

BOLETÍN ANUAL DE MERCADOS A PLAZO DE GAS (BALANCE 2024)

IS/DE/024/24

30 abril de 2025

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de los precios en los mercados de gas	13
2.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas (TTF, PEG, PVB Y TVB)	13
2.2. Volatilidades de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB.....	16
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), en el tanque virtual de balance español (TVB) y en el Almacenamiento Virtual de Balance español (AVB)	17
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.....	17
3.2. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el TVB	22
3.3. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el AVB.....	23
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	23
5. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega	24
6. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por mes de negociación	27
7. Primas de riesgo ex post de los contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB	28

1. Hechos relevantes

El mercado mundial de gas en 2024 se caracterizó por una oferta ajustada, una demanda en alza –en particular, del mercado asiático– y tensiones geopolíticas que incidieron en el mantenimiento de los precios en niveles elevados¹.

El suministro de gas estuvo condicionado por las indisponibilidades y mantenimientos de las plantas de GNL², los retrasos en el desarrollo de nuevos proyectos de licuefacción, así como por las restricciones al tráfico de buques por los canales de Panamá y Suez³. De este modo, la oferta de GNL creció por debajo del promedio registrado entre 2016 y 2020 (un 2,5% –13 bcm– en 2024, frente al 8% del periodo mencionado)⁴. No obstante, cabe señalar que, a finales de año, se registró una cierta recuperación de la oferta a nivel mundial (aunque no se alcanzaron los niveles del año anterior) al incorporarse nueva producción estadounidense, procedente de la entrada en operación de la planta de Plaquemines y de la ampliación de Corpus Christi, que contribuyeron a que Estados Unidos sea el primer exportador mundial de GNL.

En la UE, la producción de gas en 2024 fue de 32 bcm, que supone un descenso del 15% respecto a 2023 (38 bcm) y un 32% menos que en 2022 (47 bcm). Esta producción cubrió el 10% del consumo europeo de gas en 2024, un 1% menos que en 2023. Las importaciones totales de gas de la UE ascendieron a 273 bcm, un 6% menos que en 2023 (289 bcm) y un 18% por debajo de las registradas en 2022 (333 bcm). Los principales suministradores de gas a la UE fueron Noruega (33%), Rusia (19%), Estados Unidos (17%) y el Norte de África (14%). El GNL representó el 37% del suministro frente al 63% del gas por gasoducto⁵.

La demanda mundial de gas habría aumentado en torno a un 2,8% en 2024⁶, impulsada en gran medida por el incremento del consumo en la región Asia-Pacífico (principalmente de China e India), que habría concentrado el 45% del crecimiento global en la demanda de gas.

¹ En Europa, otro de los factores que condicionaron la evolución del mercado gasista en 2024 fue la expectativa de finalización del contrato de tránsito de gas ruso a través de Ucrania, que se materializó el 1 de enero de 2025. La Agencia Internacional de la Energía estima que la finalización de dicho contrato supondrá, a lo largo del año 2025, una reducción del suministro de gas a Europa, respecto a 2024, de alrededor de 15 bcm.

² Son destacables los mantenimientos en las plantas americanas de Corpus Christi, Freeport y Cove Point, las plantas australianas de Gorgon, Wheatstone e Ichthys, así como otras en Argelia, Malasia y Trinidad.

³ La situación simultánea en los canales de Panamá y Suez obligó a redirigir buques de GNL por el Cabo de Buena Esperanza, incrementándose los tiempos de tránsito y los costes de operación.

⁴ [International Energy Agency. \(2025\). Gas Market Report, Q1 2025. IEA.](#)

⁵ [European Commission. Quarterly report on European gas markets. Market Observatory for Energy DG Energy Volume 17 \(issue 4, covering fourth quarter of 2024\)](#)

⁶ De acuerdo con los datos provisionales publicados por la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency. (2025). *Gas Market Report*, Q1 2025. IEA.).

Por su parte, la demanda europea, en un cambio de tendencia, registró un incremento de alrededor del 1% respecto a 2023^{7,8}, impulsado principalmente por la recuperación del consumo industrial, que registró un crecimiento interanual del 9% en el cuarto trimestre de 2024. Este incremento compensó la caída de alrededor del 8% interanual, respecto al último trimestre de 2023, de la demanda de gas para el sector eléctrico, motivada por el notable aumento de la producción renovable, especialmente en el primer trimestre del año⁹, así como por el cumplimiento de los objetivos de ahorro energético establecidos por la UE¹⁰.

En 2024, el consumo de gas en España se redujo un 3,7% en comparación con 2023. La reducción de la demanda de gas en España se debió principalmente a la menor demanda de gas para el sector eléctrico (-23,4%), como resultado de una mayor generación renovable (principalmente, solar e hidráulica) y una reducción en la producción mediante ciclos combinados (-27,3%).

Por lo que se refiere a los almacenamientos de gas, aunque los niveles descendieron en 2024 respecto al máximo histórico alcanzado en 2023, se mantuvieron por encima de la media del periodo 2016-2020 y significativamente por encima de las tasas de llenado de 2021. En este sentido, y por tercer año consecutivo, la UE alcanzó con antelación el objetivo de llenado de la capacidad de los almacenamientos¹¹, que a 1 de noviembre de 2024 se situaron en un 95,2% (1.092,7 TWh). En esa misma fecha, el nivel de llenado de los almacenamientos en España fue del 94,8% (35,9 TWh)^{12,13}. A 31 de diciembre, el nivel de llenado de los almacenamientos fue del 72,2% en Europa y del 82,5% en España (frente al 86,3% en Europa y al 91,8% en España a cierre de 2023).

⁷ En 2024, el consumo total de gas de la UE fue de 332 bcm, frente a 330 bcm en 2023, aunque fue un 7% y un 19% inferior a los registrados en 2022 (356 bcm) y 2021 (412 bcm), respectivamente. Fuente: European Commission. Quarterly report on European gas markets. Market Observatory for Energy DG Energy Volume 17 (issue 4, covering fourth quarter of 2024).

⁸ Si se compara con el promedio del periodo 2017-2021, la demanda de gas en 2024 habría caído un 17,6% ([ACER. Key developments in European gas wholesale markets Gas winter season 2024-2025. 2025 Monitoring Report. 16 April 2025](#)).

⁹ International Energy Agency. (2025). Gas Market Report, Q1 2025. IEA.

¹⁰ [El 25 de marzo de 2024, el Consejo adoptó una recomendación](#), de carácter voluntaria, que insta a los Estados miembros a continuar reduciendo su consumo de gas en al menos un 15%, durante el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2024 y el 31 de marzo de 2025 en comparación con su consumo medio de gas registrado entre el 1 de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022.

¹¹ De acuerdo con el [Reglamento \(UE\) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio de 2022](#), por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) N° 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas, las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas en los Estados miembros deben alcanzar al menos el 90% de su capacidad antes del 1 de noviembre de cada año.

¹² España alcanzó en agosto de 2024 el 100% de su capacidad.

¹³ En la misma fecha de 2023, los almacenamientos registraban un nivel del 99,3% (1.133,2 TWh) en Europa y del 100,4% (34,2 TWh) en España.

Los precios del gas en Europa se redujeron en media en 2024 respecto a los registrados en 2023, pero se mantuvieron por encima de los niveles prepandemia, aumentando su correlación con los del mercado asiático

En este contexto, los precios del gas en los mercados europeos, tras alcanzar máximos históricos en 2022 y descender en 2023, cerraron 2024 en su nivel más alto de los últimos catorce meses. No obstante, a lo largo del año se observaron dos tendencias distintas. En el primer trimestre del año el mantenimiento de unos fundamentales bajistas –un elevado nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos¹⁴, un suministro robusto¹⁵ y una demanda que no terminaba de recuperarse¹⁶– se reflejaron en una tendencia descendente de los precios. Por el contrario, a partir del segundo trimestre de 2024, el aumento de la demanda asiática, la contracción de la oferta global y las tensiones geopolíticas, impulsaron un incremento de los precios, que se consolidó hacia el final del año, al registrarse un aumento de la demanda europea de gas¹⁷.

Sin embargo, a pesar de esta tendencia, el promedio anual de precios en 2024 fue inferior al registrado en 2023 y, al igual que el año anterior, los precios en los distintos mercados europeos mostraron una marcada convergencia, dejando atrás los elevados diferenciales de precio (*spreads*) observados en 2022. Así, el *spread* medio PVB-TTF para el contrato M+1 en 2024 se situó en 0,26 €/MWh (PVB>TTF), frente al *spread* medio en 2023 de -1,99 €/MWh (PVB<TTF) (véase Gráfico 3). Por su parte, el *spread* medio PVB-PEG para el contrato M+1 fue en 2024 de 0,23 €/MWh (PVB>PEG), mientras que en 2023 se situó en -0,56 €/MWh (PVB<PEG) (véase Gráfico 3).

Asimismo, y a pesar de la volatilidad observada tanto en los mercados asiáticos como europeos, aumentó la correlación entre los precios de ambas cuencas, situándose en un máximo histórico de 0,94¹⁸ entre el contrato con entrega en el mes siguiente (M+1) con subyacente TTF y la referencia del JKM para este mismo contrato¹⁹, con un *spread* de -2,88 (TTF<JKM) en 2024, frente a -4,50 en

¹⁴ A 25 de marzo, al 59% en Europa y al 79,7% en España.

¹⁵ Durante el primer trimestre de 2024 diversas restricciones en el transporte marítimo, provocadas por el aumento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y los problemas de sequía en el Canal de Panamá, provocaron retrasos en la llegada de metaneros a Europa, reduciendo la entrada de GNL al continente. Sin embargo, este descenso se vio compensado por el mayor suministro de gas natural por tubería, principalmente procedente de Noruega y Argelia.

¹⁶ En el primer trimestre del año, la demanda europea de gas siguió manteniéndose por debajo de la media de los últimos 5 años, debido al progresivo descenso del consumo de gas para el sector eléctrico, por el aumento de la generación renovable, y a pesar del incremento de la demanda industrial.

¹⁷ En España, el consumo de gas natural en diciembre de 2024 (35,1 TWh) experimentó un aumento interanual del 15,6%, impulsado por un notable incremento en la demanda para generación eléctrica (+48,8%) y un aumento en la demanda convencional (+6,3%).

¹⁸ Coeficiente de correlación de 0,89 en 2023.

¹⁹ International Energy Agency. (2025). *Gas Market Report*, Q1 2025. IEA.

2023. Esto refleja la creciente interrelación de los mercados regionales en un contexto de creciente participación de los suministros de GNL con destino flexible, a lo que habría contribuido el descenso de las tarifas de flete de GNL al contado, las más bajas de la década²⁰.

Respecto al spread entre el PVB y las referencias de precio del GNL, en 2024, el diferencial entre el precio del contrato M+1 en el PVB y el GNL NEA fue de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, mientras que frente al GNL SWE se situó en **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**²¹.

Por otro lado, cabe mencionar que en 2024 no se activó en ningún momento el mecanismo de corrección del mercado, que establece un tope de 180 €/MWh para el índice TTF y que entró en vigor el 15 de febrero de 2023 –prorrogado hasta el 31 de enero de 2025–, al mantenerse los precios del gas por debajo de dicho umbral²². Así, durante 2023 y 2024, los precios spot europeos de gas oscilaron entre 22 €/MWh y 73 €/MWh, correspondiendo el valor más alto a las cotizaciones a comienzos de 2023. El precio spot medio en el TTF fue de 41 €/MWh en 2023, un 67% inferior al promedio de 2022 (123 €/MWh), y de 35 €/MWh en 2024, un 15% por debajo del promedio de 2023.

En el mercado MIBGAS, el precio spot se situó entre 22,72 €/MWh y 52,80 €/MWh en 2024 (frente al intervalo 23,78-71,49 €/MWh en 2023), cerrando el año en torno a 50 €/MWh. Por su parte, el precio medio de la negociación a plazo de gas en España para contratos con entrega mensual o superior en PVB fue de aproximadamente 35 €/MWh en 2024, frente a los 45 €/MWh de media registrados en 2023.

En cuanto al impacto de la evolución de los precios del gas en 2024 en la tarifa de último recurso (TUR)²³, cabe destacar que la aplicación de la metodología

²⁰ “Las tarifas de flete promedio en el cuarto trimestre de 2024 fueron más del 65% inferiores a los niveles de 2023. Esto se debe a una expansión de la flota de buques metaneros que aumentó en 68 unidades en 2024, el doble que en 2023. Además, un aumento paulatino del precio del GNL durante el año ha hecho que el volumen de buques metaneros en alta mar esperando destino y actuando como almacenamiento flotante, se redujera en 2024 un 30% respecto al año anterior y se mantuviese muy estable durante el año”. ([MIBGAS. \(2025\). Informe anual del mercado organizado de gas. 2024](#)).

²¹ **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

²² El [Reglamento \(UE\) 2022/2578 del Consejo, de 22 de diciembre de 2022](#), por el que se establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos de la Unión y la economía frente a precios excesivamente elevados, establece un sistema de medidas temporales para prevenir las subidas bruscas y excesivas de los precios del gas en la UE que no reflejan los precios en el mercado mundial. El 21 de diciembre de 2023 la Comisión propuso prorrogar hasta el 31 de enero de 2025 el periodo de aplicación del Reglamento y mantener su contenido.

²³ 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 82 de la [Ley 34/1998, de 7 de octubre](#), del sector de hidrocarburos. El [Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio](#), por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales

establecida²⁴, habría supuesto un aumento del 19% en el coste de la materia prima a partir del 1 de enero de 2024, en comparación con el valor vigente desde el 1 de octubre de 2023. No obstante, en aplicación de lo dispuesto en la disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, dicho incremento se limitó al 15%²⁵. En el segundo trimestre de 2024, el coste de la materia prima aplicado el 1 de abril fue inferior al utilizado para la tarifa del primer trimestre, lo que provocó una reducción de la TUR. Respecto al tercer trimestre, la tarifa se mantuvo en los mismos niveles del trimestre anterior, dado que no se registró una variación superior al 2%, al alza o a la baja, en el coste de la materia prima²⁶. Sin embargo, en el cuarto trimestre, la aplicación de la metodología resultó en un aumento del 24% en el coste de la materia prima. A pesar del encarecimiento en el cuarto trimestre, la combinación de la limitación del incremento en el primero, la reducción en el segundo y la estabilidad en el tercero permitió que la TUR de gas siguiera siendo la opción más competitiva del mercado en 2024.

En contraste con el aumento de la liquidez en el TTF y en el NBP en 2024, el volumen de gas natural negociado en el PVB apenas mostró variación

El volumen de negociación en los mercados de gas (organizados²⁷ y no organizados²⁸) de contratos de compraventa en el PVB en 2024 se situó en 575 TWh, similar al volumen negociado el año anterior (574,3 TWh) e inferior en un 1,6% al volumen negociado en 2022 (584 TWh) (véase Cuadro 4);

derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, amplía el ámbito de aplicación de la tarifa de último recurso, definida en el artículo 93 de la Ley 34/1998, para dar cabida, entre otros, a comunidades de propietarios.

²⁴ [Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio](#), por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

²⁵ 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.

²⁶ El coste de la materia prima se incrementó un 1% respecto al del segundo trimestre de 2024.

²⁷ Transacciones negociadas en MIBGAS, en MIBGAS *Derivatives* y en EEX.

²⁸ 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 4 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 184,4% de la demanda de gas natural de 2024 (311,8 TWh)²⁹ (véase Gráfico 7)³⁰.

Por el contrario, y al igual que 2023, en 2024 aumentaron los volúmenes negociados en el TTF y en el NBP, incrementándose, de esta manera, el diferencial de liquidez entre el PVB y dichos mercados. En particular, en 2024, el volumen negociado en TTF aumentó un 24,9%, situándose en 72.122,8 TWh (véase Cuadro 9), lo que lo consolidó como el mercado europeo con mayor liquidez, con un volumen 8,6 veces superior al negociado en el mercado británico (NBP), que con un crecimiento del 33,5%, cerró el año con un volumen de 8.356,2 TWh.

En cuanto al mercado OTC, a diferencia de 2023, en 2024 aumentó el volumen negociado en el PVB mediante contratos de gas natural en dicho mercado, con un incremento del 1,8% respecto al año anterior. De hecho, esta modalidad de negociación se consolidó como la predominante, al representar el 75,4% del volumen total negociado en el PVB, frente al 24,6% correspondiente a los mercados organizados, cuyo volumen se redujo un 4,6%³¹ (véase Cuadro 4). En el ámbito de los mercados organizados, la negociación en PVB en MIBGAS³² registró una disminución del 6,2%, mientras que MIBGAS *Derivatives* y EEX mostraron incrementos destacados del 41,7% y 110,5%, respectivamente. A pesar de este crecimiento de los otros dos mercados organizados, MIBGAS sigue siendo el mercado organizado principal, concentrando el 95,5% del volumen total negociado, frente al 4% de MIBGAS *Derivatives* y al 0,5% de EEX.

El incremento del volumen OTC en 2024 se produjo en el segmento de la negociación intermediada por agencias (+4,6%), a través de contratos que no se registran en Cámaras de Contrapartida Central (CCPs)³³, en tanto que la negociación OTC bilateral disminuyó (-0,5%) (véase Cuadro 5).

Asimismo, en 2024, dentro de la negociación en PVB en el mercado OTC, el volumen de contratos registrados en CCPs disminuyó un 15,2%, situándose en

²⁹ Superior al porcentaje del volumen negociado sobre la demanda de 2023 (177,5%).

³⁰ En 2024, la negociación en MIBGAS de contratos sobre subyacente el punto virtual de negociación portugués (VTP), continuó siendo muy limitada, aunque se triplicó su liquidez³⁰ (de 0,2 TWh a 0,6 TWh).

³¹ Por contra en el mercado holandés (TTF), el volumen negociado en el mercado organizado, que representó el 72,9% del total en 2024, registró un crecimiento superior al del mercado OTC, con un incremento del 27,5% respecto a 2023. Esto provocó una reducción adicional en la cuota del mercado OTC, que pasó del 28,5% en 2023 al 27,1% en 2024 (véase Cuadro 9).

³² Durante 2024, MIBGAS mantuvo diversas medidas destinadas a incentivar la liquidez de los productos con entrega en el PVB. En concreto, los volúmenes asociados a acciones de balance y a la compra de gas regulado (gas de operación) alcanzaron los 4,4 TWh, lo que representó el 3,3% del volumen total negociado en MIBGAS (135 TWh), ligeramente por debajo del 3,4% registrado en 2023. En consecuencia, el 96,7% del volumen negociado en PVB en MIBGAS correspondió a negociación libre.

³³ En esta modalidad de negociación los agentes realizan una gestión bilateral de garantías para la cobertura del riesgo de contraparte.

74,1 TWh, mientras que el volumen de contratos no registrados en CCPs aumentó un 6,2%, situándose en 359,7 TWh, consolidándose como la modalidad predominante en el mercado OTC, con una cuota del 82,9% (véase Cuadro 4).

Por tanto, a diferencia de lo ocurrido en los años previos, cuando tanto el mercado organizado como el registro de contratos OTC en el PVB ganaron cuota de negociación –en parte como medida para mitigar el riesgo de contraparte durante la crisis energética–, en 2024 se produjo un cambio de tendencia, al ampliar su cuota la negociación en el segmento OTC no registrado. El retroceso del volumen negociado en los mercados organizados como en las operaciones OTC registradas en CCPs fue del 8,6%. Esta situación contrasta con la evolución observada en la negociación del TTF y del NBP, ya que, en 2024, se registró un aumento de los volúmenes negociados sobre dichos subyacentes en los mercados organizados y, por tanto, un fortalecimiento de la gestión del riesgo a través de CCPs.

En un contexto de estabilización del entorno energético tras la crisis, el incremento de la negociación OTC no registrada en el mercado español podría encontrar su explicación, a pesar de que implica una mayor exposición al riesgo de contraparte, en el menor coste asociado a las garantías exigidas de forma bilateral frente a las requeridas por las CCPs³⁴.

Si se realiza un análisis del volumen negociado sobre PVB a través de los mercados organizados y del OTC registrado en CCPs –que incluye tanto operaciones a través de agencias de intermediación, como acuerdos bilaterales registrados en CCPs y subastas bajo demanda en MIBGAS– se observa que este representó el 61,6 % del volumen total negociado en 2024, considerando los mercados organizados, el mercado secundario del ATR (MS-ATR) y el OTC registrado en CCPs, situándose en 354,4 TWh (véase Cuadro 10).

Por lo que se refiere al horizonte de entrega, los contratos intradiarios y diarios fueron los más negociados en el PVB durante 2024, con un aumento del 1,8 % en su volumen de negociación (véase Cuadro 10). Estos contratos representaron el 29,8 % del volumen negociado en los mercados organizados³⁵ y en el mercado OTC registrado, excluyendo el segmento bilateral no registrado. Esta cuota se

³⁴ Cabe recordar que las garantías exigidas por las CCPs solo pueden instrumentarse mediante efectivo o garantías bancarias colateralizadas. No obstante, el 4 de diciembre de 2024, la Unión Europea publicó el paquete normativo financiero conocido como EMIR 3.0, compuesto por el [Reglamento \(UE\) 2024/2987](#) y la [Directiva \(UE\) 2024/2994](#). Entre las reformas que introduce este paquete legislativo destaca la aceptación de garantías bancarias no colateralizadas por parte de las contrapartes no financieras (NFCs), como son las empresas energéticas que realizan coberturas en los mercados a plazo y las llevan a compensación en CCPs. Esta medida entrará en vigor antes del 25 de diciembre de 2025, una vez se establezcan las correspondientes normas técnicas que la regulan, haciéndose permanente la medida que se adoptó durante la crisis energética al objeto de aliviar la presión de liquidez sobre dichas empresas en el depósito de las garantías exigidas por las CCPs.

³⁵ En 2024, la negociación de contratos de corto plazo —diarios e intradiarios— se canalizó casi en su totalidad a través de MIBGAS, que concentró el 99,5 % del volumen negociado en este segmento.

mantuvo en niveles similares a los de años anteriores, situándose en el 31,2 % en 2023 y en el 28,1 % en 2022. La mayor contribución renovable al *mix* de generación en 2024 (57,8% frente al 52,2% en 2023) desplazó al hueco térmico (11,3% frente al 15,5% en 2023), reduciendo la demanda de gas para el sector eléctrico (-23,4%) y desvinculando en un gran número de horas los precios spot de la electricidad de los precios del gas (véase Gráfico 5). A pesar de este contexto de debilitamiento de la demanda de gas para los ciclos combinados, los contratos intradiarios y diarios siguieron siendo los más negociados en 2024, desligándose en parte su negociación de la producción de electricidad mediante ciclos combinados (véase Gráfico 11).

El 12 de septiembre de 2023, MIBGAS *Derivatives* incorporó nuevos productos PVB indexados al TTF que, al igual que los referenciados al ICIS HEREN *Day-Ahead*, ya se negociaban previamente en el mercado OTC, y que son contratos de futuros con entrega física en el PVB con precio vinculado al mercado holandés TTF-*Day Ahead*. Asimismo, el 20 de febrero de 2024, MIBGAS *Derivatives* introdujo futuros con entrega física en el PVB indexados al Last Price Index (LPI) de MIBGAS. Tras listarse en MIBGAS *Derivatives*, este nuevo producto también comenzó a negociarse en el mercado OTC. Cabe destacar que, en 2023, ya se había registrado negociación en el mercado OTC de contratos indexados al MIBGAS PVB *Average Price Index (API) Day Ahead*⁶⁶.

Los contratos indexados a referencias como TTF-*Day Ahead*, ICIS HEREN-*Day Ahead*, MIBGAS PVB *API-Day Ahead* y MIBGAS PVB *LPI-Day Ahead* representaron en 2024 el 9% del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC, excluyendo el segmento bilateral no registrado (frente al 7% en 2023). Por otro lado, el volumen negociado mediante contratos de corto plazo a precio fijo no indexados (inferior a un mes) ascendió a 126,5 TWh. La negociación de contratos indexados y contratos a corto plazo alcanzó en 2024 un volumen total de 159,6 TWh, lo que representó aproximadamente el 45% del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC, excluyendo el segmento bilateral no registrado. En consecuencia, las coberturas a precio fijo de largo plazo representaron cerca del 55% de dicho volumen.

A diferencia de los contratos de gas con precio fijo, estos productos indexados no ofrecen cobertura frente a la volatilidad de precios. Su principal función es garantizar la entrega física del gas y proporcionar a los participantes del mercado la certeza de que el precio de liquidación estará vinculado a un índice específico.

⁶⁶ Desde el 9 de febrero de 2023, MIBGAS publica los índices MIBGAS *Last Price Index (LPI) Day-Ahead* (índice diario de precio último, calculado a partir de los precios últimos de los correspondientes productos diarios y fin de semana en la ventana de negociación 17:15-17:30 h) y MIBGAS *Average Price Index (API) Day-Ahead* (índice de precio medio ponderado diario, calculado a partir de los precios de referencia de los correspondientes productos diarios y fin de semana), ambos aplicados a PVB y VTP (véase para mayor detalle [INSTRUCCIÓN 2025/PULT_06/ES/PT/MDER – PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL PRECIO ÚLTIMO de 31 de marzo de 2025 de MIBGAS](#)).

Esto elimina la necesidad de recurrir al mercado spot en el último momento y reduce el riesgo de operar en condiciones de menor liquidez y mayor volatilidad, asegurando además un precio representativo de mercado; adicionalmente, simplifica la operativa de la cobertura. No obstante, la negociación a plazo de estos productos indexados podría afectar la liquidez del mercado spot continuo de MIBGAS, ya que parte de las operaciones que tradicionalmente se realizaban en este mercado podrían trasladarse a contratos a plazo.

El volumen total negociado en TVB y en AVB disminuye en 2024

En 2024, el volumen de negociación en los mercados de gas (organizado –MIBGAS *Derivatives*– y no organizado –plataforma MS-ATR–) de contratos de compraventa de GNL en el Tanque Virtual de Balance (TVB)³⁷ disminuyó un 16,1%, respecto a 2023³⁸, situándose en 497,6 TWh (véase Cuadro 7). Dicho descenso fue consecuencia de la caída de la liquidez en la negociación en TVB en el MS-ATR (-16,5% respecto a 2023; 493,4 TWh). Por el contrario, aumentó de manera significativa la negociación en MIBGAS *Derivatives* (+89,8% respecto a 2023; 4,1 TWh), aunque solo representó el 0,8% del volumen total negociado en TVB.

Cabe mencionar que MIBGAS *Derivatives* ofrece el servicio de registro, compensación y liquidación de transacciones OTC en TVB a través de OMIClear; sin embargo, hasta la fecha no se ha registrado ninguna operación.

El 24 de octubre de 2023 se habilitó la negociación de productos futuros balance de mes (BoM) y mensuales (M+1, M+2, M+3) de GNL en TVB a través de MIBGAS *Derivatives*, aunque no se registraron operaciones con estos productos durante ese año. La primera negociación del contrato TVB-M+1 tuvo lugar el 10 de julio de 2024. En total, en 2024 se negociaron 46.562 MWh mediante futuros mensuales (0,05 TWh). Asimismo, MIBGAS *Derivatives* ofrece el servicio de registro, compensación y liquidación de las transacciones sobre estos contratos en TVB a través de OMIClear.

Por lo que se refiere al *spread* medio PVB-TV B para los contratos diarios con entrega al día siguiente (*Day-Ahead*), de forma similar a 2023, dicho diferencial se mantuvo por debajo de 1 €/MWh, con una prima para los contratos en PVB (véase Gráfico 4). La convergencia de precios entre PVB y TVB, junto con la reducción en las entradas de GNL al sistema gasista español en 2024 (-26%;

³⁷ 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, Mugaridos, Bilbao y El Musel).

³⁸ En 2023, el volumen total negociado en TVB se situó en 593,1 TWh (+12,3 respecto a 2022), pues la negociación en TVB en el MS-ATR (590,9 TWh) aumentó un 12% respecto al volumen de 2022 (527,6 TWh) y la negociación en MIBGAS *Derivatives* (2,2 TWh) lo hizo en un 441,7% (0,4 TWh en 2022).

pasando de 278 TWh en 2023 a 205,7 TWh en 2024³⁹), podrían explicar la disminución en la negociación en TVB.

Asimismo, en un contexto de altos niveles de llenado en los almacenamientos, el volumen total negociado en los mercados de gas –tanto en el mercado organizado de MIBGAS *Derivatives* como en las transacciones bilaterales del MS-ATR– para contratos de compraventa en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB)⁴⁰ registró en 2024 una caída del 35,2% respecto a 2023, situándose en 2,3 TWh (frente a 3,6 TWh en 2023), descenso similar al de 2023 (-30,4% respecto a 2022) (véase Cuadro 8).

Esta reducción en la negociación de AVB se produjo tanto en MIBGAS *Derivatives*, donde el volumen descendió un 19,1% interanual hasta situarse en 0,28 TWh (0,35 TWh en 2023), como en el MS-ATR, que experimentó una disminución del 36,9% respecto a 2023, situándose en 2,1 TWh (frente a 3,3 TWh en 2023).

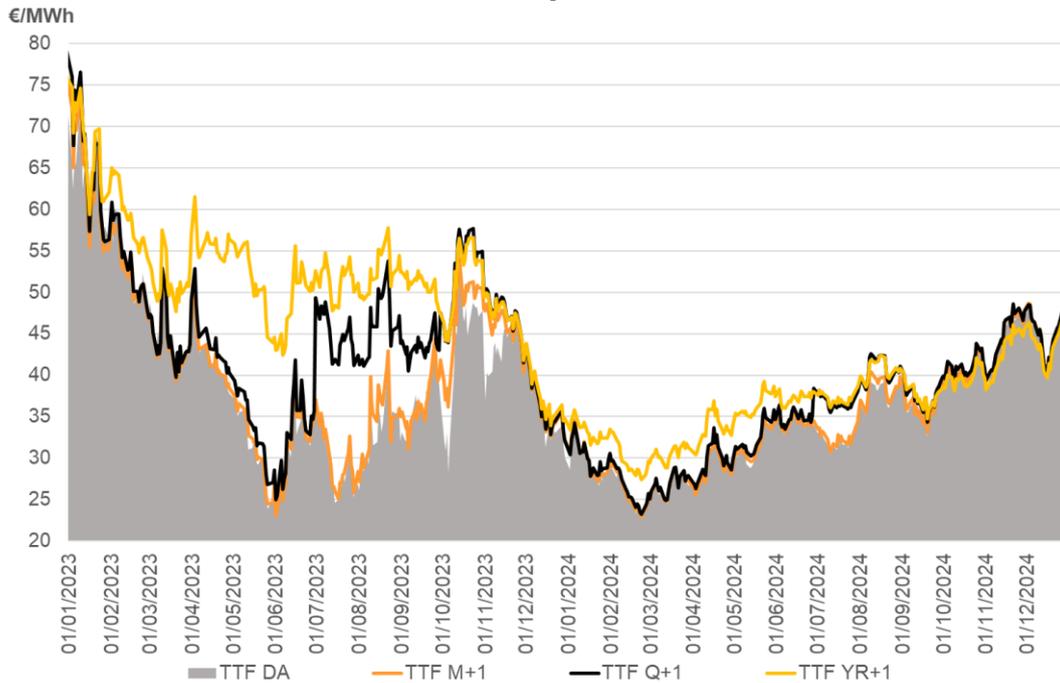
³⁹ [Enagas. El Sistema Gasista Español. Informe 2024.](#)

⁴⁰ 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

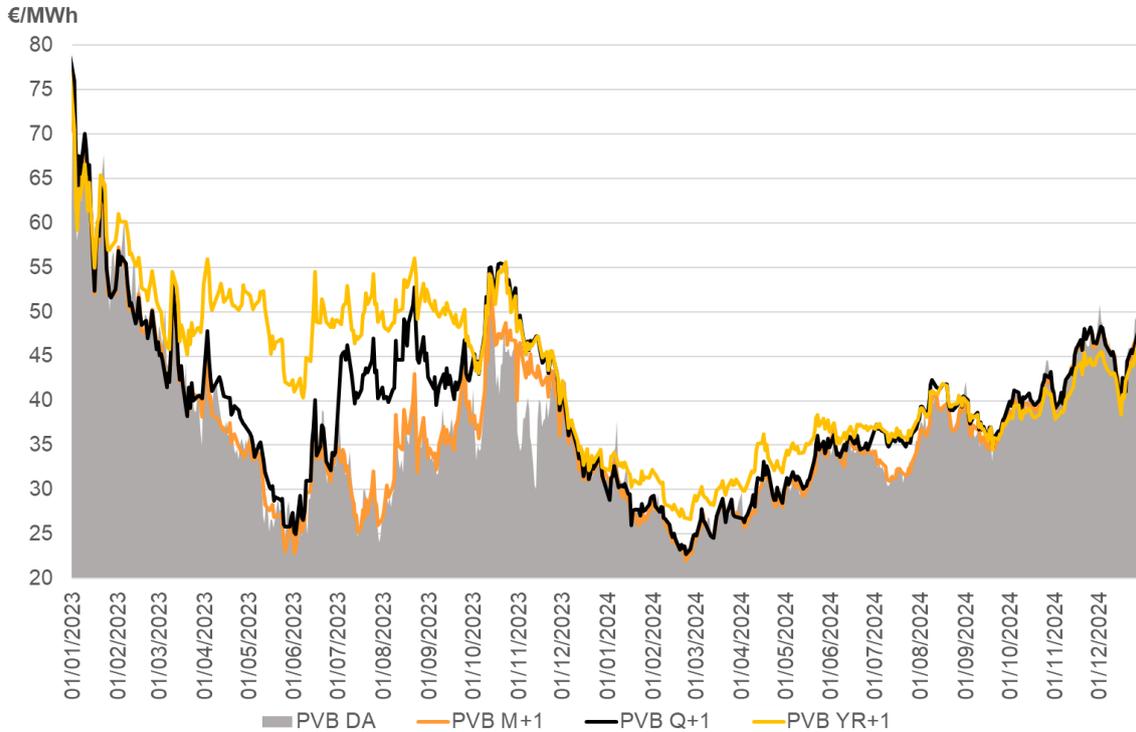
2.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas (TTF, PVB, PEG y TVB)

Gráfico 1. Evolución de los precios spot y a plazo (M+1, Q+1 y YR+1) en TTF. 2023 y 2024



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. 2023 y 2024



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. 2023 y 2024



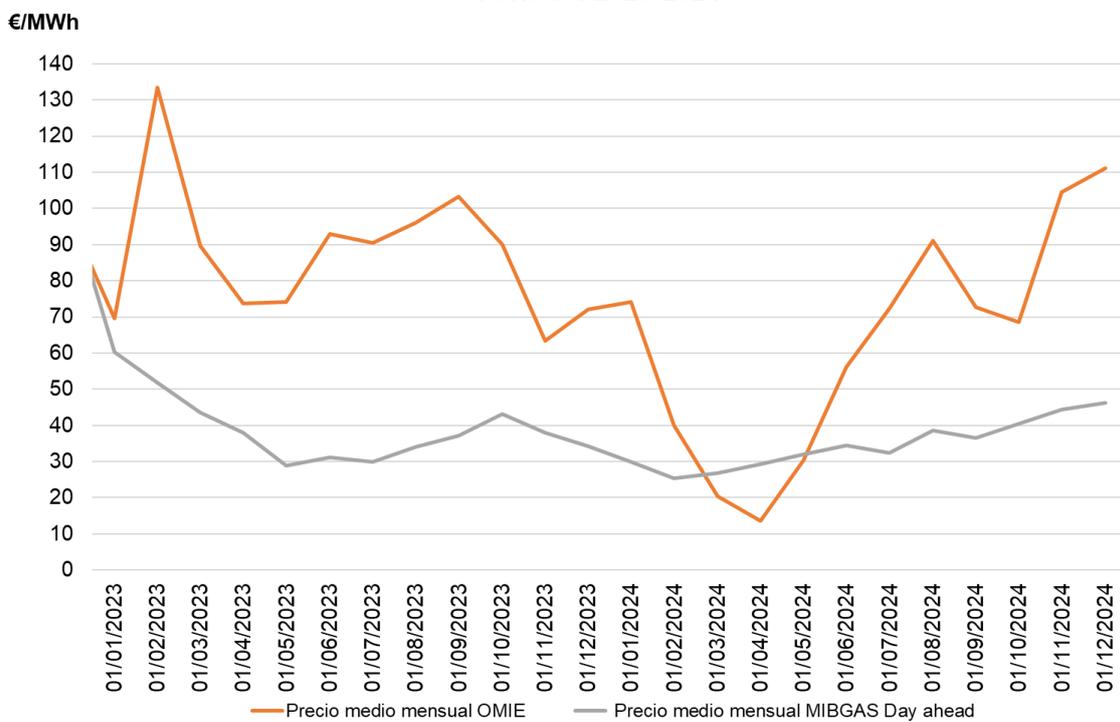
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencias ICE, PEGAS y MIBGAS)

Gráfico 4. Evolución de los precios spot en PVB y TVB. 2023 y 2024



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

Gráfico 5. Precios spot OMIE y MIBGAS (€/MWh) Periodo: 2023-2024



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y OMIE.

2.2. Volatilidades de los precios spot y de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB

Cuadro 1. Volatilidades* de los precios spot en PVB y en TTF

Año	Variación diaria Spot PVB %	Variación diaria Spot TTF %	Variación diaria Spot PVB €/MWh	Variación diaria Spot TTF €/MWh
2019	3,6%	4,6%	0,44	0,67
2020	3,6%	5,1%	0,29	0,49
2021	4,4%	4,4%	2,81	2,59
2022	8,6%	8,2%	9,15	7,80
2023	5,1%	4,8%	2,02	1,86
2024	2,4%	2,4%	0,81	0,82

* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones diarias de los precios spot, en % y en €/MWh.

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 TTF

Año	Variación diaria TTF M+1	Variación diaria TTF Q+1	Variación diaria TTF YR+1
2019	2,9%	2,4%	1,4%
2020	3,2%	2,7%	1,5%
2021	4,2%	3,8%	2,8%
2022	6,0%	5,6%	4,2%
2023	4,7%	4,0%	2,7%
2024	2,6%	2,4%	1,8%

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv

Cuadro 3. 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%
2024	2,0%	2,3%	1,7%

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv

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), en el tanque virtual de balance español (TVB) y en el Almacenamiento Virtual de Balance español (AVB)

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 4. 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: 2022-2024

Volumen negociado TWh	Total 2024	Total 2023	Total 2022	% 2024	% 2023	% 2022	2024 vs 2023
MIBGAS, MIBGAS Derivatives y EEX	141,3	148,1	123,6	24,6%	25,8%	21,2%	-4,6%
<i>MIBGAS**</i>	135,0	143,8	121,4	95,5%	195,0%	164,6%	-6,2%
<i>MIBGAS Derivatives (OMIClear)</i>	5,6	4,0	1,8	4,0%	5,4%	2,5%	41,7%
<i>EEX</i>	0,7	0,3	0,4	0,5%	0,4%	0,5%	110,5%
OTC***	433,7	426,2	460,4	75,4%	74,2%	78,8%	1,8%
OTC MS-ATR (PVB-ES)	359,7	338,8	382,0	82,9%	79,5%	83,0%	6,2%
OTC registrado en cámaras	74,1	87,4	78,4	17,1%	20,5%	17,0%	-15,2%
<i>OMIClear</i>	12,5	7,6	5,6	16,9%	8,7%	7,2%	64,1%
<i>BME Clearing</i>	0,8	1,8	2,0	1,1%	2,0%	2,5%	-55,4%
<i>European Commodity Clearing (EEX-ECC)</i>	60,7	78,0	70,9	82,0%	89,2%	90,4%	-22,1%
Total	575,0	574,3	584,0	100,0%	100,0%	100,0%	0,1%

* Se incluye la negociación en productos PVB indexados al Last Price Index (LPI) Day Ahead, PVB indexados a TTF ICIS Day Ahead; como los listados en MIBGAS *Derivatives*, o cualquier otro producto indexado con entrega en PVB.

** 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 2024 el volumen ascendió a 11 TWh (20,4 TWh en 2023 y 17,9 TWh en 2022).

*** Transacciones bilaterales o intermediadas por agencia, registradas en el MS-ATR o en CCPs. El volumen anual 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.

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

Cuadro 5. Volumen anual negociado sobre PVB (en TWh) en el mercado OTC (MS-ATR y registrado en CCPs), intermediado, bilateral y subastas bajo petición en MIBGAS. Periodo: 2022-2024

Volumen negociado TWh	Total 2024	Total 2023	Total 2022	% 2024	% 2023	% 2022	2024 vs 2023
OTC PVB-ES: MS-ATR y registrado	433,7	426,2	460,4	100,0%	100,0%	100,0%	1,8%
OTC Agencias de Intermediación*	189,6	181,3	166,9	43,7%	42,6%	36,2%	4,6%
<i>Registrado en cámaras</i>	50,5	84,6	48,8	26,7%	46,6%	29,2%	-40,2%
<i>No registrado</i>	139,1	96,8	118,1	73,3%	53,4%	70,8%	43,7%
OTC Bilateral	242,8	244,1	293,4	56,0%	57,3%	63,7%	-0,5%
<i>Registrado en cámaras</i>	22,2	2,1	29,5	9,2%	0,8%	10,1%	984,0%
<i>No registrado</i>	220,6	242,0	263,9	90,8%	99,2%	89,9%	-8,9%
Subasta bajo petición MIBGAS**	1,3	0,8	0,1	0,3%	0,2%	0,0%	62,9%
<i>Registrado en cámaras</i>	1,3	0,8	0,1	100,0%	100,0%	100,0%	62,9%
<i>No registrado</i>	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%	-

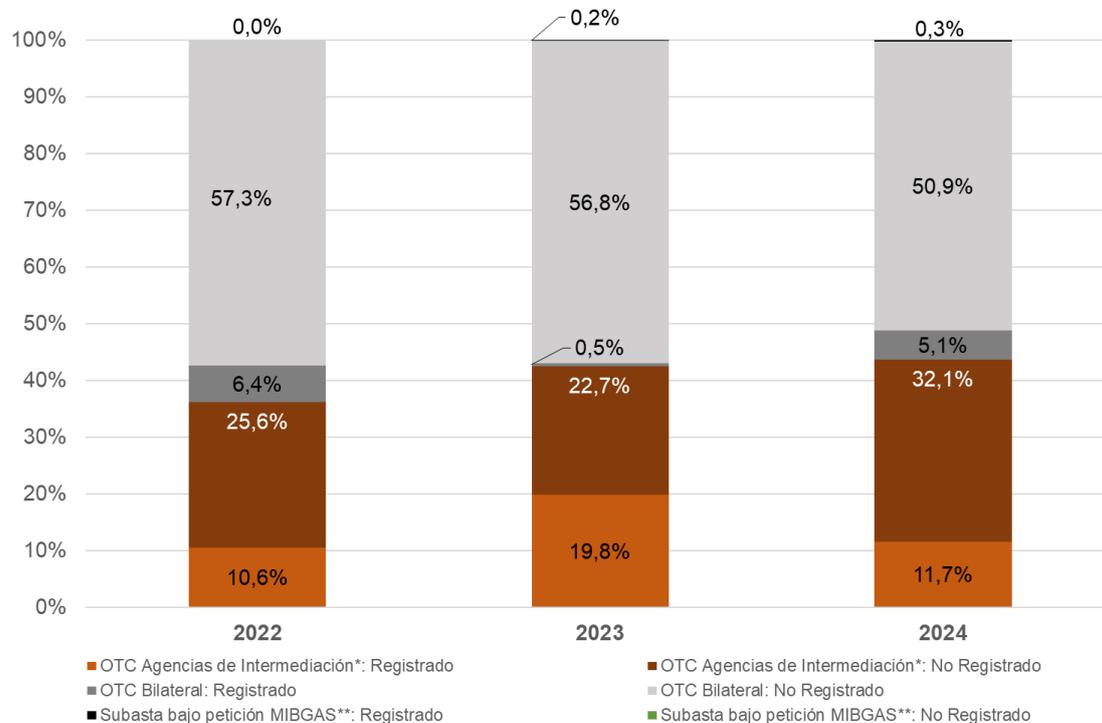
* Las agencias de intermediación operan como Sistemas Organizados de Contratación (SOC; OTF por sus siglas en inglés) cuando intermedian contratos de gas.

** En 2022, MIBGAS *Derivatives* lanzó el servicio de subastas bajo petición a través del segmento de mercado MIBGAS *Derivatives* Subastas. Esta herramienta permite a los agentes convocar subastas para cualquier producto físico de gas natural o GNL. El resultado de la subasta puede registrarse en OMIClear de forma anónima si el iniciador así lo indica al convocarla. Alternativamente, una vez realizada la casación y reveladas las contrapartes, estas pueden optar por registrarlo en una CCP o en el MS-ATR, según los acuerdos previos que hayan establecido.

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

Gráfico 6. Volumen anual negociado sobre PVB (en %) en el mercado OTC (MS-ATR y registrado en CCPs), intermediado, bilateral y subastas bajo petición en MIBGAS.

Periodo: 2022-2024



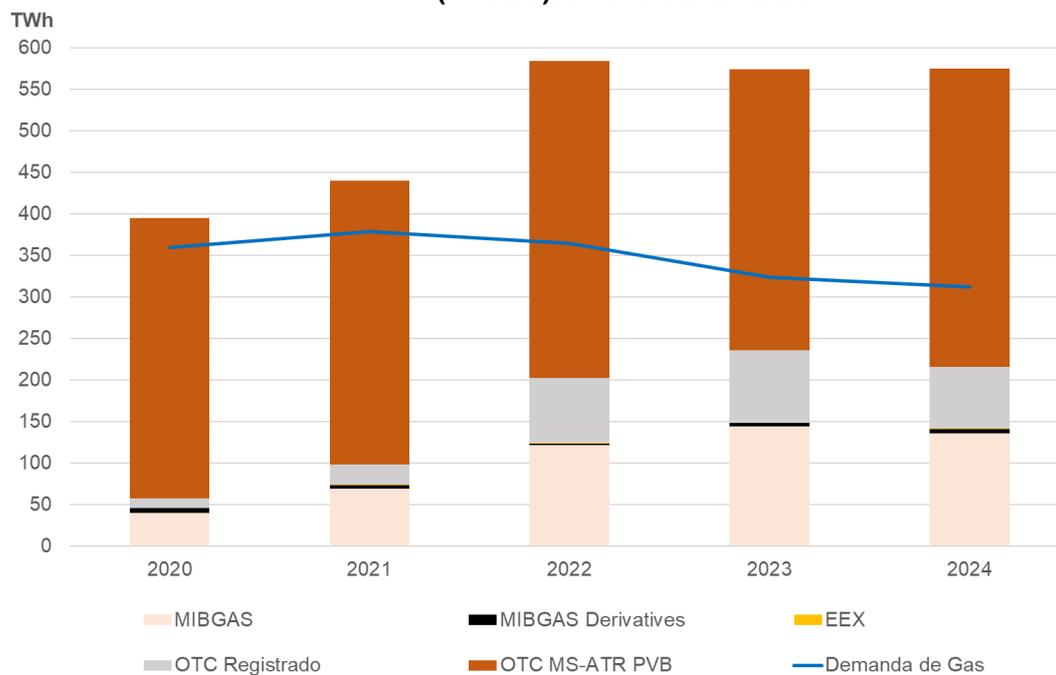
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

Cuadro 6. Volumen registrado en CCPs (en TWh)
Periodo: 2022-2024

Volumen registrado en CCP TWh	Total 2024	Total 2023	Total 2022	2024 vs 2023
OMIClear	29,2	32,0	25,4	-8,7%
BME Clearing	0,8	1,8	2,0	-55,4%
European Commodity Clearing (EEX-ECC)	61,4	78,3	71,2	-21,6%
Total	91,4	112,0	98,5	-18,4%

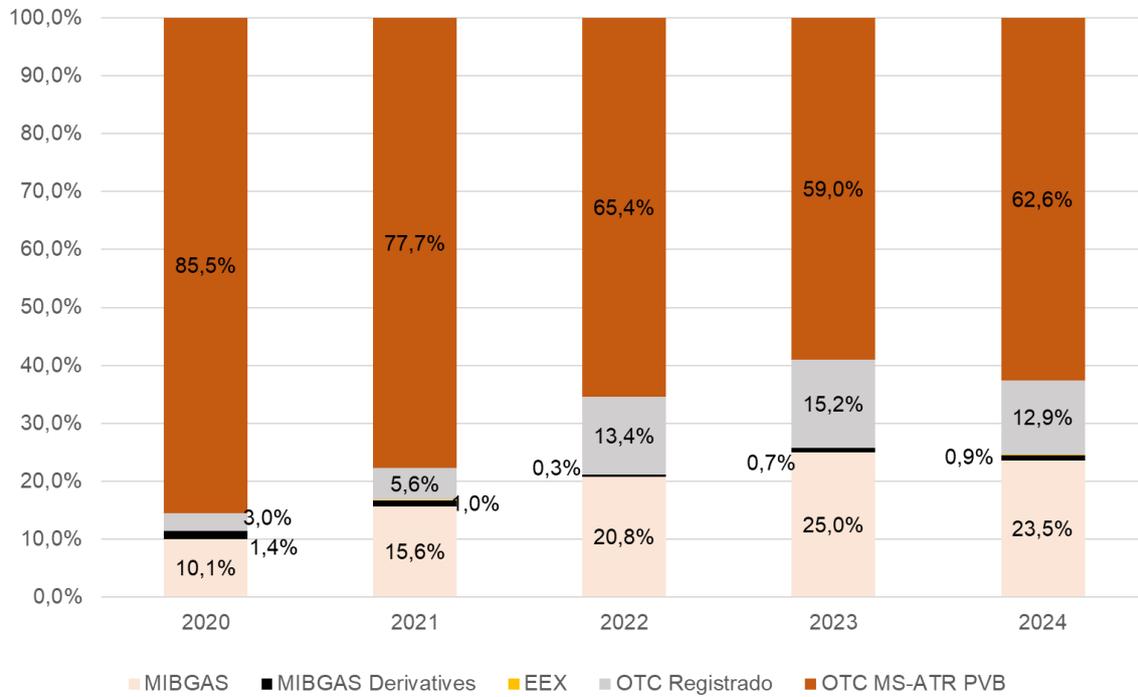
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

Gráfico 7. 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). Periodo: 2020-2024



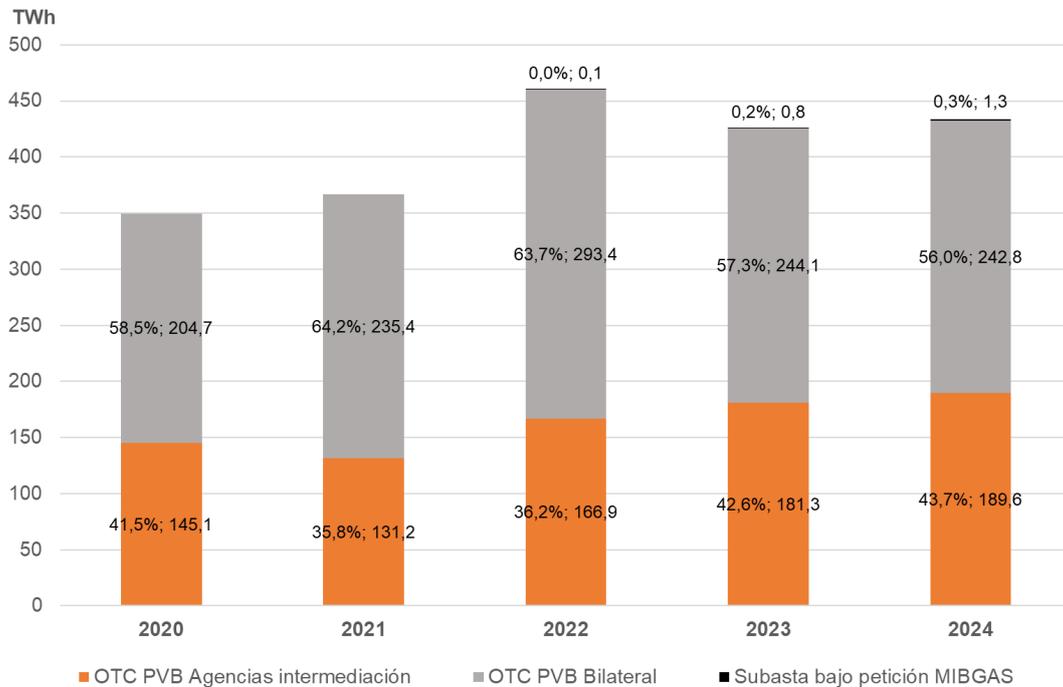
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS *Derivatives*, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

**Gráfico 8. Volumen anual de gas (referencia PVB) negociado (en%) en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en CCPs).
Periodo: 2020-2024**



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

Gráfico 9. Volumen anual negociado sobre PVB (en TWh y en%) en el mercado OTC (intermediado, bilateral y subastas bajo petición en MIBGAS)*. Periodo: 2020-2024



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

3.2. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el TVB

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 TVB. Periodo: 2022-2024

Volumen negociado TWh	Total 2024	% 2024	Total 2023	% 2023	Total 2022	% 2022	2024 vs 2023
MIBGAS Derivatives	4,1	0,8%	2,2	0,4%	0,4	0,1%	89,8%
<i>Continuo</i>	4,1	99,3%	2,1	97,8%	0,4	97,1%	92,6%
<i>Subasta</i>	0,03	0,7%	0,05	2,2%	0,01	2,9%	-36,5%
OTC MS-ATR	493,4	99,2%	590,9	99,6%	527,6	99,9%	-16,5%
<i>Agencias de Intermediación</i>	37,0	7,5%	14,8	2,5%	1,3	0,3%	150,4%
<i>Bilateral</i>	456,4	92,5%	576,1	97,5%	526,3	99,7%	-20,8%
Total	497,6	100,0%	593,1	100,0%	528,0	100,0%	-16,1%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, ENAGAS y agencias de intermediación.

3.3. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el AVB

Cuadro 8. Volumen anual negociado (en GWh*) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en AVB. Periodo: 2022-2024

Volumen negociado GWh	Total 2024	% 2024	Total 2023	% 2023	Total 2022	% 2022	2024 vs 2023
MIBGAS Derivatives	279,7	11,9%	345,7	9,5%	403,2	7,7%	-19,1%
<i>Continuo</i>	279,7	100,0%	345,6	100,0%	391,4	97,1%	-19,1%
<i>Subasta</i>	0,00	0,0%	0,15	0,0%	11,79	2,9%	-100,0%
OTC MS-ATR	2.068,0	88,1%	3.276,9	90,5%	4.804,7	92,3%	-36,9%
<i>Agencias de Intermediación</i>	11,2	0,5%	3,6	0,1%	0,5	0,0%	208,1%
<i>Bilateral</i>	2.056,8	99,5%	3.273,3	99,9%	4.804,2	100,0%	-37,2%
Total	2.347,7	100,0%	3.622,7	100,0%	5.207,8	100,0%	-35,2%

* Dado el menor volumen negociado en AVB, se presentan los datos en GWh en lugar de TWh.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS *Derivatives*, ENAGAS y agencias de intermediación.

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 9. Volumen anual negociado (en TWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en TTF. Periodo: 2022-2024

Volumen negociado TTF TWh	Total 2024	Total 2023	Total 2022	% 2024	% 2023	% 2022	2024 vs 2023
Mercados organizados	52.600,0	41.262,9	26.807,7	72,9%	71,5%	65,7%	27,5%
OTC Bilateral	9.152,9	8.165,4	7.514,8	12,7%	14,1%	18,4%	12,1%
OTC Registrado	10.369,9	8.311,4	6.476,0	14,4%	14,4%	15,9%	24,8%
Total	72.122,8	57.739,7	40.798,5	100%	100%	100%	24,9%

Fuente: Trayport

5. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC⁴¹ (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega

Cuadro 10. Volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs y en subastas bajo petición en MIBGAS), de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega (TWh). Periodo: 2022-2024

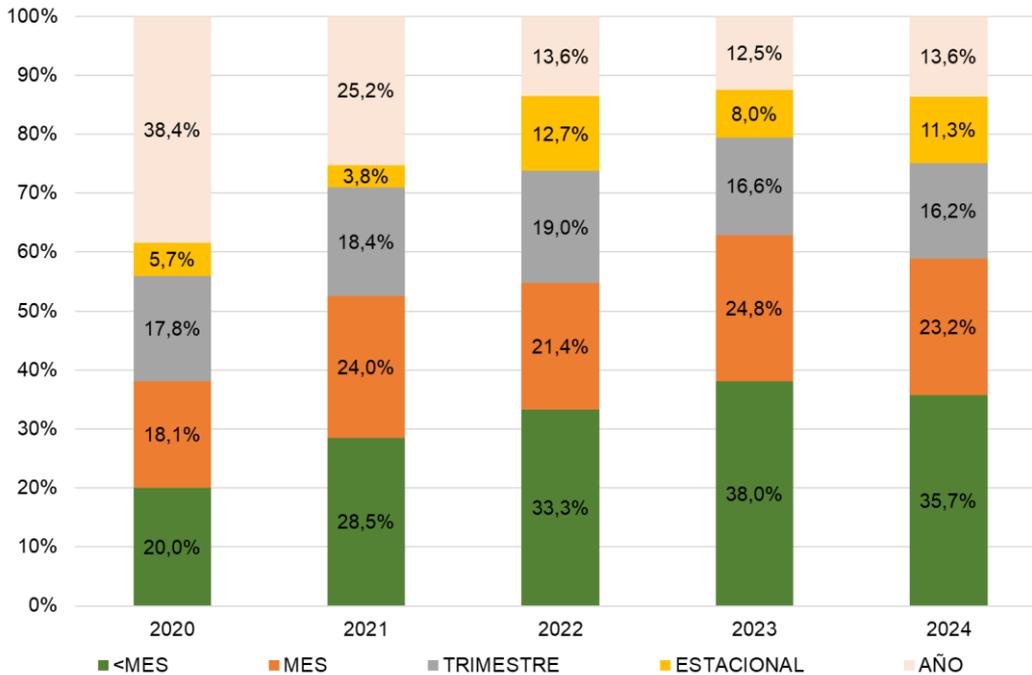
Tipo de contrato	Total 2024	% Total 2024	Total 2023	% Total 2023	Total 2022	% Total 2022	2024 vs 2023
Intradiario y Diario	105,7	29,8%	103,8	31,2%	90,0	28,1%	1,8%
Intradiario	37,3	10,5%	34,4	10,4%	28,7	9,0%	8,4%
Diario	68,4	19,3%	69,4	20,9%	61,3	19,2%	-1,4%
Fin de semana	16,9	4,8%	17,2	5,2%	13,9	4,3%	-1,4%
Balance de semana	2,0	0,6%	3,7	1,1%	1,9	0,6%	-46,1%
Semana	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-
Balance de Mes	2,0	0,6%	1,7	0,5%	0,9	0,3%	16,5%
Total Corto Plazo	126,6	35,7%	126,4	38,0%	106,7	33,3%	0,2%
Mensual	82,2	23,2%	82,5	24,8%	68,5	21,4%	-0,4%
Trimestral	57,4	16,2%	55,1	16,6%	60,9	19,0%	4,1%
Estacional (Verano/Invierno)	40,0	11,3%	26,7	8,0%	40,5	12,7%	50,0%
Anual	48,2	13,6%	41,6	12,5%	43,5	13,6%	16,0%
Total Largo Plazo	227,8	64,3%	205,9	62,0%	213,4	66,7%	10,6%
Total	354,4	100%	332,3	100%	320,1	100%	6,7%

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

⁴¹ La CNMC no dispone de información sobre los precios ni sobre la tipología de los contratos negociados en el mercado OTC bilateral no registrado.

Gráfico 10. Volumen anual negociado sobre PVB (en%) en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs* y en subastas bajo petición en MIBGAS), por horizonte de entrega.

Periodo: 2022-2024



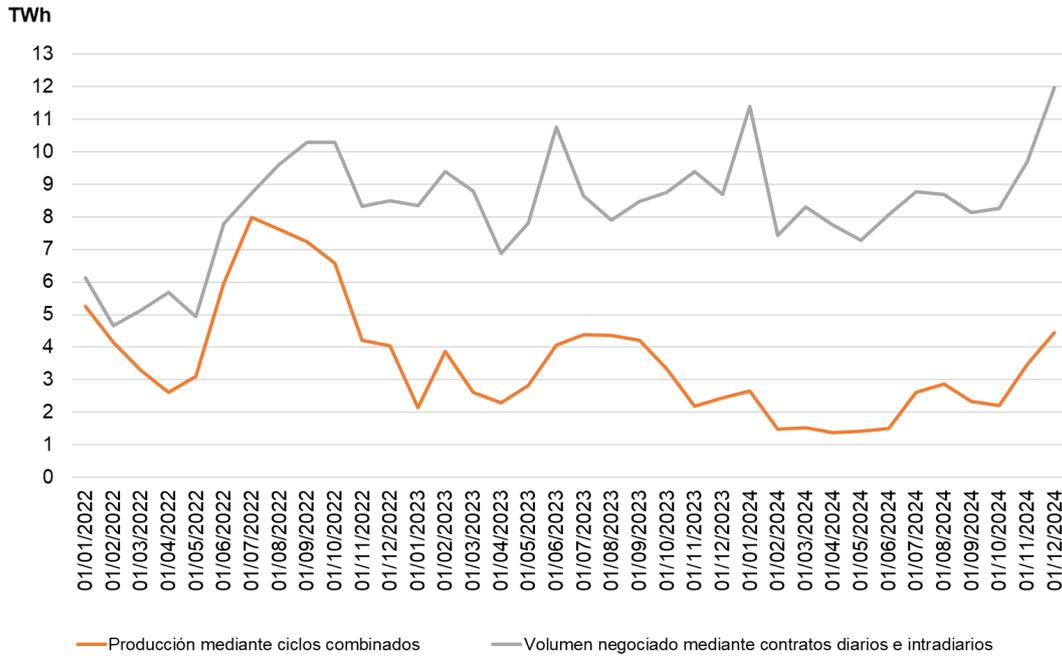
* El volumen negociado en el mercado OTC de forma bilateral y registrado en CCPs se contabiliza a partir de 2022 incluido.

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 2024, al igual que en 2023, los contratos intradía y diarios fueron los de mayor volumen de negociación, con el 29,8% del volumen total negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), experimentando una subida del 1,8% respecto a 2023. A continuación, se situaron los contratos mensuales, con el 23,2%, seguidos de los trimestrales, con el 16,2%. Si bien se revierte la tendencia de descenso en la contratación de contratos anuales, con un ligero aumento de su cuota del 12,5% al 13,6%, esta cifra sigue siendo significativamente inferior a la registrada en 2021, cuando alcanzaba el 25,2%.

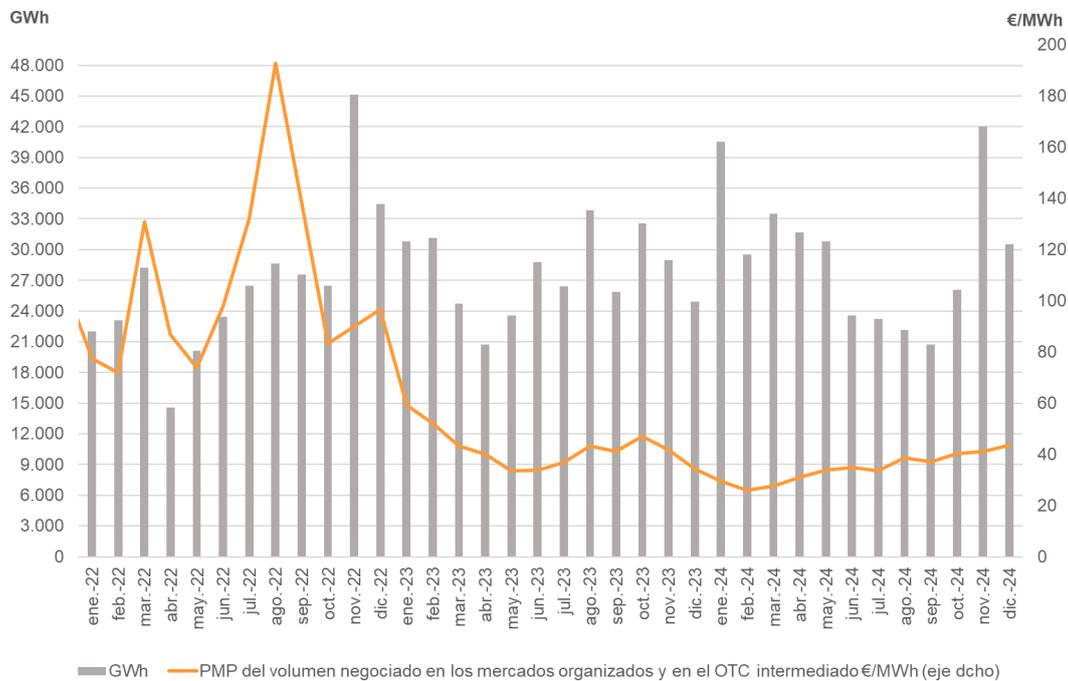
**Gráfico 11. Volumen negociado sobre PVB de contratos diarios e intradiarios en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), y energía producida mediante ciclos combinados (TWh)
Periodo: 2022-2024**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y REE.

6. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por mes de negociación

Gráfico 12. Energía (GWh) y PMP (€/MWh) del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs y en subastas bajo petición en MIBGAS), con entrega en el PVB, por mes de negociación. Periodo: 2022-2024

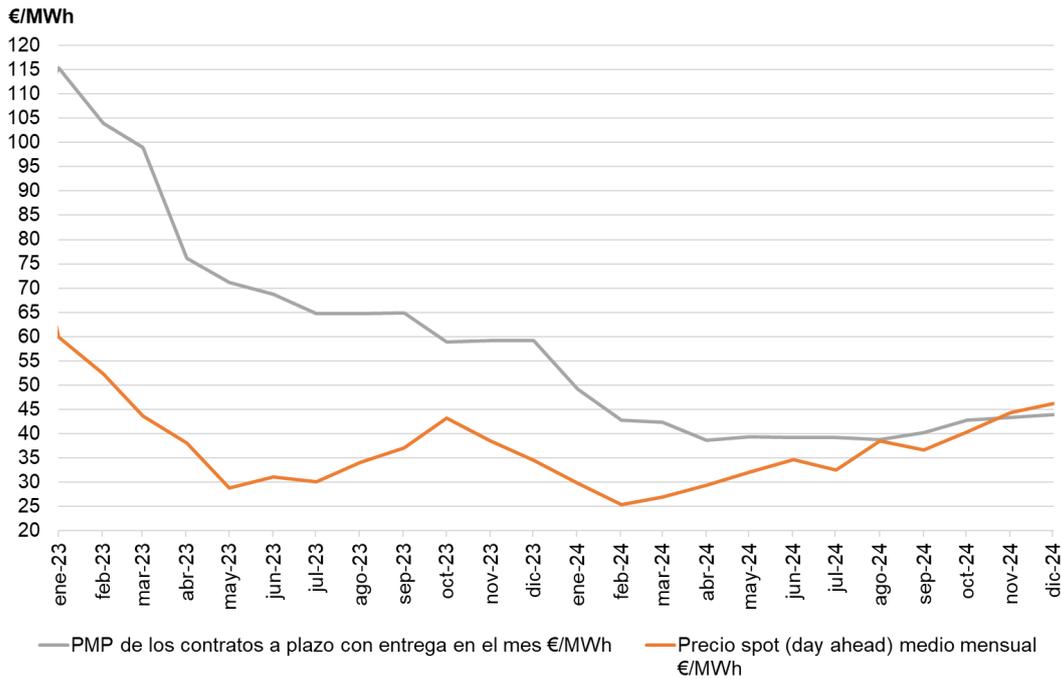


Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS *Derivatives*, EEX-ECC, OMIClear, BME Clearing y agencias de intermediación.

En 2024 el precio medio ponderado por el volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registrados en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) (354,4 TWh) se situó en 34,58 €/MWh, un 19,1% inferior al precio medio ponderado por el volumen negociado en 2023 (332,3 TWh), 42,75 €/MWh.

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

**Gráfico 13. 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).
Periodo: 2023-2024**



* Precio medio de los contratos a plazo mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilateral registrado en CCPs y en subastas bajo petición en MIBGAS), 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.

Cuadro 11. Precio medio ponderado (PMP) de los contratos a plazo de compraventa de gas, con entrega en el PVB, en el mes correspondiente, PMP del último día de negociación de los contratos mensuales, precio spot (contratos *day ahead*) medios mensuales y diferenciales de dichos PMP respecto al precio spot medio mensual (en €/MWh). Año 2024.

Periodo de entrega	PMP de los contratos a plazo con entrega en el mes ¹ €/MWh	PMP último día de negociación PVB-ES a un mes ² €/MWh	Precio spot (<i>day ahead</i>) medio mensual €/MWh	Prima de riesgo ex post ³ €/MWh	Prima de riesgo ex post ⁴ €/MWh
	A	B	C	A-C	B-C
ene-24	49,02	32,08	29,74	19,28	2,35
feb-24	42,70	28,12	25,39	17,31	2,73
mar-24	42,26	23,82	26,91	15,36	-3,08
abr-24	38,46	27,50	29,34	9,12	-1,84
may-24	39,18	28,32	32,05	7,13	-3,73
jun-24	38,91	34,41	34,65	4,27	-0,23
jul-24	38,86	34,15	32,51	6,35	1,64
ago-24	38,55	35,10	38,56	-0,01	-3,47
sep-24	39,92	38,70	36,68	3,24	2,03
oct-24	41,97	38,58	40,34	1,63	-1,76
nov-24	41,63	41,52	44,36	-2,73	-2,84
dic-24	42,42	46,30	46,14	-3,72	0,15

¹ Precio medio de los contratos a plazo mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), con entrega en el PVB en el mes correspondiente, ponderado por el volumen negociado que se entrega en dicho mes.

² Precio medio del contrato de compraventa mensual en los últimos cinco días naturales de cotización, con entrega en el PVB en el mes correspondiente, ponderado por el volumen negociado de dicho contrato en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) o, si no hubiera negociación, su cotización.

³ Prima de riesgo ex post, definida como la diferencia entre los precios a plazo de los productos negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), con entrega en un periodo concreto, y el precio spot (*day ahead*) correspondiente a ese periodo (*daily reference price* publicado por MIBGAS). Para el cálculo de la prima de riesgo se toma en consideración el precio referido en el punto 1.

⁴ Para el cálculo de esta prima de riesgo se toma en consideración el precio referido en el punto 2.

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, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) de contratos de compraventa de gas en PVB mensuales, trimestrales, estacionales y anual, con entrega en 2024 se situó en promedio en 18.360 GWh/mes, un 5,6% superior al volumen promedio con entrega en 2023 (17.383,4 GWh/mes), representando el 66,9% de la demanda promedio mensual de gas en 2024 (25.984 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 2024) negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS), ponderado por el volumen entregado en 2024, se situó en 41,59 €/MWh, 6,87 €/MWh superior al precio spot medio⁴² de 2024 (34,72 €/MWh). El precio medio de los contratos de compraventa de gas con entrega en PVB (contratos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales con entrega en 2023), ponderado por el volumen entregado en 2023, se situó en 75,50 €/MWh, 36,23 €/MWh superior al precio spot medio de 2023 (39,28 €/MWh).

Por tanto, las transacciones de gas negociadas en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación, bilaterales registradas en CCPs y subastas bajo petición en MIBGAS) mediante contratos de largo plazo (mensuales, trimestrales, estacionales y anuales) con entrega en 2024 fueron más baratas (41,59 €/MWh) que las transacciones mediante contratos de largo plazo con entrega en 2023 (75,50 €/MWh), si bien el precio promedio de dichas transacciones fue superior al precio medio spot en 2024 (34,72 €/MWh). En 2023, las transacciones de gas negociadas en dichos mercados mediante contratos de largo plazo (mensuales, trimestrales, estacionales y anuales) con entrega en 2023 fueron también más caras (75,50 €/MWh) que el precio spot medio (39,28 €/MWh).

Esto implica que, a diferencia de lo ocurrido en 2021 y 2022, la prima de riesgo de los contratos a plazo con entrega en 2023 y 2024 fue positiva. Como resultado, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron, en promedio, con pérdidas (beneficios).

En 2021 y 2022, las primas de riesgo ex post fueron negativas y significativamente elevadas en los mercados a plazo de gas, ya que los precios a plazo no anticiparon la trayectoria ascendente de los precios spot hasta que estos comenzaron a subir, ni lograron prever los valores finales alcanzados.

Por el contrario, en 2023 y 2024, las primas de riesgo ex post fueron positivas. En 2023, estas primas fueron especialmente elevadas, dado que los precios a plazo no supieron anticipar la rápida caída de los precios spot, impulsada por la contracción de la demanda de gas y el sólido suministro de GNL. En 2024, aunque los precios a plazo continuaron sobreestimando los precios spot, las primas fueron inferiores a las de 2023. Esto refleja un retorno del mercado a niveles de precios más normales, con una prima de riesgo que habría estado influenciada, entre otros aspectos, por la incertidumbre en el contexto geopolítico internacional.

⁴² Precio medio de los contratos diarios con entrega al día siguiente (*day ahead*).

