

# BOLETÍN ANUAL DE MERCADOS A PLAZO DE GAS (BALANCE 2023)

**IS/DE/024/23**

24 de julio de 2024

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

## Índice

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. Hechos relevantes</b> .....   | <b>3</b>  |
| <b>2. Evolución de los precios en los mercados de gas</b> .....   | <b>9</b>  |
| 2.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas (TTF, PVB y PEG)<br>.....  | 9         |
| 2.2. Volatilidades de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB.....  | 12        |
| <b>3. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados<br/>y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas<br/>con entrega en el punto virtual de balance español (PVB)</b> .....  | <b>13</b> |
| 3.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el<br>mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB.....  | 13        |
| 3.2. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC<br>(a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) de contratos de<br>compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega .....                            | 18        |
| <b>4. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados<br/>y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en<br/>TTF</b> .....  | <b>20</b> |
| 4.1. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados<br>organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral<br>registrado en CCPs*), de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por<br>mes de negociación..... | 21        |
| 4.2. Primas de riesgo ex post de los contratos de compraventa de gas con entrega en<br>el PVB .....   | 22        |

## 1. Hechos relevantes

### **Los precios europeos del gas descendieron en 2023 como consecuencia del debilitamiento de la demanda, dejando atrás los elevados niveles de los últimos dos años**

La tendencia descendente en los precios europeos del gas comenzó a observarse desde el primer trimestre del año 2023, cuando el elevado nivel de llenado de los almacenamientos para esa época del año, un suministro robusto de GNL y la débil demanda, debido a un invierno con temperaturas particularmente suaves, contrarrestaron el efecto alcista de las diferentes huelgas que se sucedieron en las regasificadoras francesas durante el mes de marzo.

El mantenimiento de los mencionados fundamentales bajistas permitió, también, compensar el aumento de precios registrado a finales del segundo trimestre debido a la reducción de producción en el mar del Norte, tras la extensión de diversos mantenimientos, y al anuncio del gobierno holandés, el 30 de junio de 2023, del cierre del yacimiento de Groningen, que se haría efectivo en octubre.

En la segunda mitad del año se sucedieron diversos episodios que provocaron el aumento de los precios y, sobre todo, de la inquietud en los mercados, que comenzaron a mostrarse especialmente sensibles ante cualquier cambio. Las huelgas en varias plantas australianas de GNL, la extensión de los mantenimientos en distintas plantas noruegas y estadounidenses, el cierre del gasoducto Baltconnector, entre Finlandia y Estonia, y el estallido del conflicto en Gaza fueron los causantes del aumento de los precios, principalmente durante el mes de octubre.

A pesar de dichos episodios alcistas, la tendencia descendente en los precios se prolongó durante todo el año gracias a un mayor equilibrio entre la oferta y la demanda:

- Por el lado de la oferta, resultó clave el mantenimiento de un suministro robusto de GNL a los mercados europeos, que alcanzó una cuota del 42%, con Estados Unidos como principal proveedor. Asimismo, el aumento de la capacidad de regasificación<sup>1</sup> europea permitió una mayor diversidad y seguridad del suministro, propiciando una mayor convergencia entre los precios de los distintos *hubs* europeos<sup>2</sup> (véase Gráfico 3). Así, El *spread* medio PVB-TTF para el contrato M+1 en 2023 se situó en -1,97 €/MWh

---

<sup>1</sup> A lo largo de 2023 se incorporaron diversas unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU), tales como la de Piombino (Italia) o la de Eemshaven (Países Bajos). Por su parte, España cuenta con más de la mitad de la capacidad total de regasificación europea y, en este sentido, cabe destacar la incorporación de la planta de regasificación de El Musel.

<sup>2</sup> Por el contrario, en el año 2022 se observó una gran disparidad de precios entre los distintos *hubs* europeos provocada por el acceso de cada mercado al GNL. En particular, los precios del gas en 2022 fueron más bajos en el PVB, NBP y PEG (los mercados con mayor capacidad de regasificación y acceso a GNL), y, por el contrario, más elevados en el TTF, THE y PSV (más dependientes del suministro ruso por gasoducto).

(PVB<TTF), frente al *spread* medio en 2022 de -28,52 €/MWh (PVB<TTF) (véase Gráfico 3). Por su parte, el *spread* medio PVB-PEG para el contrato M+1 fue en 2023 de -0,51 €/MWh (PVB<PEG), mientras que en 2022 se situó en -7,93 €/MWh (PVB<PEG) (véase Gráfico 3).

La mayor seguridad de suministro observada en 2023, respecto a los dos años anteriores, se materializó en los elevados niveles de llenado de los almacenamientos subterráneos<sup>3</sup>, alcanzando con comodidad el objetivo de llenado del 90%, establecido por el Reglamento (UE) 2022/1032, fijado para el día 1 de noviembre de 2023.

- Por su parte, la reducción de la demanda de gas en todo el continente fue el factor de mayor relevancia en el descenso de los precios, compensando en cierto modo el menor suministro de gas ruso por gasoducto<sup>4</sup>. En 2023, el consumo de gas en la Unión Europea (3.224 TWh) fue un 7% inferior al de 2022 y un 20% inferior al de 2021. Dicho descenso estuvo condicionado, entre otros aspectos, por el cumplimiento de los objetivos de ahorro energético fijados por la UE<sup>5</sup>. En España, el consumo de gas en 2023 disminuyó un 10,7%<sup>6</sup> respecto al año anterior, debido a la menor demanda de gas para el sector eléctrico (-30,7%), como consecuencia de una mayor generación renovable, y a pesar del incremento de la demanda convencional (+1,5%).

Cabe destacar que, aunque el 15 de febrero de 2023 entrase en vigor el mecanismo de corrección del mercado (MCM), que establece un tope al TTF de 180 €/MWh<sup>7</sup>, no se dieron las circunstancias necesarias para que dicho tope fuera activado, pues, en 2023, los precios europeos spot del gas se situaron en la horquilla de los 25-73 €/MWh, correspondiendo el límite superior a las cotizaciones al comienzo del año. En particular, el precio medio diario en TTF ascendió a 41 €/MWh en 2023, inferior en un 67% al precio medio de 2022 (123 €/MWh). En PVB, los precios spot en MIBGAS se situaron en la horquilla de los 23-72 €/MWh, en media 39,11 €/MWh (99,16 €/MWh en 2022), y los precios a plazo se situaron en torno a 45 €/MWh<sup>8</sup> (111 €/MWh en 2022).

---

<sup>3</sup> En 2023, el nivel medio de llenado de los almacenamientos subterráneos en Europa ascendió al 79% (874 TWh), un 30% superior al nivel de 2022 (61%; 676 TWh) y un 49% superior al nivel de 2021 (53%, 598 TWh). España alcanzó el objetivo de llenado del 90% en el mes de mayo, llegando, por primera vez en la historia, al 100% en agosto.

<sup>4</sup> La oferta de suministro del gas ruso por gasoducto en 2023 fue un 29% de la de 2021.

<sup>5</sup> A finales de marzo, el Consejo Europeo prorrogó por un año el objetivo de reducción voluntaria de la demanda de gas en un 15%, tras la propuesta de la Comisión Europea.

<sup>6</sup> Descenso del 7,3% si computan demanda y exportaciones.

<sup>7</sup> El tope al TTF, establecido en el [Reglamento \(UE\) 2022/2578](#), se extendió al resto de mercados europeos en el mes de marzo, mediante el [Reglamento de Ejecución \(UE\) 2023/736](#).

<sup>8</sup> Precio medio de la negociación a plazo mediante contratos con horizonte de entrega igual o superior al mes en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado).

En definitiva, 2023 fue un año de moderación, mayor estabilidad y convergencia en los precios de los *hubs* europeos, aunque estos se mantuvieron por encima de la media histórica.

Los incrementos de los precios del gas en 2022 no tuvieron una repercusión directa en la tarifa de último recurso<sup>9</sup>, en tanto que se estableció una limitación del 15% trimestral en el coste de la materia prima empleado para su cálculo<sup>10</sup>. La limitación de la subida de la TUR de gas durante los años 2022 y 2023 convirtió a esta tarifa en la más competitiva del mercado para un consumidor doméstico durante todo 2022 y 2023 (entre el 40 y el 100% más barata que la oferta del mercado libre más económica disponible en el comparador de la CNMC) y, como consecuencia, se produjo un gran incremento de las peticiones de contratación de la TUR<sup>11</sup>, si bien paradójicamente permanecieron en el mercado libre la mayoría de los consumidores con derecho a contratar TUR (62,3%).

### **En contraste con el incremento de la liquidez en TTF y en NBP, el volumen de gas natural negociado en PVB disminuyó en 2023**

A diferencia del incremento de la liquidez en PVB de 2022, el volumen de negociación en los mercados de gas (organizados<sup>12</sup> y no organizados<sup>13</sup>) de contratos de compraventa en el PVB en 2023 se situó en 568,3 TWh, un 2,7% inferior al volumen negociado el año anterior (584 TWh) (véase Cuadro 3);

---

<sup>9</sup> Los consumidores de gas natural con un consumo inferior a 50.000 kWh/año pueden optar por suministrarse a precio libre o por el suministro a tarifa de último recurso, a través de un comercializador de último recurso, designado de acuerdo con el artículo 81 de la Ley 34/1998.

<sup>10</sup> En particular, con el fin de proteger a los consumidores vulnerables, el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, introdujo una limitación del 35% al incremento del coste de la materia prima incluido en la tarifa de último recurso de gas natural para octubre de 2021 y del 15% para las revisiones a partir de enero de 2022, con objeto de amortiguar la imputación en la misma de la excepcional subida de cotizaciones internacionales del gas natural. Esta medida fue prorrogada posteriormente, manteniéndose la limitación del 15% hasta la revisión de la TUR de abril de 2024. En aplicación de esta medida, en las TUR del primer y cuarto trimestres de 2023 el incremento del coste de la materia prima imputado se limitó a un 15% en relación con el vigente en el trimestre anterior. En cambio, en el segundo y tercer trimestres de 2023 no aplicó tal limitación.

<sup>11</sup> El porcentaje de consumidores en la TUR a finales del 2021 representaba el 19% de los consumidores con derecho a contratar la TUR, en 2022 el 26% y en 2023 el 37,7%.

<sup>12</sup> Transacciones negociadas en MIBGAS, en MIBGAS Derivatives y EEX.

<sup>13</sup> Transacciones negociadas en el mercado OTC (operaciones bilaterales o intermediadas por agencia y que están registradas en el MS-ATR o en las cámaras de contrapartida central o CCPs). La información agregada del volumen de las transacciones en la plataforma MS-ATR reflejadas en el Cuadro 3 corresponden únicamente al volumen notificado de órdenes bilaterales de transferencia de titularidad de gas OTC (“*over the counter*”) en el PVB. No se incluyen las nominaciones que realizan los usuarios, a través de dicha plataforma, de órdenes bilaterales de transferencia de titularidad de gas OTC en el resto de *hubs* físicos (plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos) del Sistema Gasista Español.

representando el 175,6% de la demanda de gas natural de 2023 (323,6 TWh)<sup>14</sup> (véase Gráfico 6).

En 2023, los volúmenes negociados en el TTF y en el NBP, cuya liquidez había descendido en 2022, aumentaron en un 41,5% y en un 5%, respectivamente, incrementándose el diferencial de liquidez entre el PVB y dichos mercados. En particular, el volumen negociado en TTF en 2023 se situó en 57.739,7 TWh (véase Cuadro 7), lo que lo consolidó como el *hub* europeo con mayor liquidez, con un volumen 9 veces superior al negociado en el *hub* británico (NBP) (6.257,1 TWh en 2023).

Aunque en 2023 se produjo una disminución del volumen negociado en PVB mediante contratos de gas natural en el mercado OTC (-8,7% respecto a 2022), esta modalidad de negociación continuó siendo la predominante, al representar el 73,9% del volumen total negociado en PVB, frente al 26,1% que representó la negociación a través de los mercados organizados<sup>15</sup>, la cual aumentó de forma significativa (+19,8%) (véase Cuadro 3).

La disminución del volumen OTC en 2023 se produjo en el segmento de negociación OTC bilateral<sup>16</sup> (-18,6%) en tanto que la negociación OTC en segmento intermediado por agencia aumentó (+8,7%) (véase Cuadro 4).

Asimismo, en 2023, dentro de la negociación en PVB en el mercado OTC, el volumen de contratos registrados en Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) aumentó un 11,4%, situándose en 87,4 TWh, mientras que el volumen de contratos no registrados en CCP se redujo un 12,9%, situándose en 332,8 TWh, aunque continuó siendo la modalidad predominante de negociación en el mercado OTC, con una cuota del 79,2%.

En lo que respecta al horizonte de entrega, en 2023, los contratos intradiarios y diarios fueron los más negociados en PVB (volumen total negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC, a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs), con un volumen de 103,8 TWh, lo que supone un incremento del 15,3% respecto al volumen negociado en 2022. Si bien en 2022 esta tipología de contratos también fue la más negociada, con un incremento del 82,9% respecto al volumen negociado en 2021 (véase Cuadro 6), la diferente evolución de la demanda de gas para el sector eléctrico en 2023 frente a 2022 conduce a conclusiones diferentes.

En 2022, el incremento del 52,7% registrado en la demanda de gas natural para el sector eléctrico, junto con el aumento de la negociación de contratos diarios e intradiarios sugería que el aprovisionamiento de los ciclos combinados se había

---

<sup>14</sup> Superior al porcentaje del volumen negociado sobre la demanda de 2022 (160,3%).

<sup>15</sup> En el *hub* holandés TTF, el volumen negociado en el mercado organizado (con una cuota del 71,5%), que experimentó un crecimiento del 53,9% respecto al año anterior, redujo la cuota negociada en el mercado OTC (del 34,3% en 2022 al 28,5% en 2023) (véase Cuadro 7).

<sup>16</sup> En esta modalidad de negociación los agentes realizan una gestión bilateral de garantías para la cobertura del riesgo de contraparte.



realizado mayoritariamente mediante estos contratos de corto plazo (véase Gráfico 10), trasladando al mercado eléctrico el aumento en los precios del gas.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que, de acuerdo con el Real Decreto-ley 10/2022<sup>17</sup>, por el que se establece el mecanismo de ajuste del coste del gas, el precio del gas natural a considerar en dicho mecanismo se establece a partir de los contratos de corto plazo (diarios y fines de semana) negociados en MIBGAS<sup>18</sup>. A pesar de la vigencia del mecanismo de ajuste durante todo 2023<sup>19</sup>, la evolución descendente de los precios del gas en los mercados internacionales (y, en particular, en MIBGAS) condujo a que, desde mediados de febrero de 2023, la cuantía unitaria del ajuste fuera nula<sup>20</sup> y que, por tanto, el precio spot de la electricidad en el mercado español no estuviera condicionado necesariamente a los precios de MIBGAS. Además, la mayor contribución renovable al *mix* de generación en 2023 (52,2% frente a 43,7% en 2022) desplazó al hueco térmico, reduciendo la demanda de gas para el sector eléctrico (-30,7%) y desvinculando en un gran número de horas los precios spot de la electricidad de los precios del gas. A pesar de este contexto de debilitamiento de la demanda de gas para los ciclos combinados, los contratos intradiarios y diarios fueron los más negociados en 2023, desligándose su negociación de la producción de electricidad mediante ciclos combinados (véase Gráfico 10).

Durante 2023 se han mantenido en MIBGAS algunas medidas de promoción de la liquidez en los productos con entrega en PVB. Los volúmenes de las acciones de balance y la compra de gases regulados (gas de operación) supusieron en 2023 el 3,38% del volumen total anual negociado, inferior al 5,58% de 2022, representando por tanto la negociación libre el 96,62%.

Por último, cabe destacar que el 12 septiembre de 2023 comenzó la negociación en MIBGAS Derivatives de productos a plazo con entrega en PVB indexados a TTF, cuyo volumen negociado en 2023 ascendió a 2.801 MWh.

### ***El volumen total negociado en TVB aumenta, mientras que en AVB disminuye***

A diferencia de lo ocurrido en PVB, donde la liquidez disminuyó en 2023, el volumen de negociación en los mercados de gas (organizado —MIBGAS

---

<sup>17</sup> Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

<sup>18</sup> La negociación a corto plazo se concentra en MIBGAS, especialmente la de los contratos diario e intradiarios.

<sup>19</sup> El Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, extendió la vigencia del mecanismo de ajuste desde el 31 de mayo de 2023, inicialmente prevista, hasta el 31 de diciembre de 2023.

<sup>20</sup> En 2023, el precio de referencia del gas natural para determinar la cuantía del ajuste tomó el valor mensual de 45 €/MWh en enero, de 50 €/MWh en febrero, de 55 €/MWh en marzo y se incrementó linealmente hasta el valor de 65 €/MWh en diciembre de 2023.

Derivatives— y no organizado —plataforma MS-ATR—) de contratos de compraventa de GNL en el Tanque Virtual de Balance (TVB)<sup>21</sup> en 2023 se situó en 593 TWh<sup>22</sup>, aumentando un 12,3% respecto a 2022<sup>23</sup>. En particular, en 2023, la negociación en TVB en el MS-ATR ascendió a 590,9 TWh<sup>24</sup> (+12% respecto a 2022) y en MIBGAS Derivatives se elevó hasta 2,1 TWh (+445,9% respecto a 2022).

Por lo tanto, en 2023 destacó el elevado nivel de contratación de GNL en el sistema gasista español, en un contexto de mayor convergencia de precios entre el GNL y el PVB. En particular, el *spread* medio PVB-TVB para los contratos diarios con entrega al día siguiente (*day ahead*) pasó de -1,92 €/MWh en 2022 (PVB<TVB) a +0,04 €/MWh en 2023 (PVB>TVB) (véase Gráfico 4).

En este sentido, cabría interpretar que en 2023 la convergencia de precios entre GNL y PVB desplazó la liquidez hacia el TVB, mientras que en 2022 el *spread* de precios entre GNL y PVB, con precios superiores del GNL, desplazó la liquidez hacia el PVB.

Asimismo, en un contexto de elevado nivel de llenado de los almacenamientos, el volumen total negociado en los mercados de gas (organizado de MIBGAS Derivatives y transacciones bilaterales en el MS-ATR) de contratos de compraventa en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB)<sup>25</sup> se redujo un 26,5% respecto a 2022, al situarse en 3,6 TWh (4,9 TWh en 2022). El aumento de la negociación en AVB en MIBGAS Derivatives (0,3 TWh en 2023 frente a 0,1 TWh en 2022), no compensó la reducción de la negociación en AVB en el MS-ATR (-31,3% respecto a 2022), que se situó en 3,3 TWh (4,8 TWh en 2022).

---

<sup>21</sup> Desde el 31 de marzo de 2020, la negociación de productos spot de GNL se unificó en un único punto virtual, el Tanque Virtual de Balance (TVB), que sustituyó a la negociación en cada una de las plantas de regasificación españolas (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugaros, Bilbao y El Musel).

<sup>22</sup> Información adicional a la contenida en las tablas y gráficos del informe, ya que estos incorporan únicamente la cantidad total negociada mediante contratos de compraventa en PVB; no se incluye la negociación en el tanque virtual de balance (TVB) ni en almacenamiento subterráneo (AVB).

<sup>23</sup> En 2022, el volumen total negociado en TVB se situó en 528,1 TWh (-3% respecto a 2021), pues la negociación en TVB en el MS-ATR (527,7 TWh) descendió un 3% respecto al volumen de 2021 (544 TWh) y la negociación en MIBGAS Derivatives (0,4 TWh) lo hizo en un 13,9% (0,5 TWh en 2021).

<sup>24</sup> En MIBGAS Derivatives, la negociación de productos spot (intradía y diario D+1) de GNL en el TVB aumentó un 445,9%, situándose en 2,1 TWh. Cabe destacar que el 24 de octubre de 2023 se habilitó la negociación de productos futuros mensuales (M+1, M+2, M+3) de GNL en TVB en MIBGAS Derivatives, no habiéndose registrado negociación de estos productos en 2023.

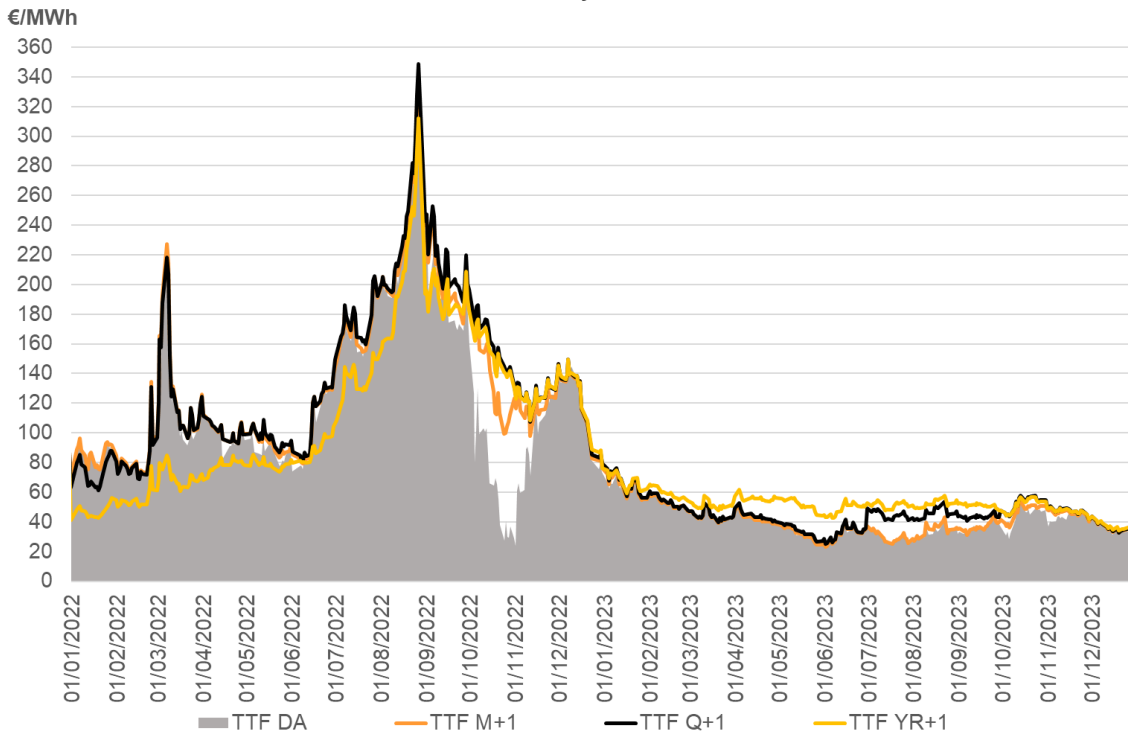
<sup>25</sup> Punto virtual en el que se negocia, desde el 30 de septiembre de 2020, el gas natural de los cuatro almacenamientos subterráneos con los que cuenta España (Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas) mediante productos spot (intradía y diario D+1).



## 2. Evolución de los precios en los mercados de gas

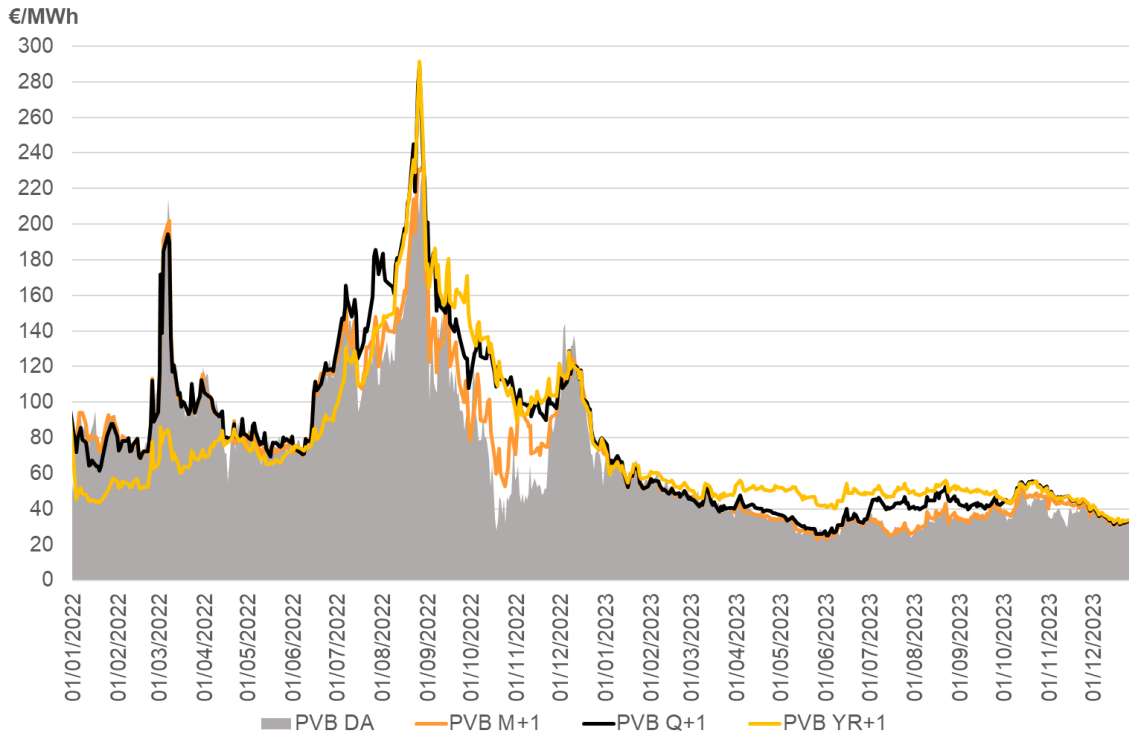
### 2.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas (TTF, PEG, PVB Y TVB)

**Gráfico 1. Evolución de los precios spot y a plazo (M+1, Q+1 y YR+1) en TTF. 2022 y 2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia ICE)

**Gráfico 2. Evolución de los precios spot y a plazo (M+1, Q+1 y YR+1) en PVB. 2022 y 2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia MIBGAS)

**Gráfico 3. Evolución de los precios del contrato M+1 en TTF, PEG y PVB. 2022 y 2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencias ICE, PEGAS y MIBGAS)

**Gráfico 4. Evolución de los precios spot en PVB y TVB. 2022 y 2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia MIBGAS)

## 2.2. Volatilidades de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB

**Cuadro 1. Volatilidades\* de las cotizaciones de los contratos M+1, Q+1 y YR+1 en TTF**

| Año  | Variación diaria TTF M+1 | Variación diaria TTF Q+1 | Variación diaria TTF YR+1 |
|------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 2019 | 2,9%                     | 2,3%                     | 1,4%                      |
| 2020 | 3,2%                     | 2,7%                     | 1,4%                      |
| 2021 | 4,2%                     | 3,8%                     | 2,8%                      |
| 2022 | 6,0%                     | 5,6%                     | 4,2%                      |
| 2023 | 7,7%                     | 6,8%                     | 4,0%                      |

\* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv

**Cuadro 2. Volatilidades\* de las cotizaciones de los contratos M+1, Q+1 y YR+1 en PVB**

| Año  | Variación diaria PVB M+1 | Variación diaria PVB Q+1 | Variación diaria PVB YR+1 |
|------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 2019 | 2,2%                     | 1,7%                     | 1,0%                      |
| 2020 | 2,4%                     | 1,9%                     | 1,4%                      |
| 2021 | 4,0%                     | 2,6%                     | 2,3%                      |
| 2022 | 7,1%                     | 5,9%                     | 4,4%                      |
| 2023 | 4,5%                     | 3,7%                     | 2,8%                      |

\* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv y MIBGAS

### 3. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en el punto virtual de balance español (PVB)

#### 3.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB

**Cuadro 3. Volumen anual negociado (en TWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB-ES\*\*\*. Periodo: 2021-2023**

| Volumen negociado TWh                        | Total 2023   | Total 2022   | Total 2021   | % 2023       | % 2022       | % 2021       | 2023 vs 2022  |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>MIBGAS, MIBGAS Derivatives y EEX</b>      | <b>148,1</b> | <b>123,6</b> | <b>73,8</b>  | <b>26,1%</b> | <b>21,2%</b> | <b>16,7%</b> | <b>19,8%</b>  |
| <i>MIBGAS*</i>                               | 143,8        | 121,4        | 68,8         | 97,1%        | 98,2%        | 93,3%        | 18,5%         |
| <i>MIBGAS Derivatives (OMIClear)</i>         | 4,0          | 1,8          | 4,6          | 2,7%         | 1,5%         | 6,2%         | 114,5%        |
| <i>EEX</i>                                   | 0,3          | 0,4          | 0,3          | 0,2%         | 0,3%         | 0,5%         | -10,7%        |
| <b>OTC**</b>                                 | <b>420,2</b> | <b>460,4</b> | <b>366,6</b> | <b>73,9%</b> | <b>78,8%</b> | <b>83,3%</b> | <b>-8,7%</b>  |
| <b>OTC MS-ATR (PVB-ES)</b>                   | <b>332,8</b> | <b>382,0</b> | <b>342,0</b> | <b>79,2%</b> | <b>83,0%</b> | <b>93,3%</b> | <b>-12,9%</b> |
| <b>OTC registrado en cámaras</b>             | <b>87,4</b>  | <b>78,4</b>  | <b>24,6</b>  | <b>20,8%</b> | <b>17,0%</b> | <b>6,7%</b>  | <b>11,4%</b>  |
| <i>OMIClear</i>                              | 7,6          | 5,6          | 3,1          | 8,7%         | 7,2%         | 12,5%        | 36,1%         |
| <i>BME Clearing</i>                          | 1,8          | 2,0          | 9,3          | 2,0%         | 2,5%         | 37,6%        | -9,0%         |
| <i>European Commodity Clearing (EEX-ECC)</i> | 78,0         | 70,9         | 12,3         | 89,2%        | 90,4%        | 49,9%        | 10,0%         |
| <b>Total</b>                                 | <b>568,3</b> | <b>584,0</b> | <b>440,4</b> | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  | <b>100%</b>  | <b>-2,7%</b>  |

\* El volumen negociado en MIBGAS mediante productos mes siguiente y resto de mes se registra en OMIClear desde el 1 de marzo y desde el 1 de abril de 2019, respectivamente. En 2023 el volumen ascendió a 20,4 TWh (17,9 TWh en 2022).

\*\* Transacciones bilaterales o intermediadas por agencia, registradas en el MS-ATR o en CCPs. El volumen trimestral en MS-ATR incluye únicamente el volumen OTC negociado, casado y notificado en el PVB, no incluyéndose la negociación en el resto de *hubs* físicos, ni el volumen asociado a las operaciones del GTS de traspaso de mermas.

\*\*\* No se incluye la negociación en MIBGAS Derivatives de productos a plazo con entrega en PVB indexados a TTF.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

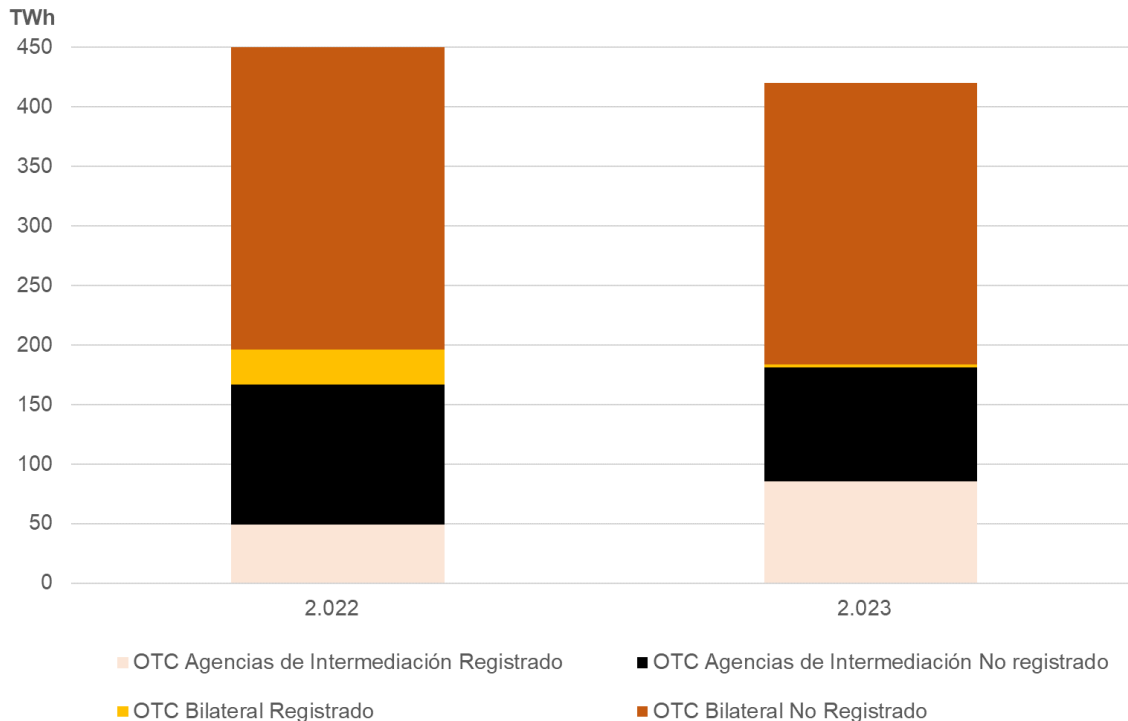
**Cuadro 4. Volumen anual negociado sobre PVB (en TWh) en el mercado OTC (MS-ATR y registrado en CCPs), bilateral e intermediado. Periodo: 2022-2023**

| Volumen negociado TWh                  | Total 2023   | Total 2022   | % 2023       | % 2022       | 2023 vs 2022  |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>OTC PVB-ES: MS-ATR y registrado</b> | 420,2        | 460,4        | 100,0%       | 100,0%       | -8,7%         |
| <b>OTC Agencias de Intermediación*</b> | <b>181,3</b> | <b>166,9</b> | <b>43,2%</b> | <b>36,2%</b> | <b>8,7%</b>   |
| <i>Registrado en cámaras</i>           | 85,3         | 48,9         | 47%          | 29%          | 74,4%         |
| <i>No registrado</i>                   | 96,0         | 118,0        | 53%          | 71%          | -18,6%        |
| <b>OTC Bilateral</b>                   | <b>238,8</b> | <b>293,5</b> | <b>56,8%</b> | <b>63,8%</b> | <b>-18,6%</b> |
| <i>Registrado en cámaras</i>           | 2,1          | 29,5         | 1%           | 10%          | -93,0%        |
| <i>No registrado</i>                   | 236,8        | 264,0        | 99%          | 90%          | -10,3%        |

\* Las agencias de intermediación operan como Sistemas Organizados de Contratación (SOC; OTF por sus siglas en inglés) cuando intermedian contratos de gas.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

**Gráfico 5. Volumen anual negociado sobre PVB (en TWh) en el mercado OTC (bilateral e intermediado por agencias y registrado o no registrado en CCPs). 2016-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

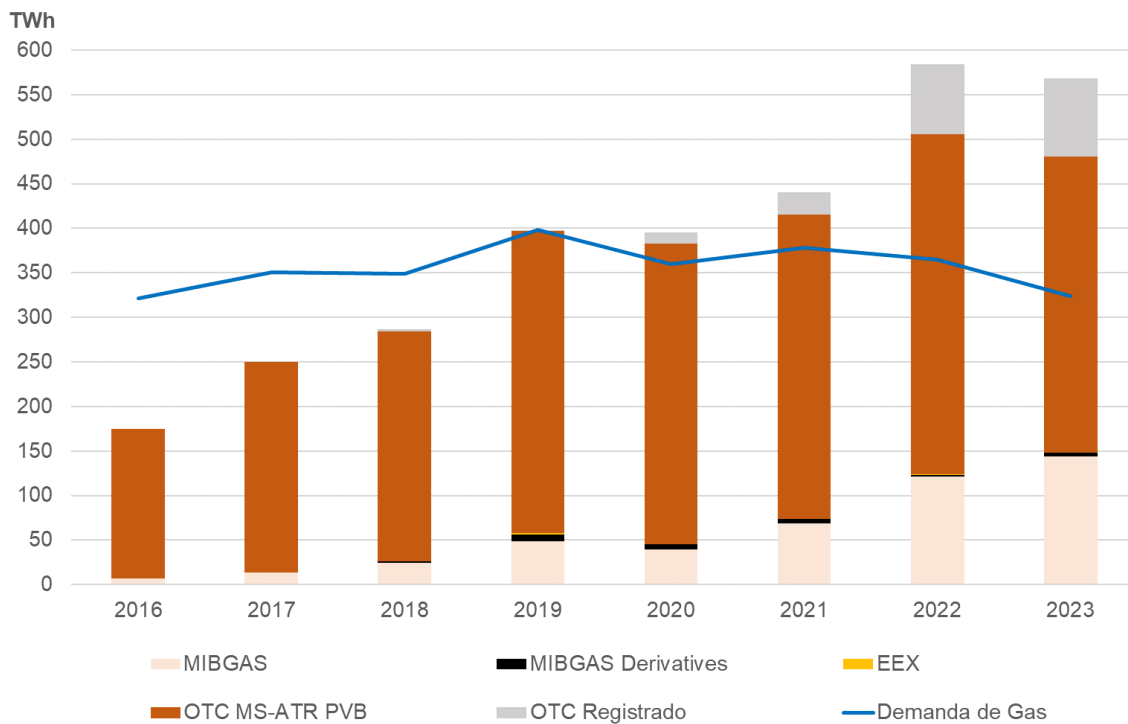


**Cuadro 5. Volumen registrado en CCPs (en TWh)**

| Volumen registrado en CCP TWh                | Total 2023   | Total 2022  | Total 2021  | 2023 vs 2022 |
|--|--------------|-------------|-------------|--------------|
| <i>OMIClear</i>                              | 32,0         | 25,4        | 24,1        | 26,1%        |
| <i>BME Clearing</i>                          | 1,8          | 2,0         | 9,3         | -9,0%        |
| <i>European Commodity Clearing (EEX-ECC)</i> | 78,3         | 71,2        | 12,6        | 9,9%         |
| <b>Total</b>                                 | <b>112,0</b> | <b>98,5</b> | <b>45,9</b> | <b>13,7%</b> |

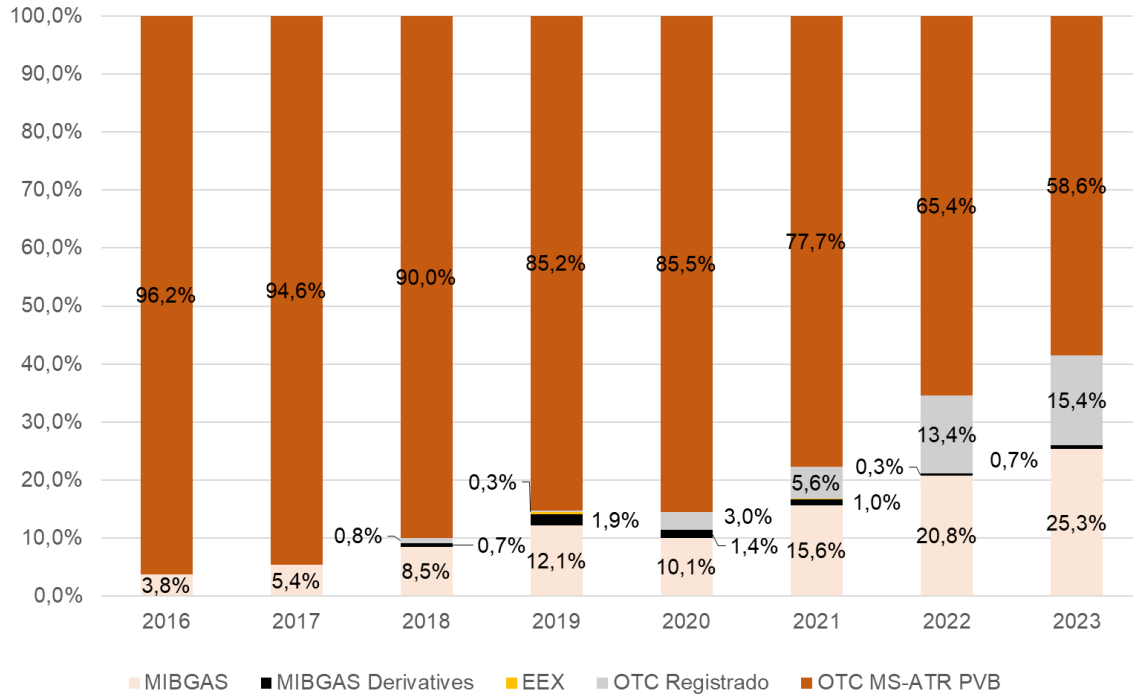
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

**Gráfico 6. Volumen anual de gas PVB negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en CCPs) y demanda de gas natural (en TWh). 2016-2023**



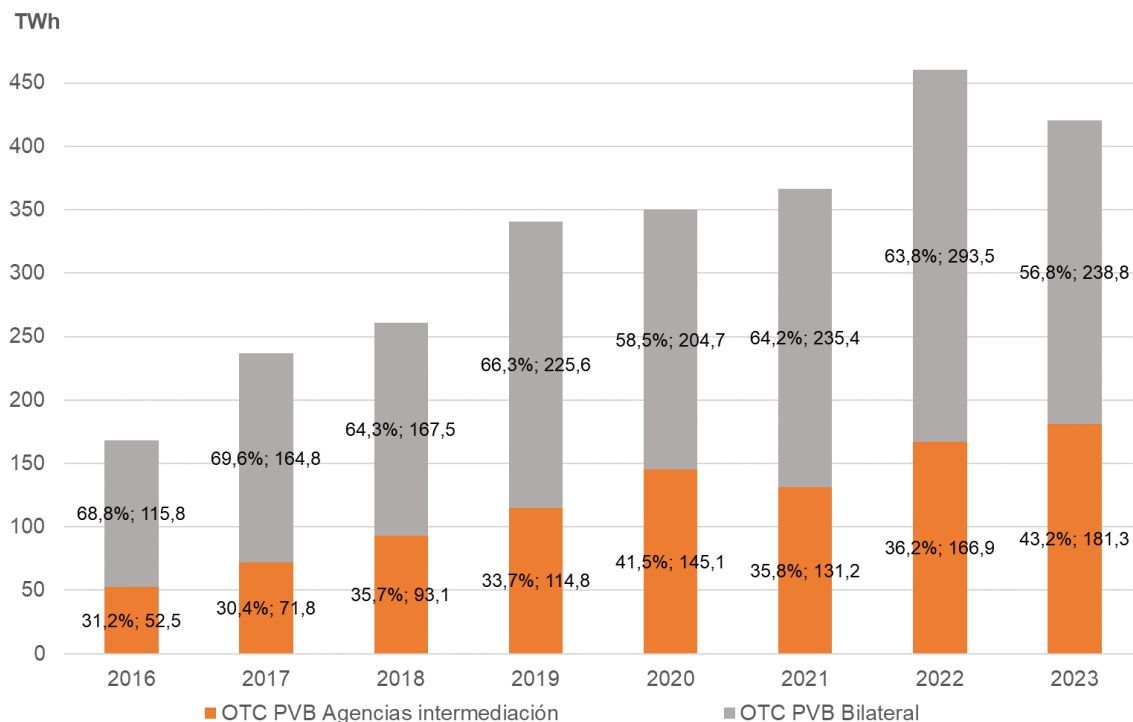
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

**Gráfico 7. Volumen anual de gas (referencia PVB) negociado (en %) en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en CCPs). 2016-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

**Gráfico 8. Volumen anual negociado sobre PVB (en TWh y en %) en el mercado OTC (bilateral e intermediado por agencias). 2016-2023**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

### 3.2. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega

**Cuadro 6. Volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs\*), de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega (TWh)**

| Tipo de contrato             | Total 2023   | % Total 2023 | Total 2022   | % Total 2022 | Total 2021   | % Total 2021 | 2023 vs 2022 |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Intradiario y Diario         | 103,8        | 31,3%        | 90,0         | 28,1%        | 49,2         | 24,0%        | 15,3%        |
| Intradiario                  | 34,4         | 10,4%        | 28,7         | 9,0%         | 24,4         | 11,9%        | 20,0%        |
| Diario                       | 69,4         | 20,9%        | 61,3         | 19,2%        | 24,8         | 12,1%        | 13,1%        |
| Fin de semana                | 17,2         | 5,2%         | 13,9         | 4,3%         | 7,0          | 3,4%         | 23,4%        |
| Balance de semana            | 3,7          | 1,1%         | 1,9          | 0,6%         | 0,9          | 0,4%         | 99,3%        |
| Balance de Mes               | 1,7          | 0,5%         | 0,9          | 0,3%         | 1,3          | 0,6%         | 93,1%        |
| <b>Total Corto Plazo</b>     | <b>126,4</b> | <b>38,1%</b> | <b>106,7</b> | <b>33,3%</b> | <b>58,4</b>  | <b>28,5%</b> | <b>18,5%</b> |
| Mensual                      | 82,5         | 24,9%        | 68,5         | 21,4%        | 49,2         | 24,0%        | 20,5%        |
| Trimestral                   | 54,9         | 16,6%        | 60,9         | 19,0%        | 37,8         | 18,4%        | -9,9%        |
| Estacional (Verano/Invierno) | 26,7         | 8,0%         | 40,5         | 12,7%        | 7,8          | 3,8%         | -34,2%       |
| Anual                        | 41,0         | 12,4%        | 43,4         | 13,6%        | 51,7         | 25,2%        | -5,5%        |
| <b>Total Largo Plazo</b>     | <b>205,1</b> | <b>61,9%</b> | <b>213,3</b> | <b>66,7%</b> | <b>146,6</b> | <b>71,5%</b> | <b>-3,9%</b> |
| <b>Total</b>                 | <b>331,5</b> | <b>100%</b>  | <b>320,0</b> | <b>100%</b>  | <b>205,0</b> | <b>100%</b>  | <b>3,6%</b>  |

\* El volumen negociado en el mercado OTC de forma bilateral y registrado en CCPs se contabiliza en 2022 y 2023.

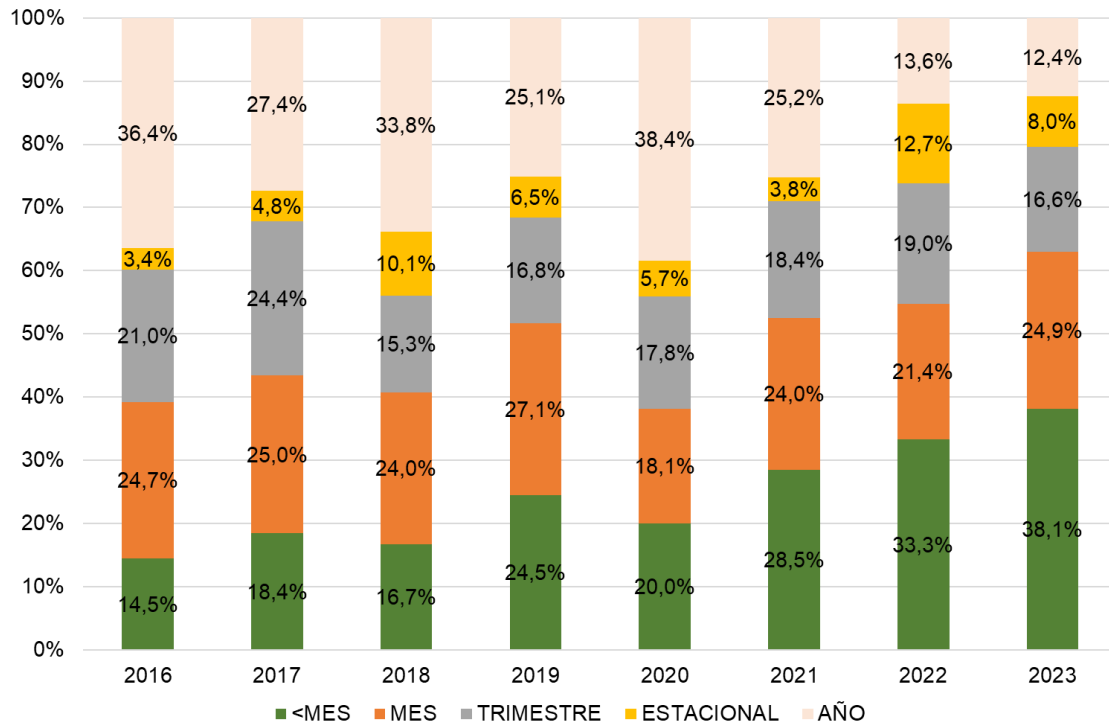
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing y agencias de intermediación.

Del volumen negociado en PVB en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs), el 61,9% (205,1 TWh) correspondió a contratos con horizonte de entrega igual o superior a 1 mes<sup>26</sup>, lo que supone un descenso frente a 2022 (66,7%). El 38,1% restante correspondió a contratos con horizonte de entrega inferior a 1 mes<sup>27</sup> (126,4 TWh), por encima del porcentaje de contratos de corto plazo negociados en 2022 (33,3%). Como viene siendo habitual, la negociación de corto plazo se concentró en MIBGAS, donde se negociaron el 98,3% de dichos contratos (97,2% en 2022), así como el 99,1% de todos los contratos diarios e intradiarios negociados en los mercados organizados y en el OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) (98,4% en 2022).

<sup>26</sup> Se considera como contrato con horizonte de entrega igual a 1 mes si dicho horizonte se extiende durante al menos 28 días.

<sup>27</sup> Contratos intradiarios y diarios, fines de semana, balances de semana y semanales, balances de mes.

**Gráfico 9. Volumen anual negociado sobre PVB (en %) en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs\*), por horizonte de entrega. 2016-2023**



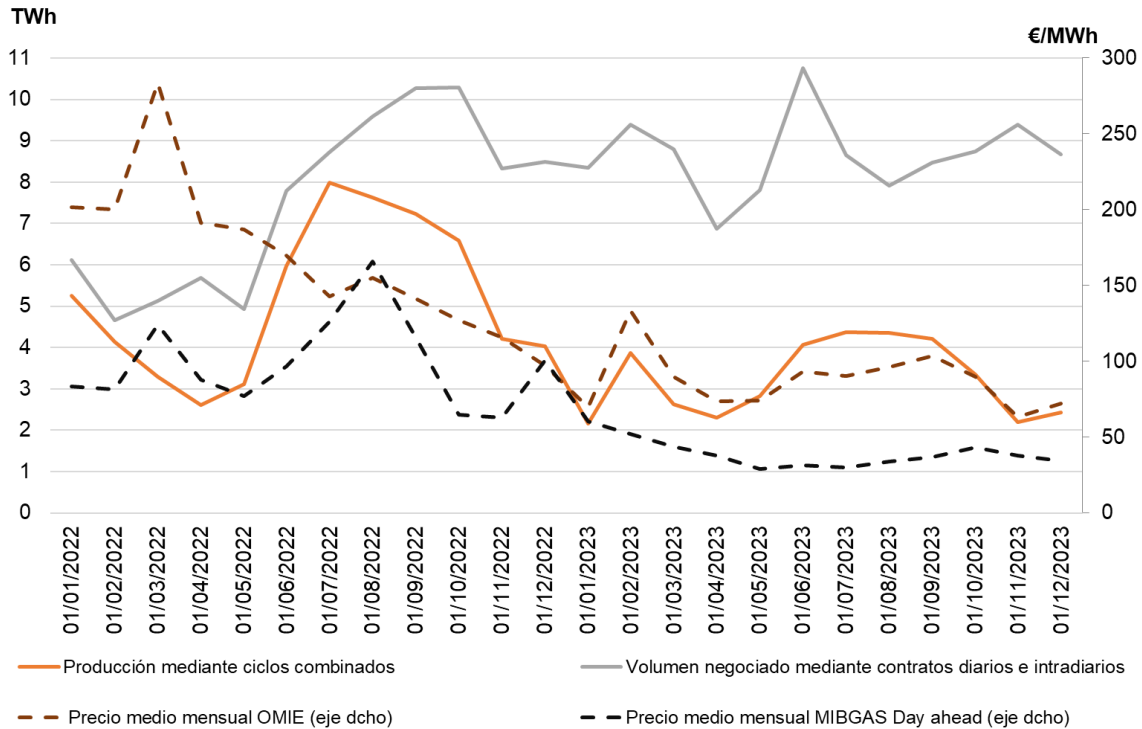
\* El volumen negociado en el mercado OTC de forma bilateral y registrado en CCPs se contabiliza en 2022 y 2023.

Nota: <Mes: Contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, de corto plazo inferior a 1 mes (intradía, diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes); Mes: Mensuales de 1 mes; Trimestres: Vencimientos menores o iguales a 3 meses; Estacional: Verano e Invierno; Años: Igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing y agencias de intermediación.

En 2023, al igual que en 2022, los contratos intradía y diarios fueron los de mayor volumen de negociación, con el 31,3% del volumen total negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs), experimentando una subida del 15,3% respecto a 2022. A continuación, se situaron los contratos mensuales, con el 24,9%, seguidos de los trimestrales, con el 16,6%. Asimismo, prosigue el retroceso iniciado en 2021 en la contratación de los anuales que pasaron del 25,2% del volumen total negociado en 2021 al 12,4% en 2023.

**Gráfico 10. Volumen negociado sobre PVB en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs), de contratos diarios e intradiarios y energía producida mediante ciclos combinados (TWh) y Precios spot OMIE y MIBGAS (€/MWh)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing, agencias de intermediación, REE y OMIE.

#### 4. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en TTF

**Cuadro 7. Volumen anual negociado (en TWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en TTF. 2021-2023**

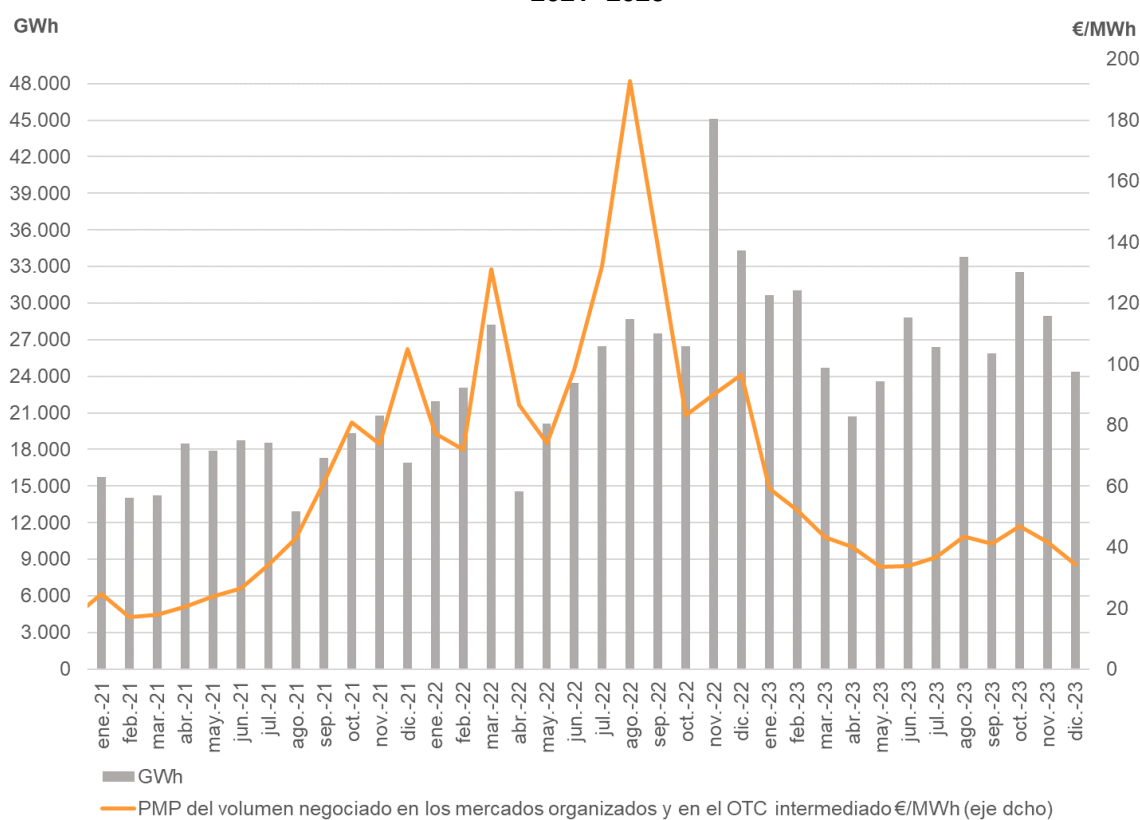
| Volumen negociado TTF TWh   | Total 2023      | Total 2022      | Total 2021      | % 2023      | % 2022      | % 2021      | 2023 vs 2022 |
|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| <i>Mercados organizados</i> | 41.262,9        | 26.807,7        | 28.770,1        | 71,5%       | 65,7%       | 55,0%       | 53,9%        |
| <i>OTC Bilateral</i>        | 8.165,4         | 7.514,8         | 18.582,9        | 14,1%       | 18,4%       | 35,5%       | 8,7%         |
| <i>OTC Registrado</i>       | 8.311,4         | 6.476,0         | 4.924,3         | 14,4%       | 15,9%       | 9,4%        | 28,3%        |
| <b>Total</b>                | <b>57.739,7</b> | <b>40.798,5</b> | <b>52.277,3</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>100%</b> | <b>41,5%</b> |

Fuente: Trayport



#### 4.1. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs\*), de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por mes de negociación

**Gráfico 11. Energía (GWh) y PMP (€/MWh) del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCP\*), con entrega en el PVB, por mes de negociación. 2021- 2023**



\* El volumen negociado en el mercado OTC de forma bilateral y registrado en CCPs se contabiliza en 2022 y 2023.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing y agencias de intermediación.

En 2023 el precio medio ponderado por el volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) (331,5 TWh) se situó en 42,75 €/MWh, un 60,4% inferior al precio medio ponderado por el volumen negociado en 2022 (320 TWh), 107,90 €/MWh.

## 4.2. Primas de riesgo ex post de los contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB

**Gráfico 12. Precio medio ponderado (PMP) de los contratos a plazo de compraventa de gas, con entrega en el PVB, en el mes correspondiente vs. precio spot medio mensual (en €/MWh). 2022- 2023**



\*Precio medio de los contratos a plazo mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, con entrega en el PVB-ES en el mes correspondiente, ponderado por el volumen negociado que se entrega en dicho mes.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing y agencias de intermediación.

El volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) de contratos de compraventa de gas en PVB mensuales, trimestrales, estacionales y anual, con entrega en 2023 se situó en promedio en 17.353,8 GWh/mes, un 10,8% superior al volumen promedio con entrega en 2022 (15.667,0 GWh/mes), representando el 64,4% de la demanda promedio mensual de gas en 2023 (26.967,3 GWh/mes).

El precio medio de los contratos de compraventa de gas con entrega en PVB (contratos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales con entrega en 2023) negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs), ponderado por el

volumen entregado en 2023, se situó en 75,51 €/MWh, 36,23 €/MWh superior al precio spot medio<sup>28</sup> de 2023 (39,28 €/MWh). El precio medio de los contratos de compraventa de gas con entrega en PVB (contratos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales con entrega en 2022), negociados en dichos mercados ponderado por el volumen entregado en 2022, se situó en 80,70 €/MWh, 19,11 €/MWh inferior al precio spot medio de 2022 (99,81 €/MWh).

Por tanto, las transacciones de gas negociadas en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación y bilateral registrado en CCPs) mediante contratos de largo plazo (mensuales, trimestrales, estacionales y anuales) con entrega en 2023 fueron más baratas (75,51 €/MWh) que las transacciones mediante contratos de largo plazo con entrega en 2022 (80,70 €/MWh), si bien el precio promedio de dichas transacciones fue superior al precio medio spot en 2023 (39,28 €/MWh). Por el contrario, en 2022, las transacciones de gas negociadas en dichos mercados mediante contratos de largo plazo (mensuales, trimestrales, estacionales y anuales) con entrega en 2022 fueron más baratas (80,70 €/MWh) que el precio spot medio (99,81 €/MWh).

Esto supone que, a diferencia de lo observado en 2021 y 2022, la prima de riesgo de los contratos a plazo que se entregaron en 2023 fue positiva, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron, en media, con pérdidas (beneficios). En 2021 y 2022 se obtuvieron primas de riesgo ex post negativas y muy significativas en los mercados a plazo de gas, en tanto que los precios a plazo no previeron la senda ascendente de los precios spot hasta que estos comenzaron a incrementarse, ni tampoco anticiparon los valores de precios finalmente alcanzados. Por el contrario, en 2023 se obtuvieron primas de riesgo ex post positivas y también muy significativas, en tanto que los precios a plazo no previeron la rápida senda descendente de los precios spot, consecuencia del debilitamiento de la demanda de gas y del robusto suministro de GNL.

---

<sup>28</sup> Precio medio de los contratos diarios con entrega al día siguiente (*day ahead*).

