

Año	Venta	Compra	TOTAL (MWh)
2016	107.000	635.834	742.834
2017	549.846	1.106.639	1.656.485
2018	1.851.782	337.574	2.189.356
2019	934.092	3.144.087	4.078.179
2020	759.926	1.652.631	2.412.557
2021	2.369.771	1.524.054	3.893.825
2022	3.478.088	1.449.594	4.927.682

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El volumen promedio de las acciones de balance fue de 51,8 GWh, y el día que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema fue el 4 de enero (98,0 GWh).

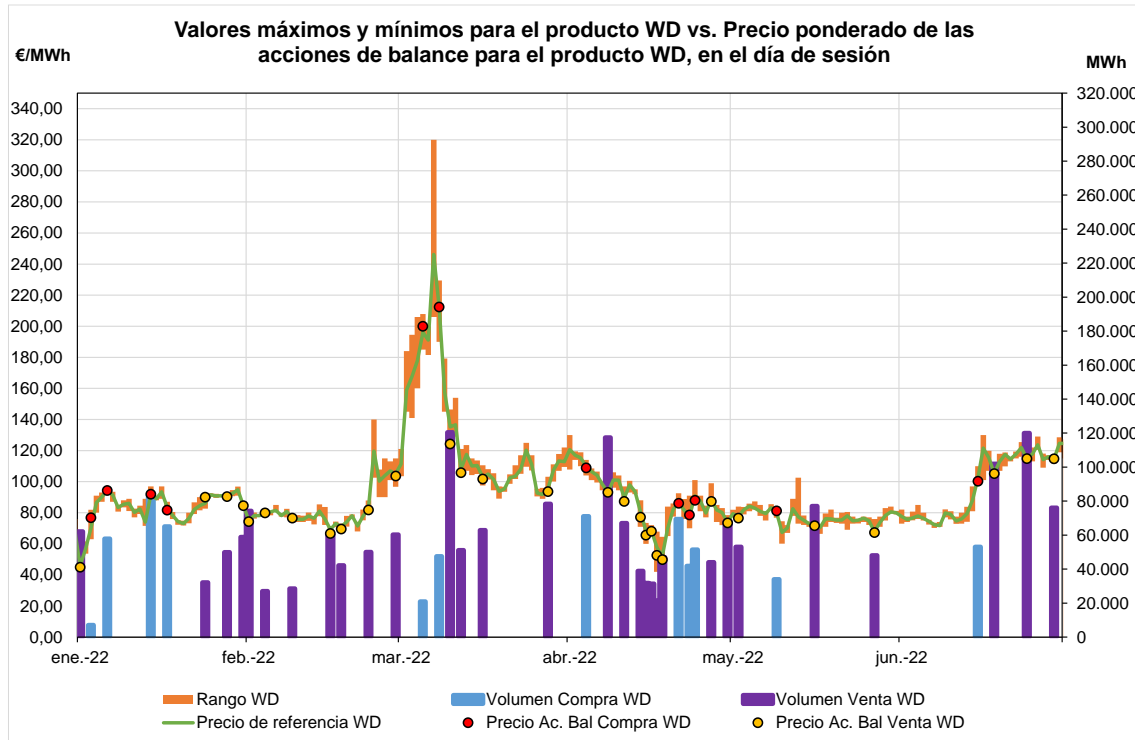
La totalidad de las acciones de balance efectuadas por el GTS se llevaron a cabo a través del producto intradiario, de acuerdo por tanto con la prioridad establecida en la Circular de balance.

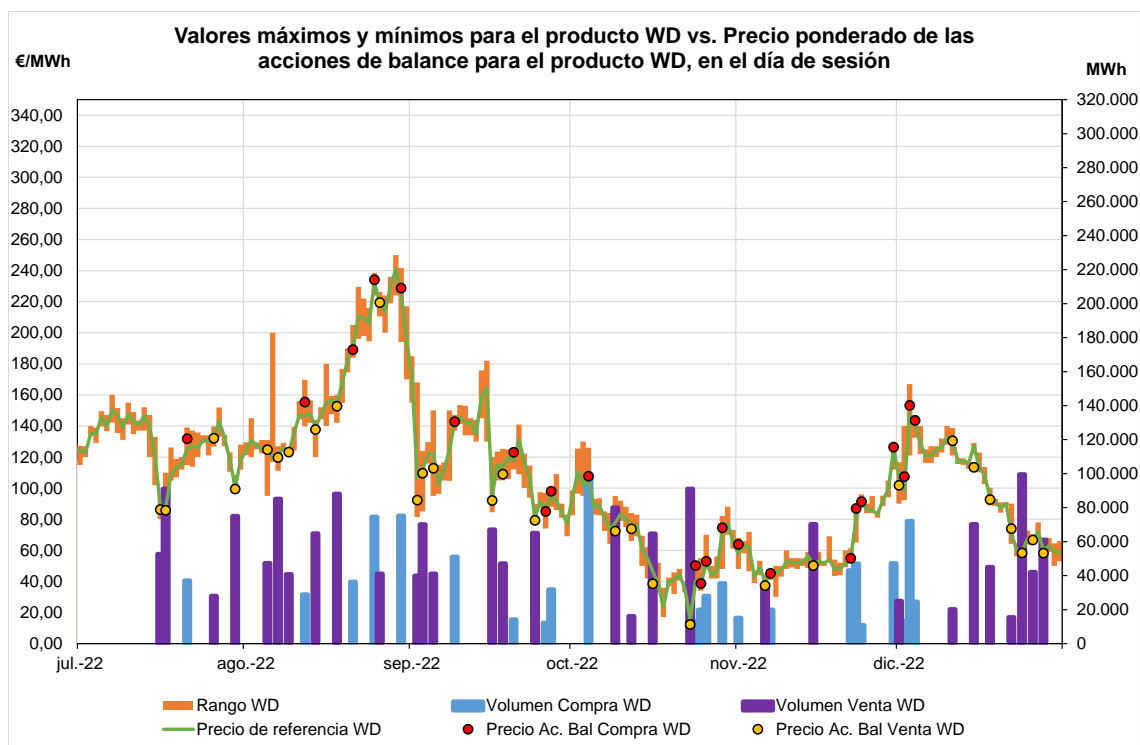
Tomando en cuenta los volúmenes negociados a lo largo del año, en total hay 22 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 49 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y 9 días en los que la acción de balance fue inferior a 10 GWh.

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 49. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado, para cada semestre





Fuente: MIBGAS y elaboración propia

A lo largo de 2022, en los 95 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 49 días en los que el precio marginal de compra o venta para la aplicación de los desbalances del día fue determinado por las acciones de balance del GTS.

Por último, respecto al efecto de las acciones de balance en relación con la liquidez del mercado, las compras de gas por acciones de balance del GTS supusieron un 1,23 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2021, mientras que las acciones de venta fueron un 2,93%.

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

6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2022

Durante el año 2022, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios⁶ 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 2022, 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) en el primer semestre, spread inferior al 0,5 €/MWh al que están obligados los creadores de mercado obligatorios durante la primera mitad del año, y en la segunda mitad del año se iguala el spread a 0,35.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2022 se muestran en la siguiente tabla:

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2022

En la siguiente tabla se muestran las principales condiciones de prestación del servicio de creadores de mercado obligatorios durante el año 2022, correspondientes a la Resolución de 9 de julio de 2021: separación de precios entre las ofertas de compra y de venta igual o inferior a 0,35 €/MWh para ambos

⁶ 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.

productos, y un Volumen Anual Máximo a casar igual al 5,68% de su volumen de aprovisionamientos de gas a España (ajustado a cada sesión según el producto).

Tabla 10. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios (año 2022)

	Creadores de mercado obligatorios					
	ENDESA		NATURGY		REPSOL	
	Diario	Mes siguiente	Diario	Mes siguiente	Diario	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh
Valor de ajuste para calcular Volumen Máximo Diario	0,20	1,80	0,20	1,80	0,20	1,80
Límite máximo a casar por sesión de negociación	1.805 MWh (en D+1 y D+3) 3.610 MWh (en Weekend)	24.174 MWh	4.845 MWh (en D+1 y D+3) 9.690 MWh (en Weekend)	64.905 MWh	600 MWh (en D+1 y D+3) 1.200 MWh (en Weekend)	8.032 MWh

6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2022

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

Para los creadores de mercado voluntarios los tres criterios de verificación son: cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 200 MWh/d en el producto M+1, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo de creador de mercado, y tiempo de reposición de ofertas casadas inferior o igual a 5 minutos, todo ello durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación. Para los creadores obligatorios los criterios son similares, salvo en los valores de cantidades mínimas ofertadas (en el primer semestre: 500 MWh/d en el producto D+1 y 100 MWh/d en el producto M+1; y en el segundo semestre: 100 MWh/d en el producto Diario y 200 MWh/d en el producto M+1) y de separación máxima de precios ofertada (indicadas en las tablas del punto anterior, del correspondiente Acuerdo de Creador de mercado).

De acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado, durante el año 2022, AXPO cumplió con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos acuerdos de creador de mercado en 108 sesiones, mientras que ENGIE cumplió con las obligaciones de presencia en 106 sesiones, en ambos casos sobre un total de 257 sesiones, por lo que su retribución se ha visto reducida en los porcentajes correspondientes. Esta menor presencia de los creadores voluntarios se traduce en un menor volumen de operaciones casadas, en comparación con los creadores de mercado obligatorios.

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado en relación con los creadores de mercado obligatorios, a lo largo del año 2022 ENDESA tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario D+1 de 189

sesiones (con 13 sesiones en las que solicitó exoneración y con 2 sesiones en las que incumplió parcialmente alguno de los objetivos de presencia) y en el caso del producto mensual, un grado de presencia de 219 sesiones (contando con 35 sesiones en las que solicitó exoneración y 3 sesiones con incumplimiento parcial).

Por otro lado, NATURGY, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 187 sesiones, solicitando exoneración en 0 sesiones y 17 días en que incumplió parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 209 sesiones, solicitando exoneración en 36 e incumpliendo parcialmente en 12 sesiones.

Por último, REPSOL, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 192 sesiones, solicitando exoneración en 12 sesiones y no incumplió ningún día parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 16 sesiones, solicitando exoneración en 36 e incumpliendo parcialmente en 5.

6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2022

En el producto diario

Endesa, Naturgy y Repsol actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario D+1 en 2022. Además, deben presentar ofertas al producto fin de semana en la última sesión de negociación del producto diario, así como ofertas para el siguiente producto diario al producto fin de semana.

ENDESA realizó transacciones de compra y venta en el producto D+1 en un total de 130 días con un volumen de compras de 127.676 MWh y de ventas de 91.951 MWh, que han supuesto respectivamente un 0,25% y un 0,18% de lo negociado.

Por otro lado, NATURGY, realizó transacciones en 160 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 161.065 MWh y 439.612 MWh respectivamente, lo que representa un 0,32% y 0,87% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Por último, REPSOL, realizó transacciones en 129 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 63.531 MWh y 31.009 MWh respectivamente, lo que representa un 0,13% y 0,06% del total negociado.

Tabla 11. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2022

	Año 2022. Producto D+1				
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
ENDESA	127.676	0,25%	91.951	0,18%	130 días (35,62%)
NATURGY	161.065	0,32%	439.612	0,87%	160 días (43,84%)
REPSOL	63.531	0,13%	31.009	0,06%	129 días (35,34%)

Por otro lado, los volúmenes negociados por los creadores de mercado obligatorios en los productos D+3 y Weekend fueron los siguientes:

	Año 2022. Productos D+3 y Weekend			
	Compras D+3 (MWh)	Ventas D+3 (MWh)	Compras Weekend (MWh)	Ventas Weekend (MWh)
ENDESA	22.255	10.020	43.102	39.148
NATURGY	8.144	61.684	24.342	176.536
REPSOL	8.772	3.342	21.254	8.120

En el producto mensual

A lo largo de 2022 actuaron como creadores de mercado voluntarios Axpo y Engie, además de los creadores de mercado obligatorios.

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual AXPO realizó transacciones de compra y venta en un total de 87 sesiones, con un volumen de compras de 679.860 MWh y 825.630 MWh de ventas, que han supuesto respectivamente el 3,86% y el 4,69% del total negociado para dicho producto.

En el caso de ENGIE, realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 125 sesiones, con un volumen de compras de 1.516.010 MWh y de ventas de 1.306.230 MWh, que han supuesto respectivamente el 8,60% y el 7,41% del total negociado para dicho producto.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2022, ENDESA ha realizado transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 150 sesiones, con un volumen de compras de 2.334.720 MWh y de ventas de 1.090.040 MWh, que han supuesto respectivamente el 13,25% y el 6,19% del total negociado para dicho producto. Por su parte NATURGY ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 150 sesiones, con un volumen de compras de 3.729.660 MWh y de ventas de 3.112.900 MWh, que han supuesto respectivamente el 21,17% y el 17,67% del total negociado para

dicho producto. Por último, REPSOL ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 147 sesiones, con un volumen de compras de 672.370 MWh y de ventas de 689.630 MWh, que han supuesto respectivamente el 3,82% y el 3,91% del total negociado para dicho producto.

La reducción del spread ofertado por los creadores de mercado obligatorios ha incrementado los volúmenes negociados por dichos operadores, que en el caso de Naturgy supera los volúmenes de los creadores voluntarios, y resultaron claves para mantener la liquidez del producto mensual.

Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2022

Año 2022. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
AXPO	679.860	3,86%	825.630	4,69%	87 días
ENGIE	1.516.010	8,60%	1.306.230	7,41%	125 días
ENDESA	2.334.720	13,25%	1.090.040	6,19%	150 días
NATURGY	3.729.660	21,17%	3.112.900	17,67%	150 días
REPSOL	672.370	3,82%	689.630	3,91%	147 días

Finalmente, cabe señalar que, a fecha de este informe, en el año 2023, los creadores de mercado obligatorios han alcanzado sus obligaciones de volumen máximo anual a casar, igual al 5,68 % de su volumen de aprovisionamientos de gas natural a España en el año natural anterior, antes de la finalización del ejercicio, por lo que podrían decidir dejar de participar como creadores de mercado durante el resto del año. En tal caso, la ausencia de los creadores de mercado podría afectar a la liquidez del producto mensual, donde todavía existen pocos participantes.

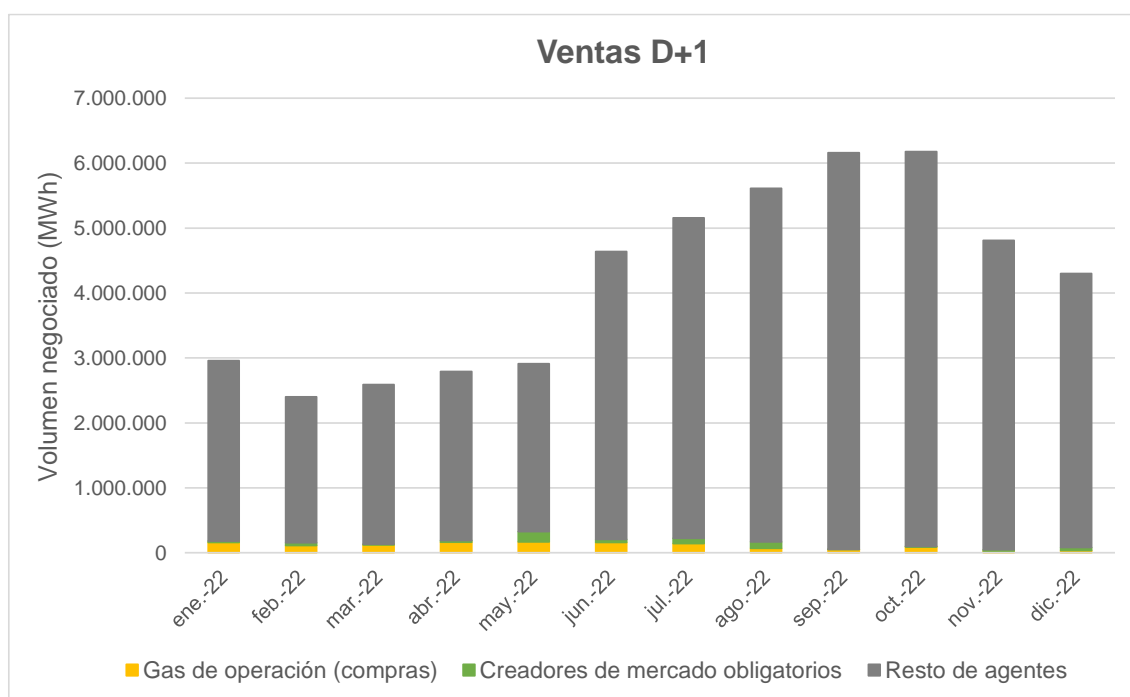
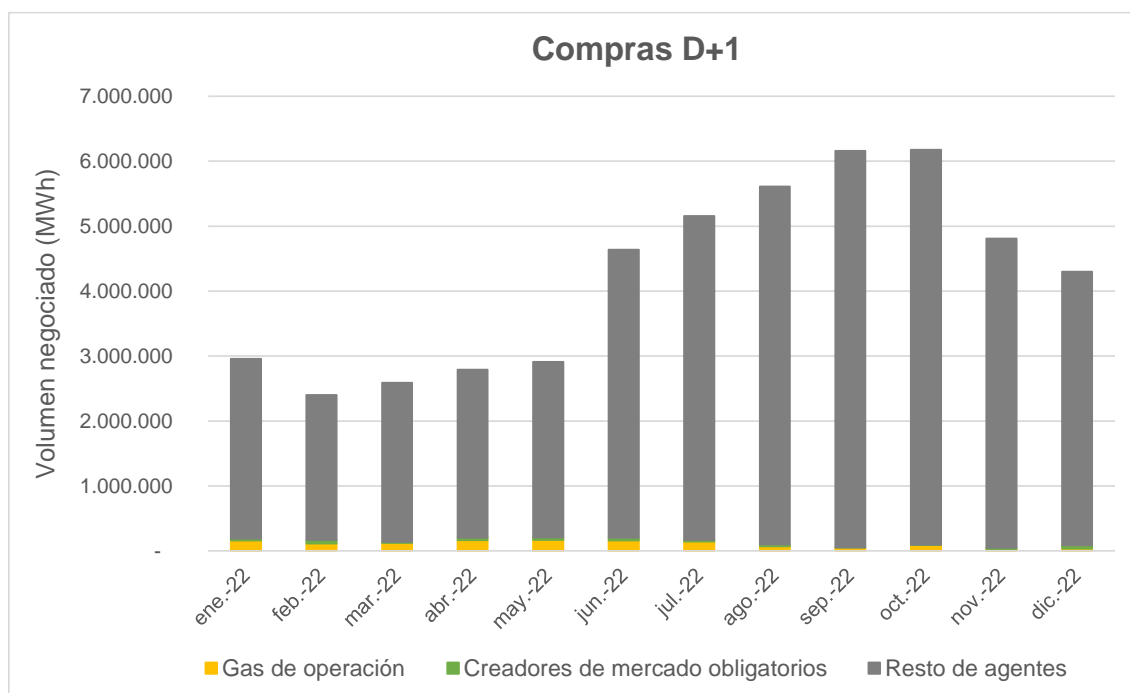
6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual

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

En 2022, 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 1.305.303 MWh, lo que supuso un 3% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2022. Como se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

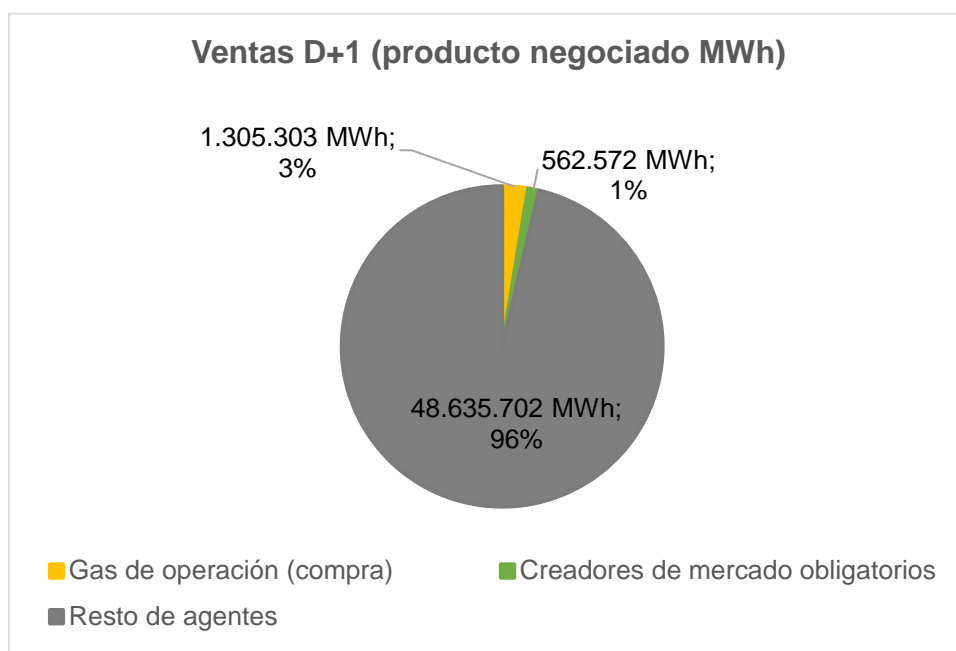
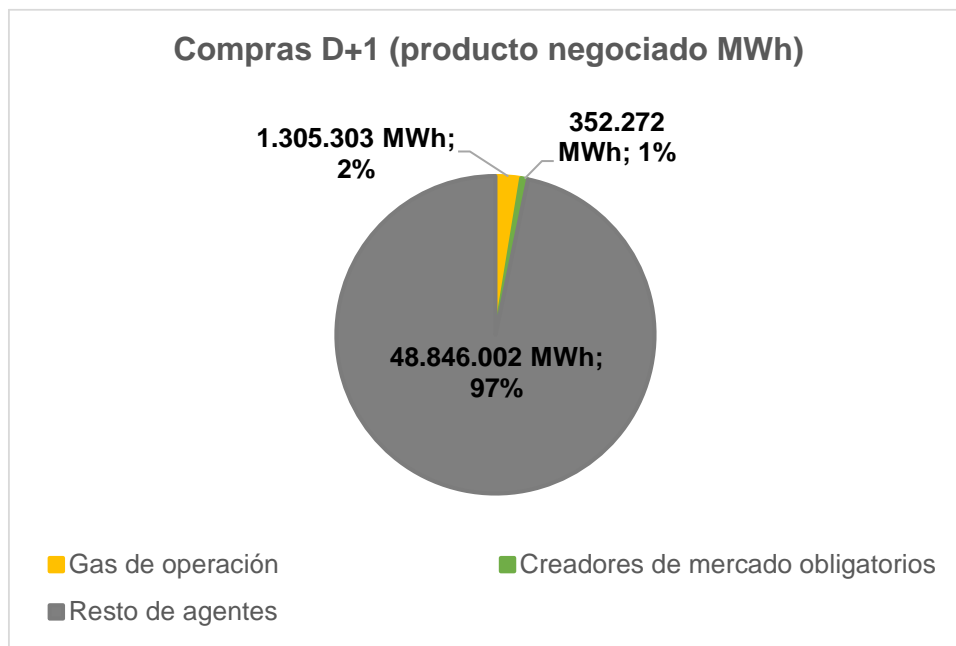
Figura 50. Volúmenes de compra y de venta del producto D+1 (2022)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En las siguientes figuras se exponen los datos anuales agregados:

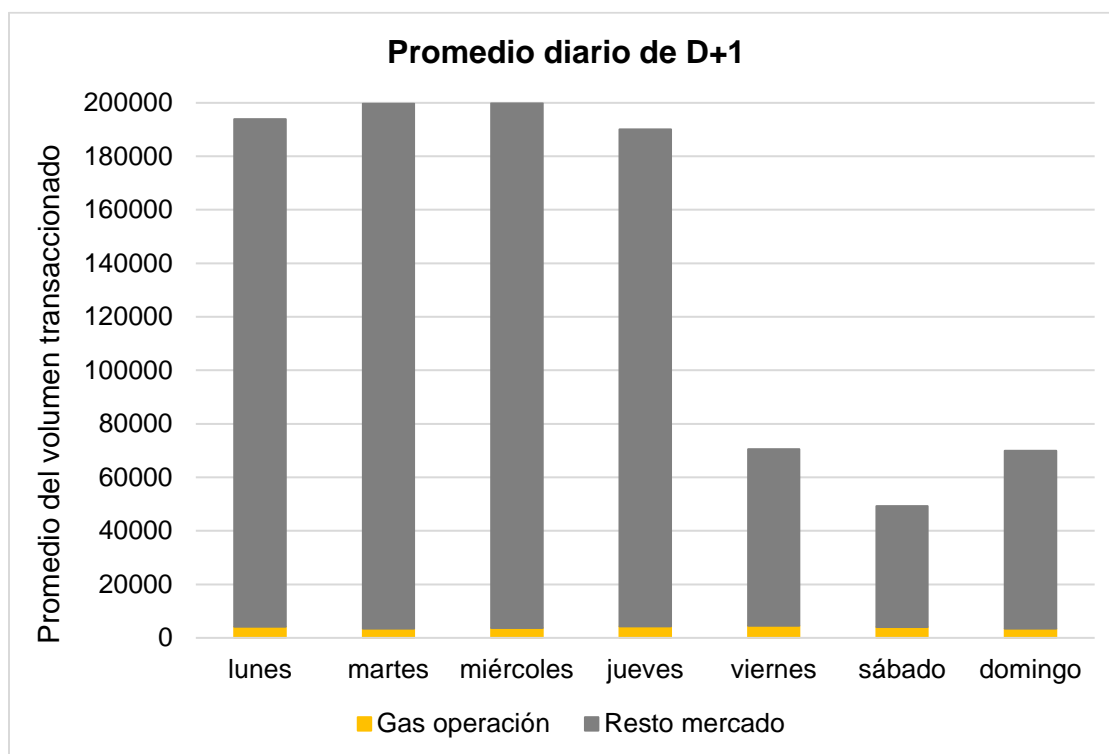
Figura 51. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2022)



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 cómo en promedio y en términos absolutos (MWh), 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 52. Volúmenes transaccionados del producto D+1 (2022)



Fuente: MIBGAS y CNMC

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

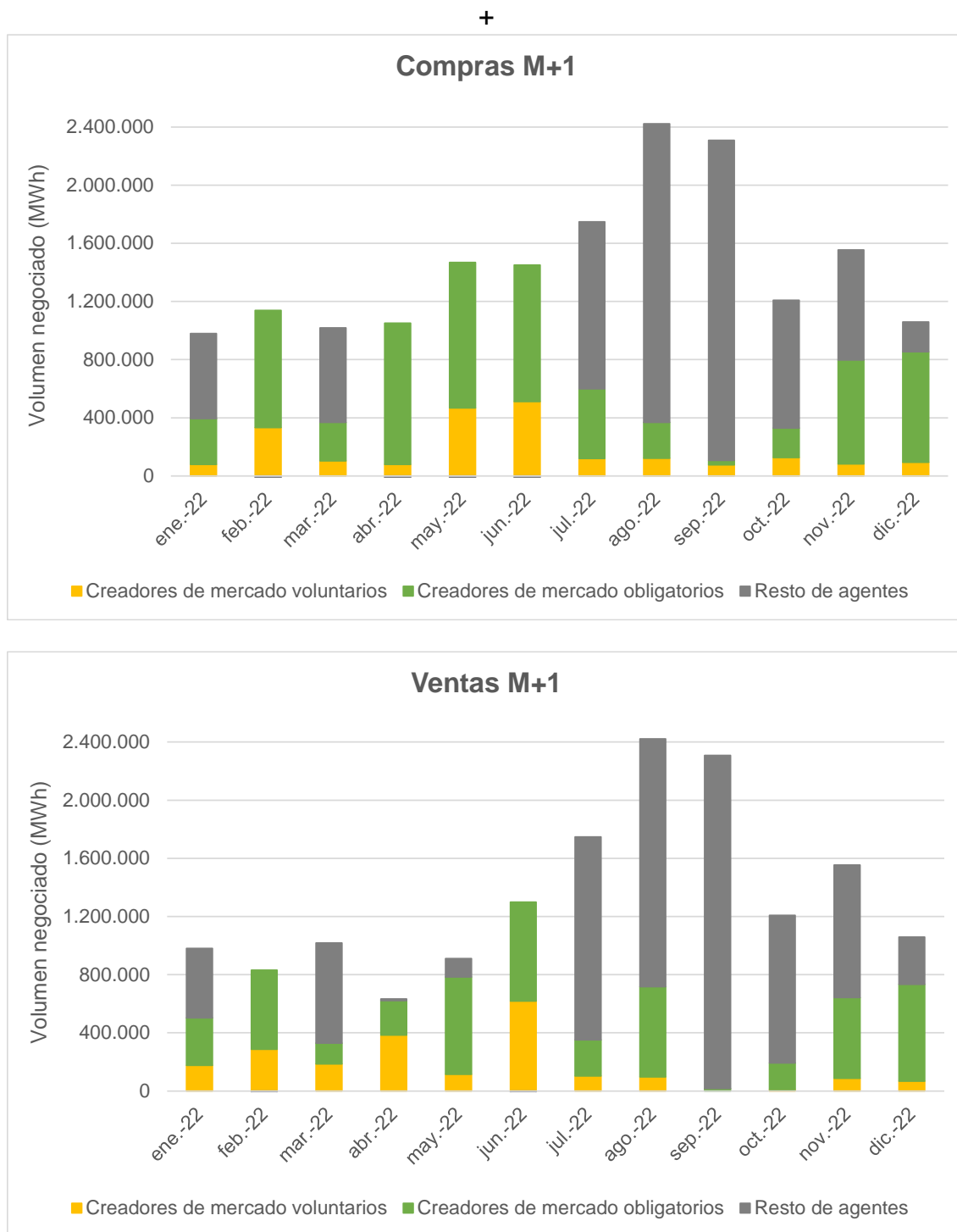
6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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

Durante el año 2022, este producto alcanzó una negociación total de 15.752 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

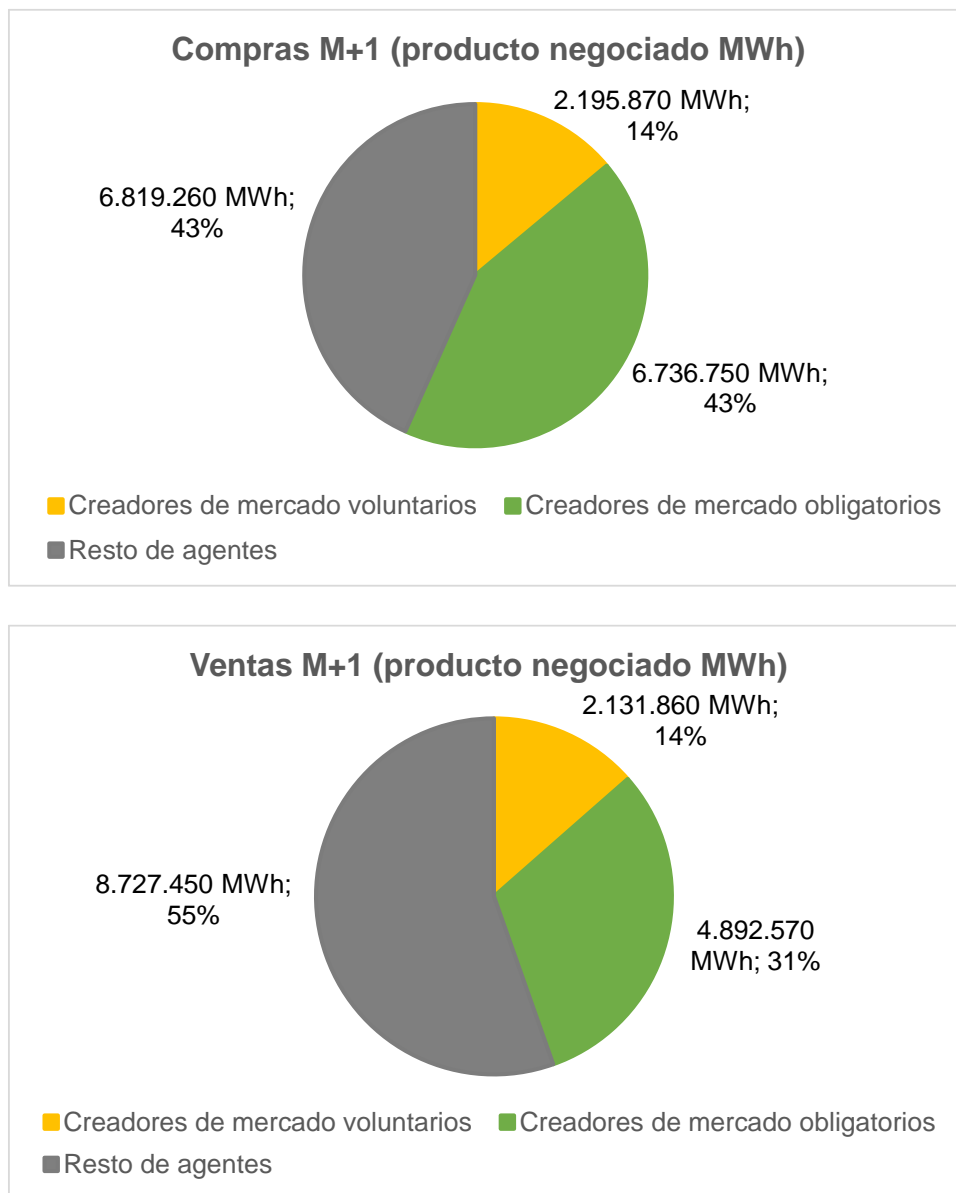
La actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 8.932 GWh y un volumen total de ventas de 7.024 GWh, lo que representa un 56,7% del total de las compras de este producto en mercado y un 44,6% del total de ventas.

Figura 53. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2022)



Fuente: MIBGAS y CNMC

Figura 54. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2022)



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2022, aunque se aprecia un ligero aumento en la negociación del producto mensual, la participación en el mercado del resto de agentes es bastante reducida en varios meses de 2022 (abril a junio).

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 2021 hubo transacciones en un total de 207 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 205 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 258 sesiones anuales).

Por su parte, en el año 2022 hubo transacciones en un total de 205 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 163 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 257 sesiones anuales).

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

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

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

El número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad⁷ en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 269 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2022. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

Tabla 13. Número de comercializadores en el mercado de gas natural

Fecha	Número total de comercializadores en el listado	Variación neta del número de empresas comercializadoras
31-12-2009	40	
31-12-2010	49	9
31-12-2011	61	12
31-12-2012	76	15
31-12-2013	88	12
31-12-2014	120	32
31-12-2015	135	15
31-12-2016	150	15
31-12-2017	171	21
31-12-2018	180	9
31-12-2019	198	18
31-12-2020	246	48
31-12-2021	265	19
31-12-2022	269	4
Total incorporaciones desde el año 2009		229

Fuente: CNMC

De las 269 empresas del listado, hay 79 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.

⁷ Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Durante el periodo 2010 a 2022 se incorporaron 229 nuevas empresas, en el año 2021 se produjeron 19 nuevas incorporaciones netas y en el año 2022 se han producido 4 nuevas incorporaciones netas (21 altas y 17 bajas).

En cuanto al número de empresas que participan en el mercado mayorista de MIBGAS, podemos ver su evolución en la siguiente tabla:

Tabla 14. Evolución del número de agentes dados de alta en MIBGAS

Mes	Nº Agentes Habilitados
Diciembre 2015	16
Junio 2016	29
Diciembre 2016	44
Junio 2017	51
Diciembre 2017	65
Junio 2018	70
Diciembre 2018	81
Junio 2019	97
Diciembre 2019	107
Junio 2020	122
Diciembre 2020	147
Junio 2021	169
Diciembre 2021	172
Junio 2022	170
Diciembre 2022	178

Fuente: Elaboración propia y MIBGAS

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2022 un total de 70 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el Mibgas Derivatives. En el mes de abril de 2018, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas

En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2022, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado (MIBGAS) y la participación en el mercado OTC, analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora.

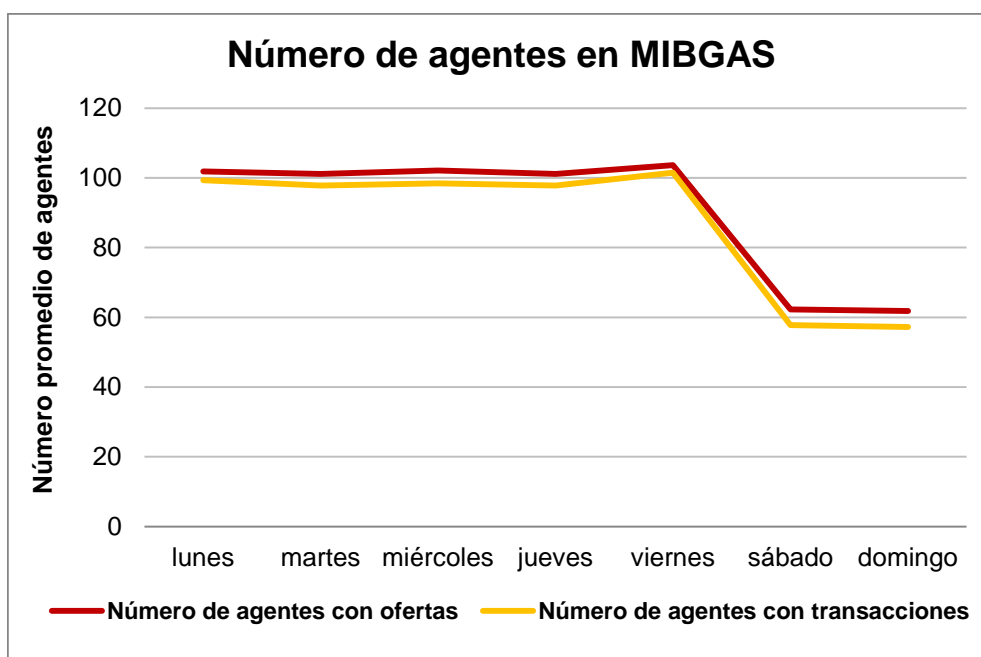
7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2022, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 139. Entre estos agentes, hay 42 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2022, y 97 comercializadores con saldo neto comprador. Además, también figura como

agente con saldo neto comprador ENAGAS GTS, debido principalmente a los importes de los gases regulados (gas de operación y acciones de balance).

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían en promedio entre 97 y 102 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 57 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 101 y 104 agentes entre semana y se reduce a 62 los fines de semana.

Figura 55. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2022, en promedio por día de la semana



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

En la siguiente tabla se pueden observar las 10 primeras empresas comercializadoras con mayor volumen de transacciones agregadas en MIBGAS, tanto de venta como de compra. Dentro de la categoría “Resto” también se incluyen las transacciones realizadas por Enagás GTS, tanto para las compras reguladas de gases de operación como las relativas a acciones de balance. Además, se compara con las cuotas de ventas de las principales empresas en el mercado minorista, donde las cuatro primeras son los grupos Naturgy (28%), Endesa (19%), Repsol (8,6%%) e Iberdrola (8%)

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

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

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2022 un total de 70 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives.

Entre estos agentes, 53 agentes durante 2022 han realizado alguna transacción, de los cuales hay 21 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2022, y 32 comercializadores con saldo neto comprador.

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2022 es REPSOL que tiene un 15% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de MET International con un 13%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 798, considerablemente inferior al del año pasado (1.412).

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es GALP, que alcanza un 13,4% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de REPSOL, con un 12,1%.

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 757, notablemente inferior al del año pasado (1.134).

[INICIO CONFIDENCIAL]...

[FIN CONFIDENCIAL]

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

Durante el año 2022, hasta un total de 126 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 915.461,2 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (tanto de ventas como de compras), según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

*Las cuotas de mercado en MIBGAS spot y en el mercado OTC (MS-ATR) están muy repartidas, sin que el principal operador supere el **10% del volumen de transacciones**. Cada vez es mayor la presencia de empresas de trading internacional, que venden o compran gas en el hub español, sin suministrar a consumidores finales.*

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

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

1. 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.
2. El mercado es saludable: el área de mercado es competitiva y tiene un alto grado de seguridad de suministro.

Los indicadores de liquidez propuestos son los siguientes:

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

Los indicadores de la salud del mercado son:

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

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

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

8.1. Indicadores de liquidez del mercado español

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

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

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

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

Tabla 15. Umbrales mínimos propuestos por el GTM 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 2022 para cada uno de los indicadores propuestos en el GTM, junto con la metodología empleada en su cálculo, que servirán de referencia para evaluar el estado de evolución del mercado en España.

8.1.1. Volumen del libro de ofertas

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

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS según la metodología de cálculo por el Gas Target Model⁸.

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

Tabla 16. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2020-2021)

PRODUCTO	2021		2022		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	
Intradiario	232	250	361	471	≥2000
Diario D+1	229	292	427	604	≥2000
Mes siguiente	29	25	27	29	≥470

Fuente: MIBGAS

Se observa una notable mejoría en la profundidad de las ofertas de los productos Intradiario y Diario D+1, tanto de compra como de venta, respecto al año anterior.

⁸ 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.

Cabe destacar el notable incremento en la profundidad de las ofertas de venta del producto D+1, que ha aumentado en más del 100%.

No obstante, como ya ocurría en los años anteriores, los parámetros se siguen encontrando lejos del objetivo marcado en el GTM, en particular en el producto M+1.

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

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

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

Tabla 17. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los principales productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2021-2022)

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)
	2021	2022	
Intradiario	1,4%	2,4%	≤0,4%
Diario D+1	1,4%	2,6%	≤0,4%
Mes siguiente	1,9%	8,8%	≤0,2%

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

En 2022, la incertidumbre del mercado y la alta volatilidad de los precios en todos los mercados europeos ha provocado que se incremente el diferencial de precios entre oferta y demanda en los principales productos de MIBGAS: intradiario, diario y mes siguiente, situándose en niveles superiores al 2% en los productos intradiario y diario, y superior al 8% en el producto mes siguiente, lo que supone unos niveles muy alejados del objetivo del GTM.

8.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas

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

En el caso del mercado español, este indicador se sitúa en niveles muy alejados del objetivo del GTM. Además, no se puede calcular de manera regular, ya que

el libro de ofertas no alcanza el volumen requerido en muchos momentos, en particular en el producto mes siguiente.

8.1.4. Número diario de transacciones

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

Los niveles objetivo del GTM son más de 420 transacciones al día en los productos spot (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 2022, en los productos diario e intradiario.

Tabla 18. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2020-2021 y comparativa con los objetivos del GTM

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2021	2022	
Intradiario	299	330	≥420
Diario D+1	183	415	≥420
Resto de mes	0,3	1	≥160
Mes siguiente	9,5	14	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Los resultados del mercado español en 2022 (con una media de 330 transacciones al día en los productos spot y 14 en el producto mensual) han mejorado sustancialmente, pero todavía están muy alejados de los valores del GTM.

Tabla 19. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos WD, D+1 y M+1 en 2022

MES	INTRADIARIO	DIARIO (D+1)	MENSUAL
Enero	344	310	6
Febrero	326	338	12
Marzo	331	250	13
Abril	327	305	18
Mayo	248	327	34
Junio	369	480	22
Julio	318	500	13
Agosto	348	494	11
Septiembre	354	610	6
Octubre	358	536	5
Noviembre	314	457	19
Diciembre	332	390	11

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

8.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez

A continuación, se presenta un cuadro resumen de los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2022, que muestran que **el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM.**

Tabla 20. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2022

2022	Volumen medio (MWh) en el libro de ofertas			Diferencial medio entre ofertas de compra y venta (%)		Número medio de transacciones al día	
	Compra	Venta	Objetivo GTM	Diferencial medio	Objetivo GTM	Transacciones/día	Objetivo GTM
Intradiario	361	417	≥2000	1,4%	≤0,4%	315	≥420
D+1	427	604	≥2000	1,5%	≤0,4%	360	≥420
Resto de mes	ND	ND	≥470	ND	≤0,2%	ND	≥160
Mes siguiente	27	29	≥470	1,9%	≤0,2%	17	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

8.2. Indicadores de salud del mercado español

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

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

8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos

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

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI⁹), 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 2022 **el índice HHI alcanza un valor de 1.800**, disminuyendo su grado de concentración respecto a 2021 (con un HHI de 2.323). La mejora del índice HHI se debe a la bajada de los suministros de Argelia, que deja de ser el primer aprovisionador a España, sustituido por EE.UU. Las cuotas de aprovisionamiento están muy repartidas: El principal país aprovisionador es EE.UU., con un porcentaje del 28,6% Argelia (23,8%), Nigeria (14,1%), Rusia (12,5%)

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.

⁹ 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.

En el año 2022, España recibió gas procedente de 21 países productores¹⁰, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

España se sitúa entre los países con mayor diversificación de aprovisionamientos en la Unión Europea.

Figura 56. Dependencia de los aprovisionamientos de gas de Rusia en 2021, por países



Fuente: ACER, MMR 2022

Nota: la figura refleja la situación de dependencia de los aprovisionamientos de Rusia en 2021, por tanto, antes de la reducción de flujos que se produce en el 2022

8.2.2. 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.

¹⁰ Además de los países productores, Argelia, EEUU, Nigeria, Rusia, Noruega, Qatar, Trinidad, Egipto, Guinea E., Angola, Perú, Australia y Papúa N. Guinea habría importaciones desde Francia y Portugal añadido a la producción española.

El MMR de ACER ha realizado un cálculo del RSI para los distintos países de la Unión Europea, a partir de la cuota de mercado del principal país proveedor, y estimando la capacidad disponible del resto de fuentes de suministro. Para calcular estos valores, ACER realiza varias suposiciones generales; por ejemplo, se considera que la utilización de las terminales de GNL no puede superar una media anual del 75%.

En España, según la información de ACER, el valor de este índice se sitúa en el 160%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM.

Por otra parte, el 1 de noviembre de 2021 cesó el suministro de gas por el gasoducto del Magreb, por la falta de acuerdo entre Argelia y Marruecos para renovar el contrato de tránsito de gas. El cierre del gasoducto del Magreb disminuye la dependencia de Argelia, pero incrementa la dependencia del mercado español a los aprovisionamientos de GNL y, por lo tanto, la exposición a las tensiones en dicho mercado.

8.2.3. 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 1061, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 759, ambos por encima del objetivo del indicador de salud del GTM (≤ 2.000).

[INICIO CONFIDENCIAL]...

[FIN CONFIDENCIAL]

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

[INICIO CONFIDENCIAL]...

[FIN CONFIDENCIAL]

8.2.4. 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 445, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ($\text{HHI} \leq 2.000$).

[INICIO CONFIDENCIAL]...

[FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2022, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 10%, no superando el 40% establecido por el GTM como máximo recomendable.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas y el cálculo del índice HHI da un valor de 401, reflejando un mercado competitivo.

[INICIO CONFIDENCIAL]...

[FIN CONFIDENCIAL]

8.2.5. Resumen de resultados de los indicadores de salud

*El mercado español obtiene mejores resultados en los indicadores de salud y competencia del mercado que en los indicadores de liquidez, lo que indica que **la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.***

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

Tabla 21. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado en 2022

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	≤ 2.000	1.800
Número de fuentes de suministro	≥ 3	21
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2021)	$\geq 110\%$	160%
Concentración de las ofertas de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 29% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 23%, pero son ofertas del creador de mercado resultado de algoritmos.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS supone un 10%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 7%.

Fuente: ACER y MIBGAS

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

9.1. Evolución de la liquidez de los mercados de gas en Europa

Los mercados de gas en Europa han mantenido una alta actividad en los últimos dos años, a pesar de las turbulencias generadas en 2020 por la reducción de demanda generada por el Covid, mientras que la recuperación iniciada en 2021, se ve afectada en 2022 por los incrementos extraordinarios del precio del gas generados por la invasión rusa de Ucrania. Por ello, la mayoría de los mercados de gas tienen menor volumen de actividad en 2022 en comparación con 2020, con algunas excepciones, como Francia y España.

A nivel europeo, se produce una disminución del 45% en la liquidez de los mercados OTC, un estancamiento en los mercados de futuros, y un crecimiento del 66% de la negociación de productos spot a través de los mercados organizados.

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los principales mercados europeos, en los que destaca el mercado TTF, con 43.000 TWh negociados, lo que representa el 76% de toda la negociación en Europa: el TTF supone el 56% de la negociación OTC en Europa, y el 81% de la negociación en mercados organizados.

Figura 57. Volumen negociado en los mercados de gas europeos

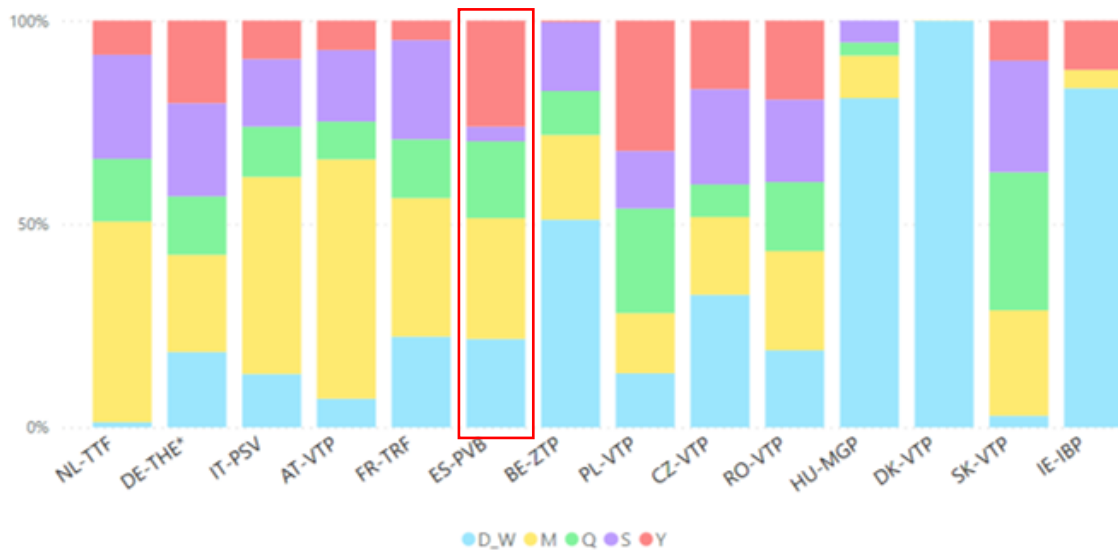
2022		TOTAL TRADED VOLUMES* (TWh)						
HUB		2008	2011	2020	Δ% =>	2021	Δ% =>	2022
TTF		560	6295	46690	+14	53430	-19	43135
NBP		10620	18000	10060	-34	6640	-5	6335
NCG	THE	EST.215	880	1965	-5	3155	+5	3305
GPL		EST.145	310	1350				
TRF		PEG N 185	PEG N 430	890	-4	855	+66	1415
PSV		160	185	1455	-21	1155	-19	940
VTP		CEGH 165	CEGH 170	1010	-9	920	-25	685
ZTP		n/a	n/a	235	↔	235	+138	560
PVB		n/a	n/a	145	+17	170	+61	260
VOB		n/a	n/a	95	↔	95	-5	90
ZEE		500	870	235	-66	80	-56	35

Fuente: Patrick Heather, *European Traded Gas Hubs*, Oxford Institute for Energy Studies

En los hubs más avanzados, los productos spot presentan un porcentaje pequeño del total negociado, mientras que, en los mercados con muy poca liquidez, representan porcentajes mucho más altos, como un 80% en Hungría, un 82% en Irlanda y el 100% en Dinamarca.

Además, el TTF es el mercado con mayor cantidad de productos futuros, puesto que puede negociarse hasta 13 años en adelante, y constituye con mucha diferencia la mejor referencia del precio del gas en Europa, y una de las principales referencias mundiales, junto con el precio del Henry Hub en Estados Unidos.

Figura 58. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2021



Fuente: MMR 2021 ACER

En los hubs más avanzados, los productos spot presentan un porcentaje muy pequeño del total negociado, mientras que, en los mercados con menor liquidez, representan porcentajes mucho más altos.

Así, por ejemplo, en el TTF, que es el mercado de mayor liquidez (a la izquierda de la figura), los contratos diarios e intradiarios representan un 1% de la negociación; el contrato mensual supone un 49% de la negociación, y el resto se distribuye entre contratos de futuros trimestrales, semestrales o anuales.

En otros mercados clasificados como hubs avanzados, como España, Francia, Alemania, Austria o Italia, el porcentaje de contratos diarios e intradiarios se sitúa entre un 8% y un 22% de la negociación.

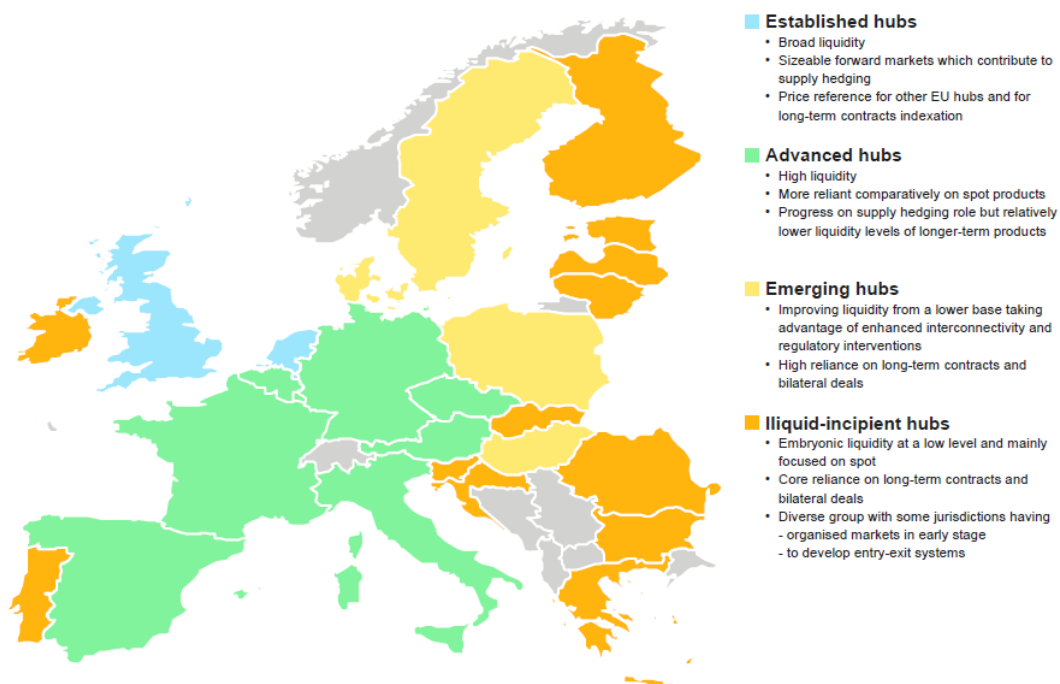
9.2. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

9.2.1. Clasificación de los Hubs europeos según ACER

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

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

Figura 59. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER



Fuente: ACER, MMR

9.2.2. Clasificación de los Hubs europeos (Oxford Energy Studies)

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather¹¹, que se basa en la evaluación de los hubs gasistas en función de cinco indicadores principales: el número de participantes activos, el número de productos disponibles (y su liquidez), el volumen negociado, el índice de “negociabilidad” elaborado por ICIS y el churn rate.

De acuerdo con esta valoración, el TTF holandés sería el mercado más avanzado, seguido por un grupo de cuatro mercados (Inglaterra, Alemania, Francia y Austria). Por su parte, el mercado español estaría en el siguiente grupo, junto con Italia, Bélgica y la República Checa.

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

2022	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products**	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate***	Score /15****
TTF	275	49	43135	18	63.0	15
NBP	127	36	6335	11	6.1	11
THE	187	32	3305	10	2.4	9
TRF	116	23	1415	8	2.4	9
VTP	125	22	685	7	2.4	8
PSV	96	22	940	9	1.2	7
ZTP	76	15	560	8	1.0	6
PVB	52	15	260	2	0.6	4
VOB	50	12	90	7	0.3	4
ZEE	13	7	35	1	0.1	1

* Hub Score in the OTC Active Traders table.
 ** Score /56 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.
 *** Gross churn basis.
 **** Score based on each of the Key Elements scoring zero for Brown; 1 point for Red; 2 points for Amber; 3 points for Green.

Fuente: European Traded Gas Hubs. 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 morado

¹¹ Patrick Heather, European Traded Gas Hubs. Junio 2023. Oxford Energy Studies.

9.2.3. Clasificación de los Hubs europeos elaborada por EFET

En el desarrollo de un mercado gasista líquido y competitivo influyen tres tipos de factores: la voluntad política para crear el marco regulatorio adecuado, el desarrollo de la competencia y la aceptación comercial del propio mercado.

Un enfoque alternativo en la clasificación de los Hubs gasista es la elaborada por EFET, en base a veinte indicadores que analizan las condiciones regulatorias (5 indicadores), las condiciones de gestión técnica (5 indicadores) y los indicadores de liquidez del mercado (6 indicadores).

De acuerdo con esta valoración, los dos mercados de gas líderes vuelven a ser el NBP y el TTF, seguidos de un conjunto de 10 países. El mercado español obtiene mejores resultados en esta valoración, al no estar basada únicamente en los criterios de liquidez.

Figura 53. Clasificación de los Hubs elaborada por EFET/Oxford Energy Studies

HUB	Score 2014	Score 2015	Score 2016	Score 2017	Score 2018	Score 2019	Score 2020*	Est. Score 2022**
NBP	20	20	20	20	20	20	20	20
TTF	19	19½	19½	19	19	19	19	19
NCG/THE	15½	19	19	17½	17½	17½	17½	17½
GPL	16	19	19	17	17	17½	17½	n/a
ZTP	16	17½	18	19	17	17½	17½	17½
PSV	10½	15	15	16	16½	17½	17½	17½
PEGs	16	16½	18½	17½	17	17	17	17
ZEE	17	17	17	16½	n/a	n/a	n/a	n/a
VTP	13	13	13½	16	16½	17	17	17
AOC/PVB	7	7	13½	16	15½	16	16	16
VOB	8	8½	9½	13	14	14½	16	16
GTF	9	11	14	15½	14½	15½	15½	15½
MGP	5	6½	9	12½	11½	12½	13½	13½
SVOB	3½	7	8	8½	9½	10	10½	10½
HTP	4½	5½	5½	6½	8½	10	10½	10½
IBP	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9½	9½
UDN	5½	5	4	5½	6	9½	10½	9
Finland	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9	9
Estonia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8½	8½
VPGS	4½	5½	9½	10	9½	9½	10	8
Lithuania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8½	8
Croatia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	7½	8	8
Latvia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8	8
Slovenia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6	6½	6½
Portugal	n/a	n/a	n/a	n/a	4½	5½	5½	5½
Ukraine	n/a	n/a	n/a	3½	3½	7	9	5
Bulgaria	1½	1	1½	1	4½	5	7½	5
Romania	2½	1½	2	3	3	4½	6½	5

*: EFET only evaluated hubs <15 in 2019; these are shown in bold type;
**: 2022 scores copied over from 2020, except those in bold type, estimated from discussions

Fuente: European Traded Gas Hubs. Oxford Energy Studies

10. CONCLUSIONES

Primera. El mercado spot de gas en España, MIBGAS, ha seguido progresando en 2022 en un entorno difícil, de altos precios de gas y alta volatilidad, marcado por la disminución de los aprovisionamientos de gas de Rusia a Europa.

La demanda de gas en España durante 2022 disminuyó un 3,7% respecto a 2021, por el efecto de los elevados precios del gas, a pesar del incremento del consumo de gas para generación eléctrica.

El **volumen total negociado en MIBGAS** en 2022 fue de **121.419 GWh**, lo que representa un 33,3% de la demanda de gas en España. El volumen de negociación **ha aumentado un 76,5%** respecto al volumen de negociación del año 2021 (68.793 GWh).

El número de agentes habilitados en MIBGAS se ha incrementado hasta 178, lo que supone un aumento neto de 6 agentes respecto del año 2021. El número de agentes que participan diariamente en el mercado enviando ofertas (promedio de agentes activos), se mantiene en niveles similares a 2021, con unos 100 participantes en los días laborables.

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

La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2022, sobre el total negociado, fueron las operaciones realizadas por los creadores de mercado, tanto voluntarios como obligatorios, seguidas de las acciones de balance.

La presencia de creadores de mercado voluntarios en el producto mensual ha permitido mantener los volúmenes negociados de este producto, a pesar del difícil contexto de precios.

Tercera. En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2022 fue de **99,16 €/MWh**. Esto supone un incremento de casi 52 €/MWh en relación con el precio promedio de 2021 (47,31 €/MWh), reflejando un **aumento en el precio medio anual del 110%**.

La reducción de los flujos de gas ruso al norte de Europa ha provocado el desacoplamiento de los precios del gas en los distintos mercados europeos. La fuerte subida del precio del gas tiene un menor impacto en España por la menor dependencia del gas ruso y la existencia de capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas, que se sitúa por debajo del mercado de referencia europeo a partir de marzo de 2022:

- En el caso del producto diario, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de -24,2 €/MWh.

- El diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el producto M+1 se situó en una media anual de -26 €/MWh.

Cuarta. Aunque se han producido avances importantes en la negociación en el mercado spot, la **negociación de los mercados de productos futuros de gas, se ha visto afectada por la volatilidad** de los precios y la necesidad de aportar altas garantías por parte de los agentes. La liquidez de los futuros de gas del mercado español se encuentra muy alejada de la del resto de mercados europeos, estando todavía el mercado en una fase inicial de implantación y con menos agentes registrados que el mercado spot.

Quinta. Los elevados precios y el mayor riesgo de contraparte **fomentaron el registro de las transacciones bilaterales en las cámaras de contrapartida central.** En conjunto, el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de contratos de gas natural en PVB 2022 fue de 98.194 GWh, con un incremento del 53% respecto al año 2021.

European Commodity Clearing (ECC-EEX) registró un volumen total de 71.069 GWh en 2022, seguido de **OMIClear** (25.172 GWh) y de **BME Clearing** (1.954 GWh).

Quinta. Desde abril de 2020 se ha implementado el **modelo de tanque de GNL virtual** (TVB), con el que se negocian todas las transacciones de las plantas en un único punto, que ha generado un aumento de la negociación OTC de GNL. Además, en 2022 se han incrementado las **operaciones de reexportación de GNL** a otros países europeos. Todo ello podría convertir a España en uno de los mercados de referencia del GNL europeo en el medio plazo. Para ello, habría que consolidar también la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado.

11. RECOMENDACIONES

En relación con las **recomendaciones que se realizaron en el último informe**, cabe destacar que ya **se han implementado dos recomendaciones** a lo largo de 2023:

1. En primer lugar, **se ha aprobado la propuesta de modificación de las reglas de mercado**, mediante *Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión*. Dichas reglas de mercado llevan a cabo una consolidación integral de las mismas, e incorporan diversas actualizaciones, como las necesarias para hacer compatibles las mismas con la Circular 2/2020 de la CNMC sobre las reglas de balance.
2. En segundo lugar, mediante la *Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado*, **se ha flexibilizado la compra del gas de operación por parte del GTS**, que actualmente se compra en la subasta de apertura del producto D+1, permitiendo al GTS realizar su compra mediante productos spot (intradía, diario o fin de semana) en cualquier momento de la sesión de negociación.

Adicionalmente, la *Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión* permite disponer de una nueva versión consolidada de las reglas del mercado, con la incorporación de diversas mejoras de detalle de funcionamiento propuestas por el Comité de Agentes del Mercado, en base a la experiencia de los últimos años.

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

R.1. La **liquidez en los mercados a plazo** en Europa se ha visto muy afectada por la alta volatilidad y el nivel de los precios, que está motivando un significativo incremento de los requerimientos de garantías que los agentes tienen que depositar en las cámaras de contrapartida central, para garantizar la cobertura de los riesgos de sus posiciones abiertas. Esta problemática también afecta al mercado español a plazo (MIBGAS Derivatives), que ha visto reducida su liquidez, por lo que es preciso analizar posibles medidas adicionales para incentivar la negociación a plazo.

R.2. **MIBGAS Derivatives debe continuar con los esfuerzos para aumentar la liquidez del mercado de futuros**, a través del establecimiento de

creadores de mercado voluntarios, así como con las iniciativas de creación de nuevos productos en el sistema español (como el producto M+1 en el tanque virtual español), así como otros productos innovativos que cubran las necesidades de operación de los comercializadores en el mercado español (como productos futuros con entrega en el PVB indexados a TTF o indexados al índice diario de Mibgas).

- R.3. La **liquidez de los productos spot continúa aumentando**, en particular en el producto diario D+1, cuyo volumen de negociación se va aproximando a los objetivos del Gas Target Model, así como en relación con el número de transacciones diarias. De consolidarse esta tendencia en 2023, se considera que se podría considerar la extinción anticipada de la obligación de realizar servicios como creador de mercado a los operadores dominantes en dicho producto diario, concentrando estas obligaciones en los productos a mayor plazo, más necesitados de un impulso en la liquidez.
- R.4. En el año 2023, los creadores de mercado obligatorios han alcanzado sus obligaciones de volumen máximo anual a casar, antes de la finalización del ejercicio. Para mantener la liquidez, es necesario garantizar la presencia de los creadores de mercado durante todo el año, especialmente en el producto mensual, por lo que sería **conveniente revisar la Resolución de 9 de julio de 2021, fijando las obligaciones de volumen a casar en términos de participación diaria, eliminando el límite máximo anual a casar.**