

BOLETÍN ANUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (BALANCE 2024)

IS/DE/003/24

10 de abril de 2025

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución del volumen de negociación en los mercados a plazo	15
2.1. Evolución de la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato	19
2.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación	21
3. Precios de los futuros liquidados en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España vs. precio de contado	22
4. Precios de contado y cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia	25
4.1. Volatilidades de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia	27
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
5. Precio del gas y de los derechos de emisión de CO₂	30
6. Estructura de generación para la cobertura de la demanda peninsular	32

1. Hechos relevantes

En 2024, el precio medio de la electricidad en los mercados europeos, tanto spot como a plazo, experimentó una disminución en comparación con 2023, en un contexto de reducción del precio medio del gas respecto al año anterior. Sin embargo, la mayor producción de electricidad a partir de fuentes renovables se reflejó en un repunte de la volatilidad del precio de contado eléctrico.

En el mercado del gas, el primer trimestre del año se caracterizó por el mantenimiento de unos fundamentales bajistas —un elevado nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos¹, un suministro robusto² y una demanda que no terminaba de recuperarse³— que 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 gas⁴. No obstante lo anterior, el precio medio del gas se redujo en el año 2024 respecto al registrado en 2023⁵.

En 2024 los precios spot eléctricos mantuvieron una evolución descendente

En los mercados europeos, los precios medios spot de electricidad descendieron por segundo año consecutivo. Así, en 2024, el precio medio spot se redujo un 27,6% en el mercado español, un 16,4% en el mercado alemán y un 40,4% en el mercado

¹ A 25 de marzo, al 59% en Europa y al 79,7% en España.

² 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.

³ La demanda europea de gas siguió manteniéndose por debajo de la media de los últimos 5 años, debido al progresivo descenso de la demanda de gas para el sector eléctrico, por el aumento de la generación renovable, y a pesar del incremento de la demanda industrial. En España, la demanda total de gas registró un descenso interanual del 1,5% durante el invierno 23-24.

⁴ El consumo de gas natural en diciembre de 2024 (35,2 TWh) experimentó un aumento interanual del 15,8%, impulsado por un notable incremento en la demanda para generación eléctrica (+58,3%) y un aumento en la demanda convencional (+3,9%). Sin embargo, el consumo total de gas natural en 2024 (311,8 TWh) registró una disminución interanual del 3,7%, a pesar del crecimiento en la demanda convencional (+3,9%), debido a la fuerte caída en la demanda para generación eléctrica (-22,3%).

⁵ En 2024, el precio spot en MIBGAS se situó en una horquilla de 22-53 €/MWh (en 2023 dicha horquilla de precios fue de 23-72 €/MWh) y terminó el año en el entorno de los 50 €/MWh. El precio medio de la negociación a plazo de gas en España en 2024 mediante contratos con horizonte de entrega igual o superior al mes se situó en torno a 35 €/MWh (45 €/MWh en 2023).

francés⁶ (véase Cuadro 5).

En España, el descenso del precio medio del gas y la mayor aportación de las energías renovables al *mix* de generación (57,8% en 2024⁷ frente a 52,2% en 2023; véase Cuadro 10) contribuyeron a la caída del precio medio de la electricidad, a pesar del ligero aumento en la demanda⁸ (+0,9%). De esta forma, el precio medio spot en el mercado español se situó en 2024 en 63,04 €/MWh, frente a 87,10 €/MWh de 2023. Sin embargo, la volatilidad⁹ aumentó respecto a la del año anterior (del 53,6% en 2024 al 37,4% en 2023), debido a la mayor producción de electricidad a partir de fuentes renovables.

En Francia, en 2024, la evolución del precio spot de la electricidad estuvo determinada por la mejora en el rendimiento del parque nuclear francés, con una vuelta anticipada a la operación de 11 reactores¹⁰ que estaban en parada por mantenimiento desde principios de año, lo que se reflejó en un aumento de la producción nuclear hasta 361,7 TWh en 2024, frente a 320,4 TWh en 2023¹¹, y en un descenso del hueco térmico, que pasó de 31,6 TWh a 20 TWh en el mismo periodo. La producción total creció un 8,9%, hasta 537,4 TWh en 2024¹², impulsada principalmente por las exportaciones, que alcanzaron un saldo neto récord de 89 TWh¹³. Por su parte, la demanda de electricidad se situó en 440,6 TWh¹⁴, con un ligero incremento del 0,7% (+3,2 TWh) en comparación con 2023, en un cambio de tendencia respecto a los últimos años. En este contexto, el precio medio de la electricidad se redujo un 40,4% en 2024, situándose en 57,74 €/MWh frente a 96,86 €/MWh de 2023.

⁶ En 2023, respecto al 2022, el precio medio spot se redujo un 48% en el mercado español, un 59,6% en el mercado alemán y un 64,9% en el mercado francés.

⁷ En 2024, la mayor contribución de la producción renovable al *mix* de generación se debió principalmente al aumento de la participación de la tecnología hidráulica (13,6% de la generación anual vs. 10% en 2023) y fotovoltaica (17,3% de la generación anual vs. 14,5% en 2023).

⁸ En 2024, la demanda eléctrica peninsular aumentó un 0,9% respecto a 2023, o un 1,5% si se corrige el efecto de la laboralidad y las temperaturas, rompiendo así la tendencia de descenso registrada en 2022 y 2023. La caída de la demanda en 2023 frente a 2022 fue del -2,5% (-2,1% en términos corregidos), una reducción menor que la observada en 2022 respecto al año 2021, que alcanzó el -2,9% en términos globales y el -3,9% una vez corregida.

⁹ Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en OMIE.

¹⁰ De un parque total de 57 reactores nucleares (<https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france>).

¹¹ El incremento en 2023 respecto a 2022 fue similar: de 279 TWh en 2022 a 320,4 TWh en 2023.

¹² <https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/generation/global>.

¹³ <https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/markets/imports-exports>.

¹⁴ Demanda de 449,1 TWh, una vez corregido el efecto de la laboralidad y las temperaturas (<https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/consumption/consumption-global>).

En Alemania, la mayor aportación de las energías renovables al *mix* de generación¹⁵ (59% en 2024¹⁶ frente a 56% en 2023) se reflejó en una reducción del 10% de la generación convencional respecto al año anterior, hasta 176,8 TWh (22,8% de la generación total)¹⁷. Por su parte, 2024 fue el primer año completo sin ninguna contribución de la energía nuclear a la generación total de Alemania¹⁸. De este modo, en un contexto de caída del precio medio del gas, y a pesar del ligero aumento en la demanda¹⁹ (+0,9%), se redujo el precio medio spot de la electricidad (-16,4%); que se situó en 79,57 €/MWh, en contraste con los 95,18 €/MWh registrados en 2023.

En 2024, el spread de precios spot del mercado español y alemán se mantuvo negativo (ES<AL), mientras que con el mercado francés se invirtió (ES>FR). A finales de 2023, la expectativa de precios del mercado, reflejada en la cotización del contrato anual 2024 con subyacente español (a 27 de diciembre de 2023), anticipaba un precio medio diario en España de 82,75 €/MWh, inferior a los precios previstos para los contratos equivalentes con subyacente alemán (95,72 €/MWh) y francés (94,90 €/MWh). A cierre de año, el precio medio spot en España terminó situándose en 63,04 €/MWh, notablemente por debajo de la previsión inicial, con un spread negativo de -16,54 €/MWh respecto al precio medio spot en Alemania (que se situó en 79,57 €/MWh). Por el contrario, en Francia el precio medio spot fue de 57,74 €/MWh, situándose por debajo del español y generando un spread positivo de 5,30 €/MWh. Esta inversión en el diferencial de precios con Francia fue contraria a las expectativas del mercado, que preveían un precio spot en el mercado francés superior al del mercado español. Sin embargo, como se ha comentado, en 2024 fue determinante para la bajada del precio spot francés la recuperación de los niveles de producción de su parque nuclear, cercanos a su capacidad instalada, tras la resolución progresiva de los problemas de corrosión y el regreso a operación de los reactores afectados.

Como consecuencia de la tendencia descendente de los precios de contado eléctricos, la renta de congestión de la interconexión España-Francia en el año 2024

¹⁵ <https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/215704>

¹⁶ El mayor aumento en la generación en 2024 provino de la energía solar, con 63,3 TWh frente a 55,7 TWh en 2023. Esto se debió al aumento de la capacidad neta instalada y a niveles inusualmente altos de radiación solar durante el verano.

¹⁷ Principalmente se produjo una reducción de la producción a partir de carbón, ya que la generación con gas aumentó un 8,6%, hasta representar el 13,2% de la generación total.

¹⁸ En 2023, las últimas centrales nucleares generaron el 1,5% de la electricidad total. En 2022, último año completo antes del cierre definitivo de las plantas nucleares, la energía nuclear representó el 6,7% de la generación total.

¹⁹ A pesar del aumento de la demanda, la generación neta de electricidad en 2024 cayó un 4,2% por las importaciones netas de electricidad. Alemania importó 67,0 TWh de electricidad en 2024, un 23,2% más que en el año anterior (54,3 TWh). El país que suministró la mayor cantidad de electricidad a Alemania fue Francia, con 15,8 TWh. Las exportaciones de electricidad de Alemania disminuyeron un 10,1%, hasta los 35,1 TWh.

fue de 448,4 millones de euros²⁰, un 11,1% inferior a la del año anterior (de 504,5 millones de euros), registrándose diferencias de precios entre las dos zonas en el 67,5% de las horas (67,2% en 2023).

Evolución descendente de los precios a plazo de la electricidad en 2024

El descenso en el precio medio del gas en 2024, tanto spot como a plazo, así como del precio spot de la electricidad tuvo su reflejo en los mercados a plazo de electricidad, en los que las cotizaciones disminuyeron en todos los horizontes temporales respecto a las del año 2023 (véase Gráfico 10). En este sentido, el precio medio del volumen negociado de contratos a plazo con subyacente el precio eléctrico español en OMIP, EEX y en el mercado OTC, en 2024, se situó en 65,58 €/MWh, inferior en 34,64 €/MWh al precio medio del volumen negociado en 2023.

En 2024, aunque el diferencial del precio spot español con el del mercado francés se invirtió (ES>FR) y se mantuvo negativo respecto al mercado alemán (ES<AL), los precios a plazo con liquidación en 2025 y subyacente español continuaron cotizando por debajo de sus equivalentes con subyacente alemán y francés (véase Gráfico 12). En particular, la última cotización del contrato anual 2025 con subyacente español (a 27 de diciembre de 2024) anticipaba un precio medio del mercado diario en 2025 de 74 €/MWh, superior al precio spot registrado en 2024 (63,04 €/MWh), pero inferior a las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacente alemán (98,31 €/MWh) y francés (77,62 €/MWh). A cierre de año, cabe destacar que las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2025 y subyacentes alemán y francés también reflejan precios superiores a los niveles spot observados en 2024 en Alemania (79,57 €/MWh) y en Francia (57,74 €/MWh). Por tanto, la expectativa de precios para 2025 prevé un cambio en la tendencia bajista observada en 2023 y 2024.

Por otro lado, el precio a plazo del contrato anual 2025 con subyacente francés se situó por encima del precio del contrato equivalente con subyacente español, lo que podría reflejar una prima de riesgo asociada al parque nuclear francés; en un mercado con un *mix* de generación menos diversificado tecnológicamente y, por tanto, más expuesto a los desafíos relacionados con el mantenimiento y la renovación de dicho parque de generación, y ello a pesar de la recuperación de la producción nuclear en Francia en 2024.

A 27 de diciembre de 2024, la curva forward a 10 años vista del subyacente español se situó por debajo de la de los subyacentes alemán y francés para todos los horizontes de liquidación (véase Gráfico 13). En particular, la cotización del contrato anual de 2034 con subyacente español (56,57 €/MWh) se situó 8,26 €/MWh y 13,87 €/MWh por debajo de los precios de los contratos equivalentes con subyacente alemán y francés, respectivamente. Esto estaría reflejando que se mantiene la expectativa de spread de precios por el impulso renovable del mercado

²⁰ Resultado del producto entre la diferencia de precios entre ambas áreas interconectadas por la capacidad de importación y exportación dependiendo del signo de la diferencia.

español²¹. No obstante, esta diferencia en los precios a diez años vista se ha reducido respecto a la expectativa de precios observada el 27 de diciembre de 2023, ya que el precio proyectado para España ha aumentado al cierre de 2024 en 5 €/MWh, mientras que en Alemania y Francia ha disminuido en casi 4 €/MWh y 7 €/MWh, respectivamente²². En diciembre de 2023, las proyecciones podrían haber infraestimado el crecimiento de la demanda en España, en comparación con Alemania y Francia, lo que habría generado una expectativa de precios más bajos a 10 años vista. En este sentido, cabe mencionar que, en la actualización del PNIEC 2023-2030 de septiembre de 2024²³, el crecimiento de la demanda eléctrica para 2030, respecto a la de 2019, se incrementó del 5% (PNIEC 2021) al 34%.

Incremento de la liquidez de los mercados a plazo de electricidad en 2024, con mayor recuperación de la negociación en los mercados organizados y en los contratos de menor vencimiento

En 2024 prosiguió la recuperación de la liquidez del mercado a plazo español, tras la caída de la negociación registrada en 2022. Así, el año 2024 cerró con un incremento del volumen negociado de contratos a plazo con subyacente español del 59,6% respecto a 2023 (véase Cuadro 1). Al igual que en 2023, la mayor recuperación de liquidez, en términos porcentuales, correspondió a los mercados organizados que, por otro lado, fueron los que registraron un mayor descenso en términos de volúmenes negociados²⁴ en los años 2021 y 2022. En 2024 el volumen negociado a través de los mercados organizados de OMIP y EEX se incrementó un 294,5% respecto al año anterior, pasando a representar el 14,4%.

Por lo que se refiere al registro de los contratos, European Commodity Clearing – ECC– (Cámara de Contrapartida Central -CCP- del mercado de derivados de EEX²⁵)

²¹ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 establece objetivos ambiciosos para el desarrollo de energías renovables en España. Según este plan, se prevé alcanzar una potencia total instalada de 214 GW para 2030, de los cuales 160 GW corresponderán a generación renovable, representando un incremento de 105 GW respecto a la capacidad actual.

²² El contrato anual a 10 años vista con subyacente francés comenzó a cotizar en EEX el 25 de noviembre de 2024. Hasta entonces, únicamente se encontraban listados en EEX contratos con un horizonte de hasta 6 años vista. En OMIP, aunque el contrato anual a 10 años estaba listado, su cotización convergía con la del contrato anual a 6 años.

²³ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es>.

²⁴ En el caso del mercado español, el volumen negociado a través de los mercados organizados de OMIP y EEX se redujo en 2022 en un 75,5% respecto al año anterior, pasando a representar el 4,7% del volumen total negociado a través de los mercados a plazo, en contraste con el 8,3% de 2021. En 2023 el volumen negociado a través de los mercados organizados de OMIP y EEX se incrementó en un 39% respecto al año anterior, pasando a representar el 5,8%.

²⁵ Desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

fue de las tres CCPs que operan sobre subyacente español la que más aumentó el volumen registrado en 2024 (+67,4%) e incrementó su cuota de participación sobre el volumen total registrado (93%, frente al 91,4% de 2023)²⁶.

En 2024, la negociación de contratos a corto plazo en el mercado español aumentó un 75,5%, superando el crecimiento de los contratos a largo plazo (59%) (véase Cuadro 2). Tras la fuerte caída registrada en 2022 en la negociación de estos contratos de corto plazo (-66,5%), debido a su mayor exposición al riesgo en un contexto de elevados precios y volatilidad por la crisis energética, su liquidez comenzó a recuperarse en 2023; consolidándose esta tendencia en 2024, en un escenario de menores precios spot (-27,6% respecto a 2023) y de creciente uso de herramientas de trading algorítmico. Por otro lado, entre los contratos a largo plazo, el mayor crecimiento (83,7%) fue registrado por los anuales, con una concentración predominante del volumen negociado en aquellos con liquidación en 2025 (véase Cuadro 3). La caída de los precios spot y una menor volatilidad en los contratos anuales respecto a los años de la crisis energética (véase Cuadro 6) podrían haber fortalecido, en 2023 y 2024, la confianza de los agentes más coberturistas, incentivando la negociación a largo plazo.

Los mercados a plazo europeos de electricidad también experimentaron un crecimiento significativo en 2024, impulsados por la negociación de los futuros de electricidad. Así, prosiguió la recuperación de la liquidez en los mercados a plazo alemán y francés, iniciada en 2023, registrándose un crecimiento en 2024 del 61,4% interanual en Alemania y del 114,5% interanual en Francia²⁷.

Cabe mencionar que la recuperación de la liquidez en los mercados europeos citados se inició antes y ha sido más rápida que la del mercado a plazo español; que, por otro lado, registró una caída más significativa de la liquidez en 2022 (-57,4% respecto a 2021), con mayor percepción de riesgo regulatorio²⁸ y menor volatilidad

²⁶ El volumen total registrado en OMIClear (CCP del mercado de derivados de OMIP) aumentó un 41,4% respecto a 2023, experimentando una caída de 0,6 puntos porcentuales en su cuota de participación sobre el volumen total registrado (3,8% frente a 4,4% en 2023) y el volumen OTC registrado en BME Clearing aumentó un 27,9%, experimentando una caída de 0,9 puntos porcentuales en su cuota de participación sobre el volumen total registrado (3,3% frente a 4,2% en 2023). Cabe señalar que la liquidez tiende a concentrarse en torno a mercados de mayor tamaño y diversificados en productos, como el de EEX, por la optimización de costes que supone la unificación de la operativa en una única plataforma. En este sentido, ECC ofrece a los agentes la posibilidad de compensar mayor variedad de productos con subyacentes de diferentes *commodities*, negociadas en distintos mercados, en relación con OMIP-OMIClear y BME Clearing, lo que se traduce en una reducción de los costes de capital asociados a las garantías de los agentes por ese neteo de posiciones.

²⁷ Cabe mencionar que, en Francia, también representan volúmenes significativos de energía a plazo las subastas organizadas por EDF, a través de una plataforma dedicada a la venta a plazo de volúmenes de energía, adquiridos por las comercializadoras a través de contratos de obligación de compra garantizados por el Estado (100 TWh), que se sumarían a los 1.258,2 TWh registrados en ECC con subyacente francés, si bien estos volúmenes no son susceptibles de reventa.

²⁸ La percepción de riesgo regulatorio impacta en una reducción de los volúmenes de negociación por parte de los agentes de perfil más coberturista, y podría haber expulsado, hacia mercados con menor perfil de riesgo regulatorio, a los agentes de perfil más especulador.

de su subyacente (véanse Cuadro 6, Cuadro 7 y Cuadro 8), que en los mercados francés (-32,3%) y alemán (-50,1%)²⁹.

En términos de incremento de la liquidez (medido por los volúmenes registrados en ECC), los mercados alemán y francés crecieron un 166% y un 215,6%, respectivamente, en 2024 en comparación con 2022, mientras que en el mercado español el aumento fue del 91,4% (véanse Gráfico 4 y Gráfico 5). De hecho, el mercado a plazo francés fue el que experimentó el mayor crecimiento en el volumen registrado en ECC entre los mercados a plazo de electricidad en Europa, duplicando en 2024 el volumen negociado³⁰ respecto a 2023.

Cabe mencionar que el aumento de la liquidez en un mercado no solo beneficia directamente a dicho mercado, sino que también genera una externalidad positiva en los mercados interrelacionados, estableciendo así una dinámica de retroalimentación que favorece el crecimiento conjunto de la liquidez de todos los mercados a plazo energéticos. Este efecto positivo se aprecia particularmente en la negociación de *spreads* entre distintos subyacentes. Así, los agentes que participan en la negociación de este tipo de productos suelen abrir posiciones simultáneas en mercados correlacionados, lo que incrementa el volumen de negociación en los referidos mercados, impactando positivamente en la formación de precios. En este sentido, en el mercado español se registró en 2024 un aumento en el volumen negociado de contratos a plazo de electricidad basados en diferenciales de precios (*spreads*) con Francia. A modo ilustrativo, la negociación de *spread* de precios entre España y Francia³¹ a través de una de las agencias de intermediación que reporta a la CNMC aumentó de forma significativa en 2024, al pasar de un volumen negociado de 183,4 GWh en 2023 a 318,5 GWh en 2024 (+74%).

Entre los factores que habrían contribuido al incremento de la liquidez en 2024 cabría señalar, entre otros, los siguientes:

- La menor incertidumbre sobre la evolución de los mercados y la actividad económica – de forma similar al año 2023 –, junto con la reducción en los importes exigidos por las CCPs en concepto de garantías y márgenes –derivada del entorno de precios más bajos y menos volátiles–.

²⁹ De esta forma, ha aumentado el diferencial de liquidez histórico que existe entre la negociación de contratos a plazo sobre subyacentes alemán y francés, y la negociación de los contratos equivalentes con subyacente español. Así, en 2024 la negociación de contratos a plazo sobre subyacente alemán y francés registrado en EEC fue 24,1 y 7,2 superior a la de los contratos equivalentes con subyacente español registrados en dicha CCP. En cualquier caso, debe considerarse que la mayor liquidez del mercado alemán está correlacionada positivamente con la posición geográfica de dicho mercado en Centroeuropa y su elevada interconexión con otros países adyacentes, con cuyos mercados tiene un alto grado de acoplamiento que favorece la negociación de coberturas con subyacente alemán.

³⁰ EEX Group Annual Volume Report – 2024.

³¹ Cabe señalar que este tipo de *spread* puede replicarse mediante la compra de un producto con subyacente francés y la venta de un producto con subyacente español (o viceversa) para el mismo horizonte de liquidación.

- La mayor penetración en la negociación del trading algorítmico, que permite la ejecución de un gran número de órdenes en fracciones de segundo.
- El aumento del número de participantes en el mercado español, impulsado en parte por la participación de grandes *players* energéticos europeos que operan en los mercados a plazo sin contar necesariamente con activos físicos en la península ibérica.
- La entrada en vigor en 2024 del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio³², que introduce una señal de precios a plazo en los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC), que habría incentivado la compra de contratos a plazo por parte de las comercializadoras de referencia (COR)³³. De acuerdo con la metodología de cálculo del PVPC la señal de precios a plazo se configura como una cesta de productos – 10% mediante contratos mensuales, 36% mediante contratos trimestrales y 54% mediante el contrato anual – referenciada a los precios a plazo de OMIP, con una ponderación en 2024 del 25% frente al 75% de los precios de contado; que aumenta al 40% en 2025 y al 55% en 2026.
- La Orden TED/526/2024, de 31 de mayo³⁴, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones de tecnologías renovables, cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa. En la disposición adicional segunda de dicha orden se establecen los valores de los coeficientes de ponderación a considerar para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio³⁵, cuyo objeto es la estimación del precio de mercado a partir de las cotizaciones de los contratos de futuros en OMIP para calcular la retribución a la inversión; incentivando que las citadas instalaciones acogidas al régimen retributivo específico (RECORE³⁶) realicen coberturas en los

³² El [Real Decreto 446/2023, de 13 de junio](#), por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

³³ De acuerdo con el apartado 7 de la Resolución de 30 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.12 «Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor», la estimación del volumen de aprovisionamiento de las COR a través de productos a plazo con liquidación en 2024, fue de 519,6 MW (2% de la demanda eléctrica peninsular); de los cuales, 275 MW corresponderían al contrato anual, 191,3 MW a los contratos trimestrales y 53,3 MW a los contratos mensuales.

³⁴ [Orden TED/526/2024, de 31 de mayo](#), por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024.

³⁵ [Real Decreto 413/2014, de 6 de junio](#), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

³⁶ Las instalaciones RECORE, que cubrieron aproximadamente el 25% de la demanda eléctrica de 2024, tenían un desincentivo a participar en los mercados a plazo, debido a la propia

mercados a plazo durante 2024 y 2025. Por otro lado, en el artículo 6 de la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones de cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa; en la que, para estimar el precio del mercado eléctrico, se toman como referencia los precios de los contratos de futuros anuales, trimestrales y mensuales publicados por el mercado organizado de futuros de electricidad de OMIP³⁷. Este mecanismo de actualización³⁸ podría haber incentivado las ventas en los mercados a plazo por parte de las referidas instalaciones en 2024³⁹, ya que esto les permitiría alinear sus ingresos con la retribución a la operación reconocida en la orden⁴⁰.

Por otro lado, cabe mencionar que la reciente crisis energética (2021-2022) no solo afectó a la liquidez del mercado, sino que también se reflejó en una reducción del tamaño medio de las transacciones; al que habrían contribuido factores como el incremento de los precios y el aumento en las garantías exigidas. En este sentido, por ejemplo, el tamaño medio de las transacciones registradas en ECC pasó de 11,4 MW en 2021 a 6,8 MW en 2022. Por su parte, en 2023 y 2024, aunque mejoró la liquidez y los precios se redujeron, estos factores no se reflejaron en una recuperación del tamaño medio de las transacciones. Así, en 2024, el tamaño medio de las operaciones registradas en ECC fue de 5,3 MW, por debajo de los 6,5 MW registrados en 2023; y en el mercado continuo de EEX, el tamaño medio fue aún menor (2,3 MW en 2024 frente a los 2,4 MW de 2023). Este descenso sostenido en el tamaño medio de las transacciones podría estar relacionado con el auge del trading algorítmico, que suele operar con volúmenes más reducidos, pero con mayor frecuencia. Además, la crisis energética pudo haber incrementado la aversión al riesgo de los participantes que operan en los mercados a plazo, incentivando la adopción de estrategias de negociación más conservadoras, caracterizadas por operaciones de menor tamaño.

Incremento de las rentas de congestión en la interconexión España-Portugal en 2024 por las subastas de asignación de capacidad a plazo

En 2024, los precios entre España y Portugal convergieron en el 93,8% de las horas

configuración del mecanismo de ajuste, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que cubría el riesgo de desviaciones respecto al precio de contado.

³⁷ Los precios de los contratos anuales a plazo de OMIP tienen un peso del 25% en la estimación del precio del mercado eléctrico, los contratos trimestrales un 30% y los contratos mensuales un 15%.

³⁸ La retribución a la operación se actualiza trimestralmente, habiéndose realizado la primera actualización el 1 de julio de 2024 para el tercer trimestre del mismo año.

³⁹ Dicha disposición asigna un peso del 50% a los precios a plazo en el cálculo del valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado para 2024, mientras que el 50% restante se vincula a los precios de contado. Para 2025, la ponderación de los precios a plazo se incrementa al 80%, dejando el 20% restante para los precios de contado.

⁴⁰ Este sistema permite que las instalaciones de cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa cuenten con una retribución calculada con base en precios de futuros, cercana al periodo en el que será aplicada, lo que proporciona una mayor estabilidad a sus ingresos.

(94,7% en 2023), con un diferencial promedio positivo⁴¹ de 0,41 €/MWh (1,17 €/MWh en 2023). Este elevado nivel de acoplamiento en los precios revela que se producen pocas situaciones de congestión de la interconexión entre España y Portugal, lo que permite la competencia en los mercados entre los agentes de ambos sistemas y se refleja en el precio de los productos financieros subastados para la cobertura del riesgo de precio por congestión en la interconexión⁴².

El volumen de capacidad subastada, a través de contratos con liquidación en 2024, se situó, en media, en 1.716 MW en sentido exportador (FTR P-E; siendo la capacidad exportadora media de 3.712 MW) y en 1.432 MW en sentido importador (FTR E-P; siendo la capacidad importadora media de 2.575 MW).

El precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos FTR P-E con liquidación en 2024 (1,23 €/MWh) fue superior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España ($P_P - P_E$) registrado en 2024 cuando este fue positivo (0,58 €/MWh⁴³). Asimismo, el precio medio en las subastas de los contratos FTR E-P (0,39 €/MWh) fue superior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en España y en Portugal ($P_E - P_P$) registrado en 2024 cuando este fue positivo (0,17 €/MWh). La recaudación de los contratos vendidos por RE y REN fue superior a su liquidación financiera, incrementándose en 6,87 millones de euros las rentas de congestión de la interconexión España-Portugal de 2024 (20,99 millones).

Los precios de los contratos anuales FTR P-E YR-25 y FTR E-P YR-25, resultantes de la subasta celebrada el 11 de diciembre de 2024, ascendieron a 1,11 €/MWh y 0,24 €/MWh, respectivamente, revelando para 2025 un diferencial positivo de precio de 0,87 €/MWh entre los mercados portugués y español. En esa misma fecha, las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo anual 2025 con subyacentes el precio spot en Portugal y España ascendieron a 71,93 €/MWh y 70,60 €/MWh, respectivamente, por lo que el diferencial estimado en OMIP (1,33 €/MWh) fue superior al resultante en la subasta de interconexión (0,87 €/MWh).

Cabe señalarse que, si bien cabría realizar la cobertura del riesgo del diferencial de

⁴¹ Precio medio de Portugal (63,45 €/MWh) superior al precio medio de España (63,04 €/MWh).

⁴² Contratos financieros (tipo opción) mensuales, trimestrales y anuales de cobertura para la exportación de energía eléctrica de España a Portugal (Financial Transmission Right, FTR P-E) y de cobertura para la exportación de energía eléctrica de Portugal a España (FTR E-P), que se subastan en el mes previo al inicio de su liquidación (i.e. en diciembre de 2023 se subastaron los contratos anuales con liquidación en 2024, los contratos trimestrales con liquidación en el primer trimestre de 2024 y los contratos mensuales con liquidación en enero de 2024). En las subastas, articuladas a través de la plataforma europea JAO (Joint Allocation Office), los TSOs de España y Portugal (RE y REN, respectivamente) ofertan la capacidad de exportación e importación de forma precio-aceptante. Los adjudicatarios (compradores) de contratos FTR P-E pagan el precio de equilibrio de la subasta (o prima) percibiendo el diferencial entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España ($P_P - P_E$) cuando este es positivo. Análogamente, los adjudicatarios de los contratos FTR E-P pagan el precio de equilibrio o prima, percibiendo el diferencial entre el precio en el mercado diario en España y en Portugal ($P_E - P_P$) cuando este es positivo.

⁴³ En tanto que el precio de equilibrio o prima de la subasta se paga en todas las horas del periodo subastado, el diferencial entre el precio en el mercado diario en Portugal y en España registrado cuando este fue positivo se calcula en media para todas las horas del periodo.

precio a través de la negociación en los mercados a plazo de contratos sobre subyacente portugués y español, la reducida liquidez de los contratos con subyacente portugués limita esta opción⁴⁴. Por otro lado, la elevada convergencia de precios entre España y Portugal permitiría realizar dicha cobertura mediante contratos a plazo con subyacente español, aún en ausencia de subastas FTR.

Descenso de las rentas de congestión en la interconexión España-Francia en 2024 por las subastas de asignación de capacidad a plazo

En 2024, los precios entre España y Francia convergieron en el 32,5% de las horas (32,8% en 2023), con un diferencial promedio negativo de 5,30 €/MWh⁴⁵ (9,76 €/MWh en 2023).

El volumen de capacidad subastada⁴⁶, a través de contratos con liquidación en 2024, se situó, en media, en 1.409 MW en sentido exportador (PTR F-E) (siendo la capacidad exportadora media de 2.256 MW) y en 2.006 MW en sentido importador (PTR E-F) (siendo la capacidad importadora media de 2.702 MW).

El precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos PTR F-E con entrega o liquidación en 2024 (12,17 €/MWh) fue superior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en Francia y en España ($P_F - P_E$) registrado en 2024 cuando este fue positivo (8,68 €/MWh). Por su parte, el precio medio de adjudicación en las subastas de los contratos PTR E-F (8,52 €/MWh) fue inferior al diferencial medio entre el precio en el mercado diario en España y en Francia ($P_E - P_F$) registrado en 2024 cuando este fue positivo (12,55 €/MWh). La recaudación de los contratos vendidos en la emisión primaria por RE y RTE fue inferior a su liquidación económica, reduciéndose en 27,9 millones de euros la renta de congestión de la interconexión España-Francia de 2024 (448,2 millones⁴⁷).

En la interconexión entre España y Francia, existen mercados a plazo relativamente líquidos en ambos lados, lo que permite cubrir el riesgo asociado al diferencial de precios.

⁴⁴ En 2024 se negociaron 1,3 TWh de contratos a plazo con subyacente portugués en subastas de OMIP (el CUR portugués adquirió contratos a plazo para la cobertura de la energía eléctrica al cliente final) y 33.885 MWh en el mercado continuo de OMIP y OTC registrado en OMIClear; lo que representó una cobertura del 2,6% de la demanda eléctrica de Portugal (51,4 TWh; +1,4% respecto a 2023).

⁴⁵ Precio medio francés (57,74 €/MWh) inferior al precio medio español (63,04 €/MWh).

⁴⁶ A través de la plataforma europea JAO, se subastan contratos físicos (tipo opción) mensuales y anuales, de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Francia (Physical Transmission Right, PTR F-E) y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Francia a España (PTR E-F). La utilización de los PTRs adquiridos en las subastas está supeditada a la notificación previa de su uso a los operadores del sistema. En caso contrario, los derechos de uso adquiridos y no notificados se ofrecen en el mercado diario, obteniendo el comprador de estos derechos un derecho de cobro igual al producto de los PTRs no notificados por el precio spot (implícitamente los hace equivalentes a un producto financiero si la capacidad asignada en subasta es firme). En este sentido la liquidación de los PTRs es equivalente a los FTRs.

⁴⁷ Véase nota al pie 20.

Los precios de los contratos anuales PTR F-E YR-25 y PTR E-F YR-25, resultantes de la subasta del 11 de diciembre de 2024, fueron de 12,42 €/MWh y 10,51 €/MWh, respectivamente. Esto revela para 2025 una expectativa de diferencial positivo de 1,91 €/MWh entre los mercados francés y español, en contraste con 2024, cuando el diferencial promedio fue negativo en 5,02 €/MWh. Cabe señalar que a 11 diciembre de 2024 las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo anual 2025 con subyacentes precio spot en Francia y España ascendieron a 73,88 €/MWh y 70,6 €/MWh, respectivamente; por lo que el diferencial estimado en OMIP (3,28 €/MWh) fue superior que el resultante en la subasta de interconexión (1,91 €/MWh).

2. Evolución del volumen de negociación en los mercados a plazo

Cuadro 1. Volumen negociado (TWh) en los mercados organizados (OMIP y EEX) y en el mercado OTC con subyacente el precio de contado en España⁴⁸
Periodo: 2023 y 2024

Volumen negociado (TWh)	Total 2024	% Total 2024	Total 2023	% Total 2023	% Variación Anual
OMIP	3,0	1,7%	1,4	1,2%	113,9%
EEX	23,0	12,7%	5,2	4,6%	343,9%
OTC*	155,1	85,6%	106,9	94,2%	45,1%
OTC registrado y compensado**:	161,5	89,2%	107,4	94,6%	50,4%
<i>OMIClear</i>	4,1	2,2%	3,6	3,2%	12,8%
<i>BME Clearing</i>	6,1	3,4%	4,8	4,2%	27,9%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	151,4	83,6%	99,0	87,3%	52,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	181,1	100,0%	113,5	100,0%	59,6%

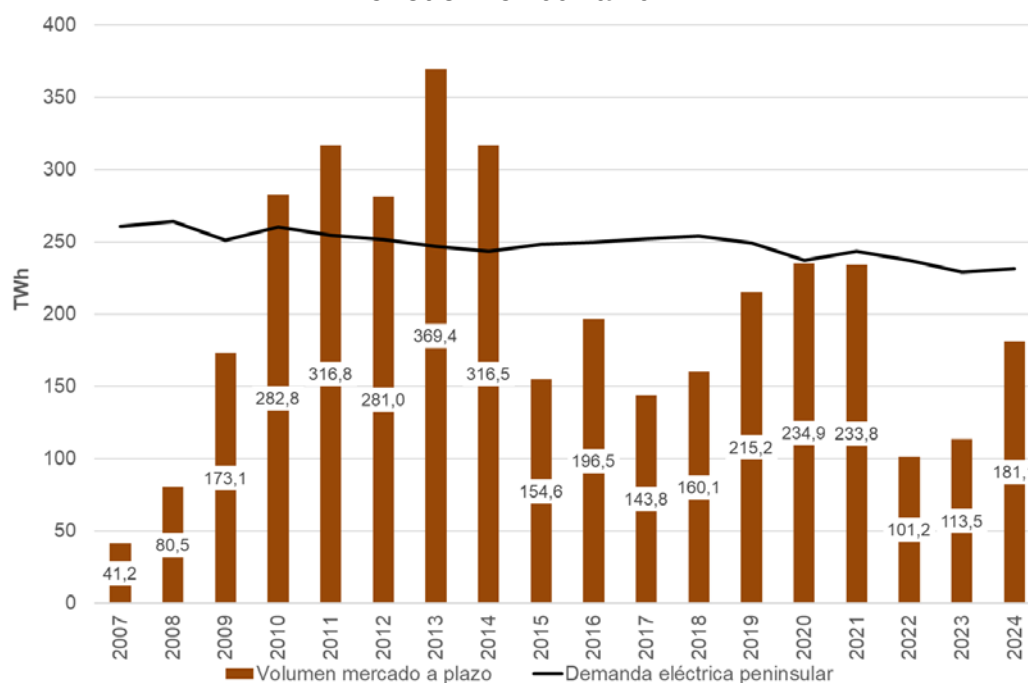
* Volumen OTC intermediado por agencia o bróker o bilateral registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs).

** El volumen OTC registrado y compensado en las Cámaras de Compensación (CCPs) podría incorporar transacciones de alguna agencia de intermediación o bróker que no estuviera remitiendo transacciones a la CNMC.

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

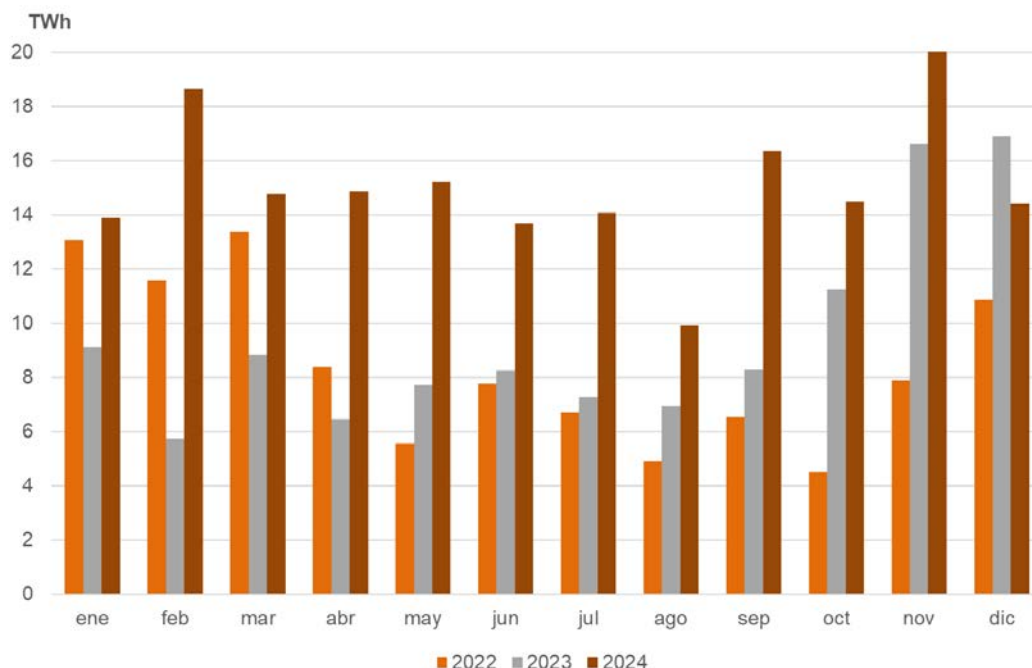
⁴⁸ Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

Gráfico 1. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España y demanda anual (TWh) Periodo: De 2007 a 2024



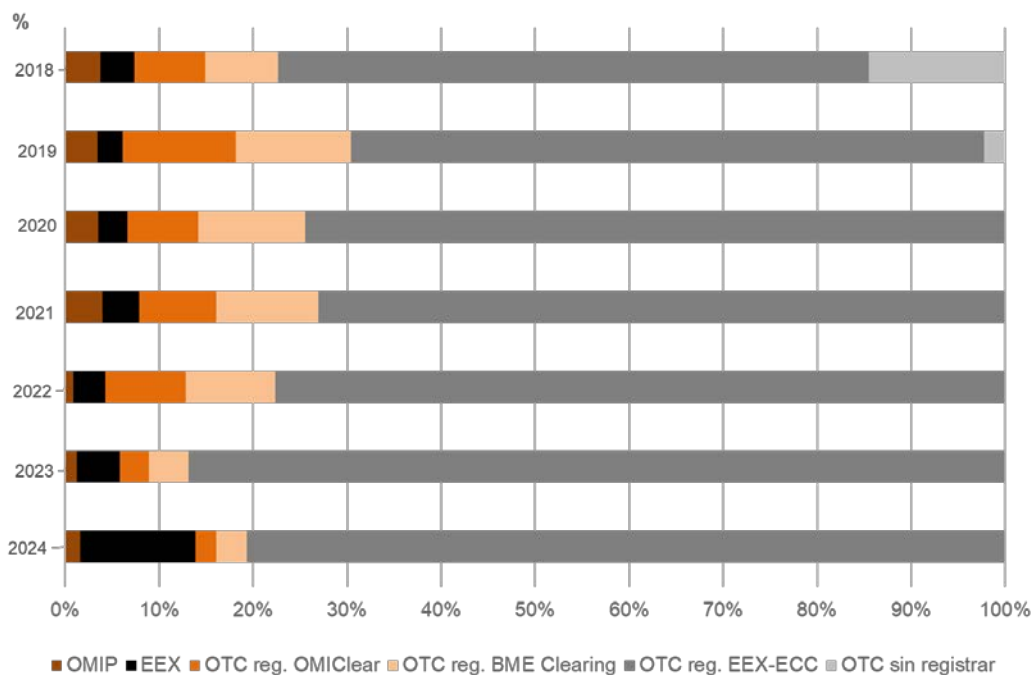
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y REE

Gráfico 2. Volumen mensual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España
Periodo: 2022-2024



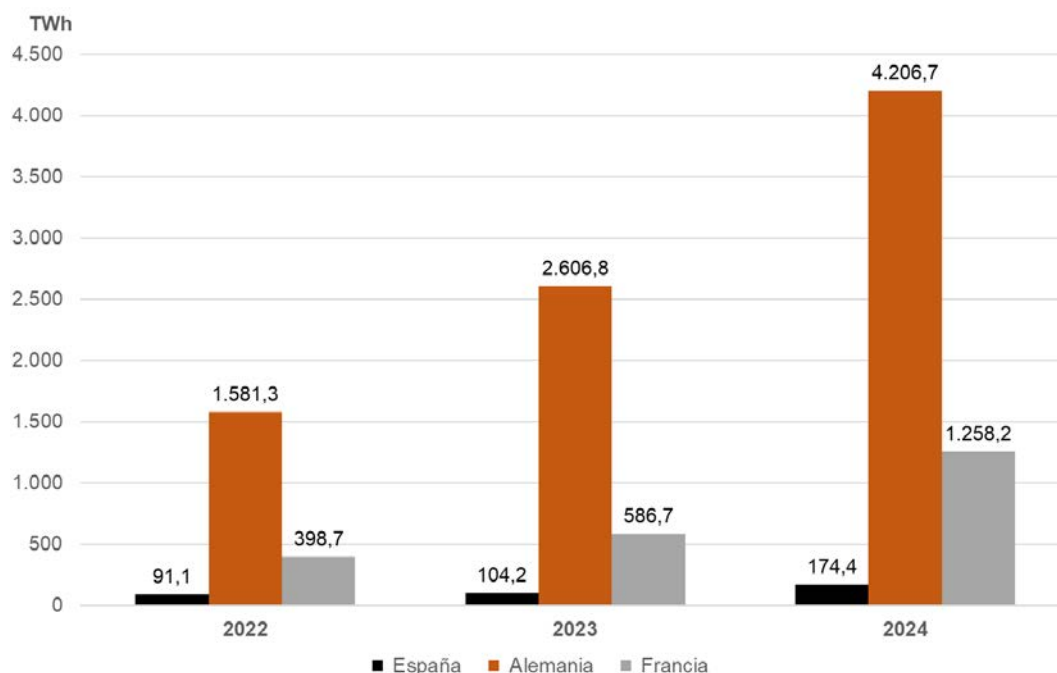
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 3. Volumen anual negociado (en%) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España
Periodo: 2018-2024



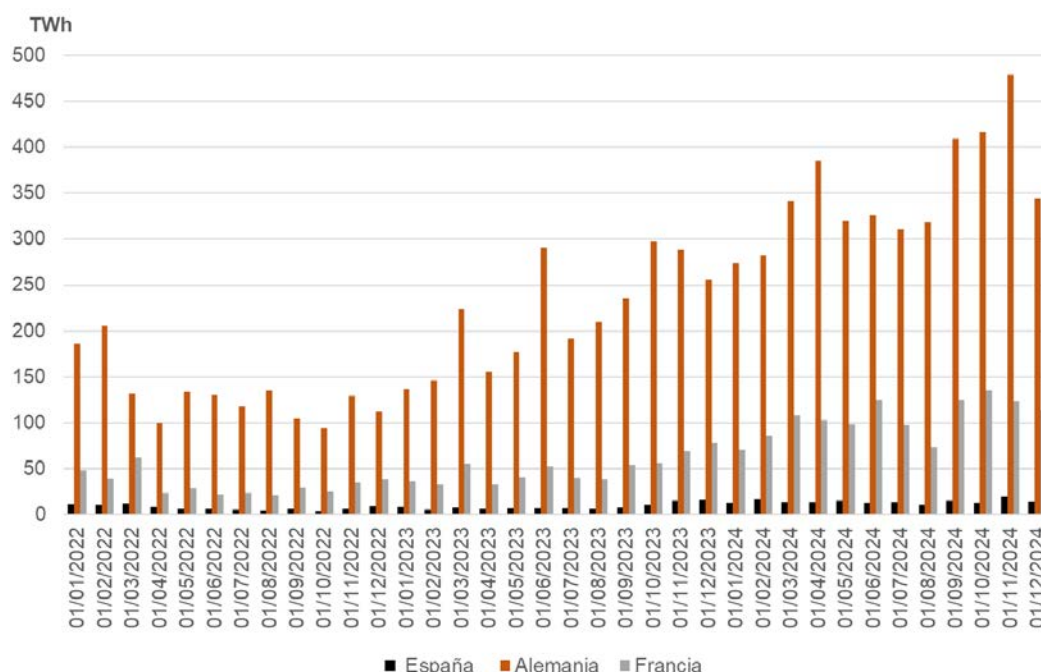
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 4. Volumen anual de contratos (TWh) con subyacente el precio de contado en España, Alemania y Francia registrados en EEX-ECC
Periodo: 2022-2024



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen mensual de contratos (TWh) con subyacente el precio de contado en España, Alemania y Francia registrados en EEX-ECC
Periodo: 2022-2024



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

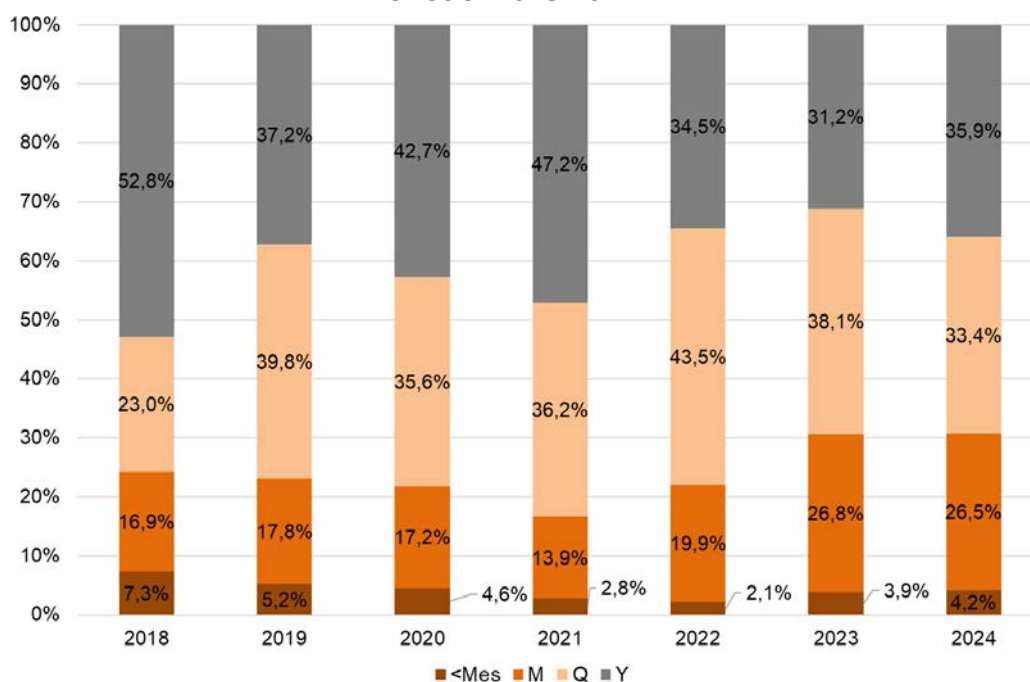
2.1. Evolución de la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato

Cuadro 2. Volumen negociado (TWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (subyacente el precio español)
Periodo: 2023-2024

Tipo de contrato (TWh)	Total 2024	% Total 2024	Total 2023	% Total 2023	% Variación Anual
D	1,5	0,8%	0,9	0,8%	62,1%
WE	0,4	0,2%	0,4	0,3%	6,2%
WK-BM	5,8	3,2%	3,1	2,7%	87,7%
Total Corto Plazo	7,7	4,2%	4,4	3,9%	75,5%
M	47,9	26,5%	30,4	2,7%	57,8%
Q	60,4	33,4%	43,3	3,9%	39,6%
Y	65,1	35,9%	35,4	26,8%	83,7%
Total Largo Plazo	173,4	95,8%	109,1	96,1%	59,0%
Total	181,1	100,0%	113,5	100,0%	59,6%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen negociado (en%) en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por tipo de contrato
Periodo: 2018-2024



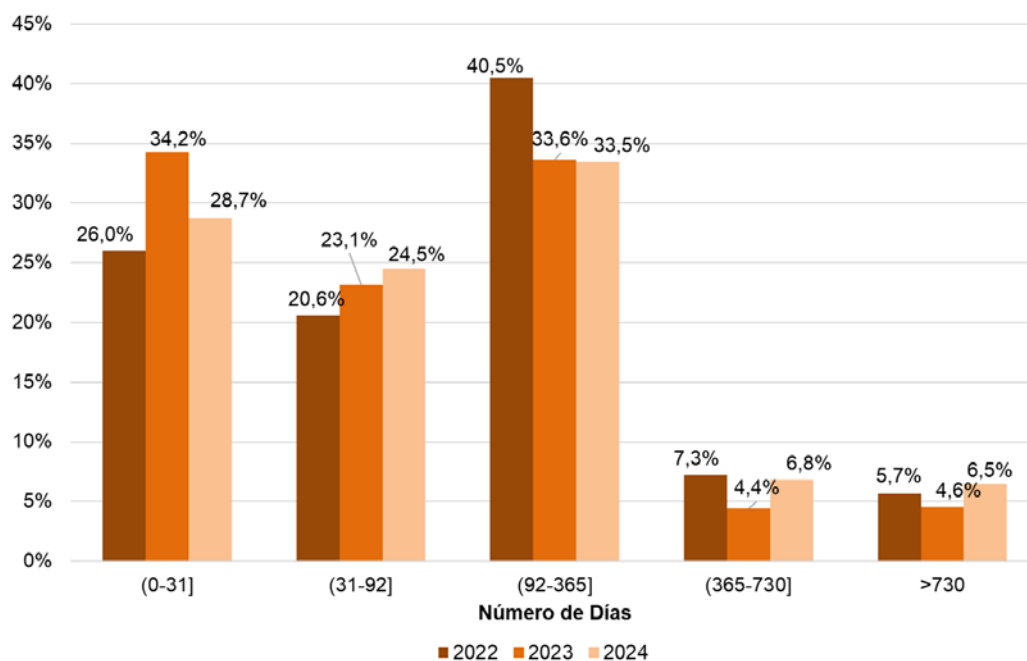
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Cuadro 3. Volumen negociado (TWh) por tipo de contratos anuales en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España
Periodo: 2021-2024

Contrato anual	2024	2024 %	2023	2023 %	2022	2022 %	2021	2021 %
Cal+1	42,0	64,6%	25,5	72,0%	23,6	67,5%	63,2	57,3%
Cal+2	11,3	17,4%	4,7	13,3%	5,6	16,0%	23,6	21,4%
Cal+3	4,4	6,8%	1,3	3,6%	2,8	7,9%	9,1	8,3%
Cal+4	2,4	3,6%	1,2	3,4%	1,1	3,1%	5,6	5,1%
Cal+5	2,0	3,1%	0,8	2,4%	1,1	3,3%	2,4	2,2%
Cal+6	0,6	1,0%	0,5	1,3%	0,4	1,0%	1,4	1,3%
Cal+7	0,5	0,8%	0,5	1,3%	0,2	0,6%	1,3	1,2%
Cal+8	0,6	0,9%	0,4	1,3%	0,1	0,3%	1,2	1,1%
Cal+9	0,9	1,3%	0,2	0,7%	0,1	0,3%	1,1	1,0%
Cal+10	0,3	0,5%	0,2	0,7%	-	0,0%	1,1	1,0%
Total	65,1	100,0%	35,4	100,0%	34,9	100,0%	110,2	100,0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen negociado (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento
Periodo: 2022-2024



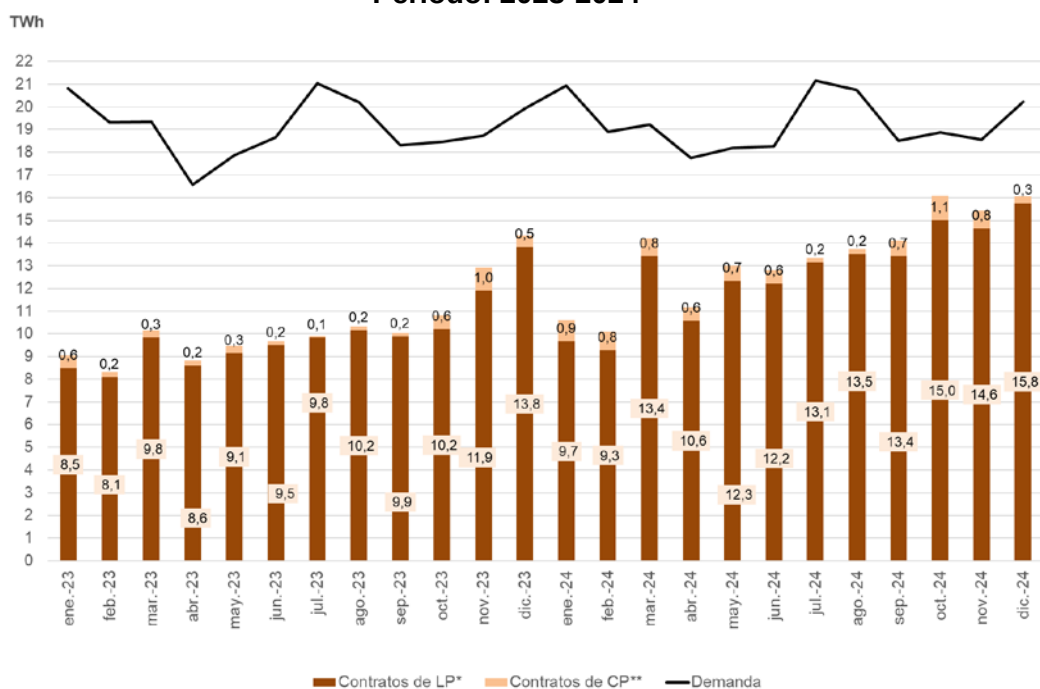
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Si se analiza el volumen negociado en función del número de días desde la fecha de negociación hasta el inicio del vencimiento de los contratos, se observa que, en 2024, el volumen negociado de contratos que se liquidan, a lo sumo, a un año vista desde su fecha de negociación (mensuales, trimestrales y anual Cal+1), representó

el 86,7% del volumen total negociado en 2024, inferior al volumen negociado de dichos contratos en 2023 (91%).

2.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación

Gráfico 8. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (TWh) con subyacente el precio de contado en España por mes de liquidación
Periodo: 2023-2024



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

En 2024, el volumen liquidado de contratos a plazo sobre subyacente español⁴⁹, negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, se situó en torno a 160,7 TWh, un 29,7% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en 2023 (123,8 TWh), lo que representó una cobertura del 69,5%⁵⁰ sobre la demanda eléctrica peninsular (231,3 TWh) de 2024.

La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en 2024 (160,7 TWh) ascendió a 3.682 millones de €; inferior a la

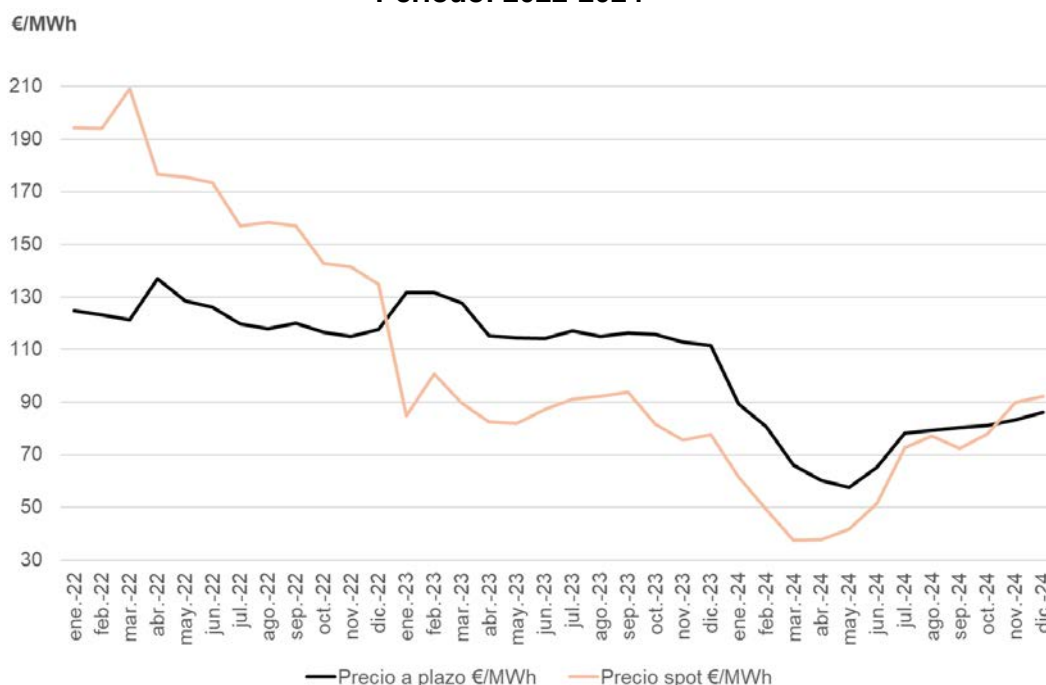
⁴⁹ Contratos intradiarios, diarios, fines de semana y semanales liquidados en 2024; mensuales de enero a diciembre de 2024; trimestrales Q1-24, Q2-24, Q3-24 y Q4-24; y anual 2024.

⁵⁰ En 2023, el volumen de contratos a plazo liquidado ascendió a 123,8 TWh, lo que representó una cobertura del 54% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (229,2 TWh).

liquidación financiera de los futuros con liquidación en 2023 negociados en dichos mercados (5.929,5 millones de €)⁵¹.

3. Precios de los futuros liquidados en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente el precio de contado en España vs. precio de contado

Gráfico 9. Precio medio ponderado de los futuros carga base con subyacente el precio de contado en España negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (€/MWh) vs. precio medio ponderado de contado*
Periodo: 2022-2024



* Valoración (€/MWh) al precio spot de los futuros carga base negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2024, ponderado por el volumen liquidado en 2024 (160,7 TWh), ascendió a 75,9 €/MWh, superior en 10,7 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidaron dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2024 (65,2 €/MWh). En 2024, al igual que en 2023 pero a diferencia de 2022 y 2021, la prima de riesgo media de los contratos a plazo liquidados fue positiva. Como resultado, las posiciones netas compradoras se liquidaron, en

⁵¹ La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, que todos los futuros se liquidan contra el precio spot.

promedio, con pérdidas, mientras que las vendedoras obtuvieron beneficios. Al analizar la prima de riesgo por mes de liquidación, solo los contratos liquidados en noviembre y diciembre de 2024 presentaron una prima negativa, mientras que, desde enero de 2023, ésta se había mantenido en valores positivos (véase Gráfico 9). Este cambio en la tendencia está en línea con la evolución de la prima de riesgo en los contratos a plazo del gas en el Punto Virtual de Balance (PVB) (véase Cuadro 4). Además, la liquidez en los mercados a plazo durante el segundo semestre de 2024 podría haber estado impulsada, en parte, por medidas regulatorias orientadas a fomentar una mayor oferta de contratos a plazo. En particular, la disposición adicional segunda y el artículo 6 de la Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, establecieron mecanismos para que las instalaciones de generación con tecnologías renovables, cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa incrementaran su participación en los mercados a plazo. Este marco regulatorio pudo haber estimulado a estas instalaciones a incrementar la oferta de contratos a plazo, lo que, a su vez, habría generado una mayor presión a la baja sobre los precios en este segmento. Esta dinámica, junto con la evolución de las primas de riesgo en el mercado del gas, podría explicar la aparición de primas de riesgo negativas en los meses de noviembre y diciembre de 2024.

Cuadro 4. Precio medio ponderado (PMP) de los contratos a plazo de compraventa de gas, con entrega en el PVB, en el mes correspondiente y diferencial de dicho PMP respecto al precio spot medio mensual (en €/MWh). 2024

Periodo de entrega	PMP de los contratos a plazo con entrega en el mes ¹ €/MWh	Precio spot (<i>day ahead</i>) medio mensual €/MWh	Prima de riesgo ex post ² €/MWh
	A	B	A-B
ene-24	49,14	29,74	19,40
feb-24	42,79	25,39	17,40
mar-24	42,36	26,91	15,46
abr-24	38,61	29,34	9,27
may-24	39,30	32,05	7,25
jun-24	39,23	34,65	4,58
jul-24	39,22	32,51	6,70
ago-24	38,83	38,56	0,26
sep-24	40,21	36,68	3,54
oct-24	42,81	40,34	2,47
nov-24	43,32	44,36	-1,04
dic-24	43,98	46,14	-2,16

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 y bilateral registrado en CCPs), con entrega en el PVB en el mes correspondiente, ponderado por el volumen negociado que se entrega en dicho mes.

² 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 y bilateral registrado en CCPs), 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.

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

4. Precios de contado y cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia

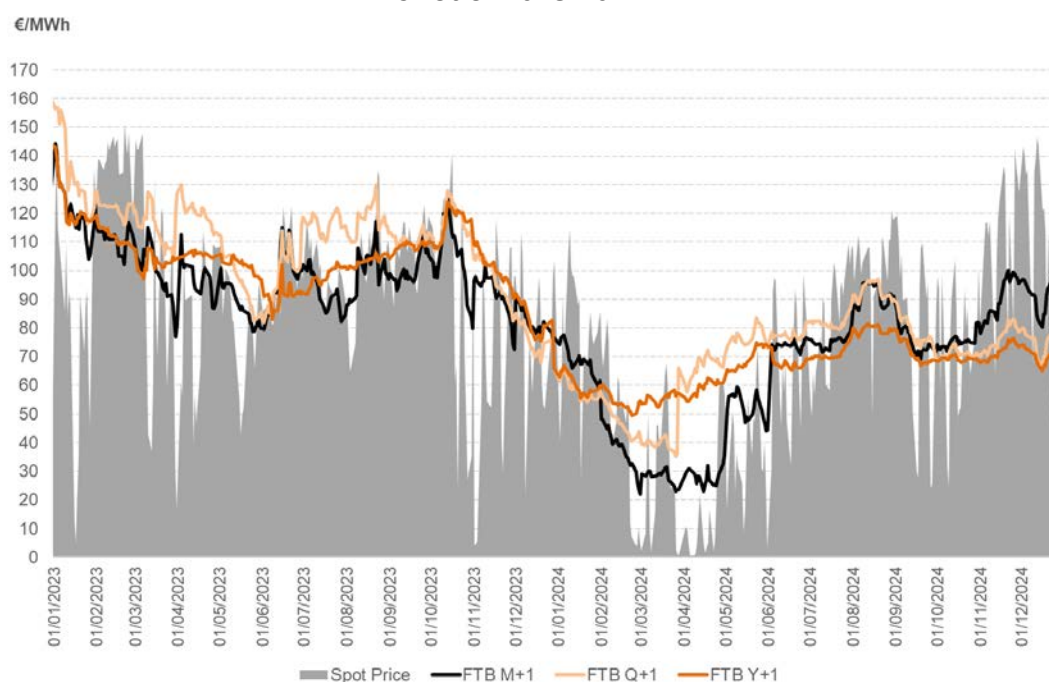
Cuadro 5. Precios medios anuales en los mercados de contado de España, Alemania y Francia

Precios medios	2024	2023	2022	% Variación 2024-2023
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	63,04	87,10	167,53	-27,6%
Alemania	79,57	95,18	235,46	-16,4%
Francia	57,74	96,86	275,89	-40,4%

Los precios EPEX spot y del acoplamiento único diario del 26/06/2024 en Alemania y Francia fueron diferentes por un incidente técnico; por ello, el precio de dicho día se corresponde al resultante de la casación local de EPEX.

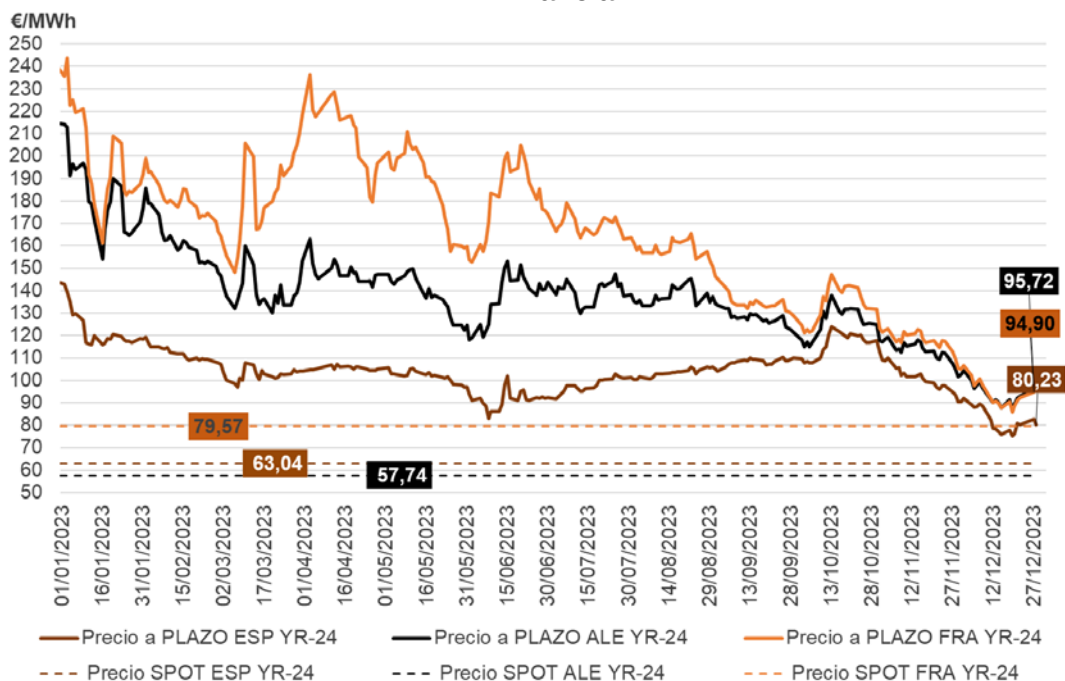
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

Gráfico 10. Evolución de los precios diarios en OMIE y de las cotizaciones en OMIP
Periodo: 2023-2024



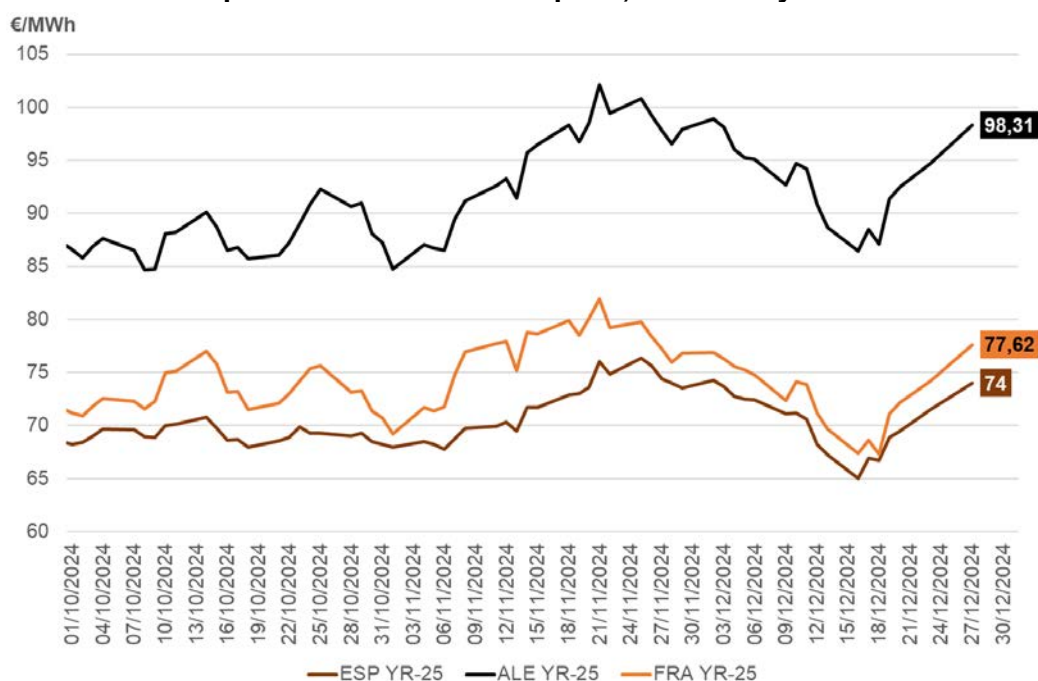
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear y OMIE

Gráfico 11. Evolución de las cotizaciones en 2023 de los contratos anuales con liquidación en 2024 vs. precio de contado de 2024 en España, Alemania y Francia



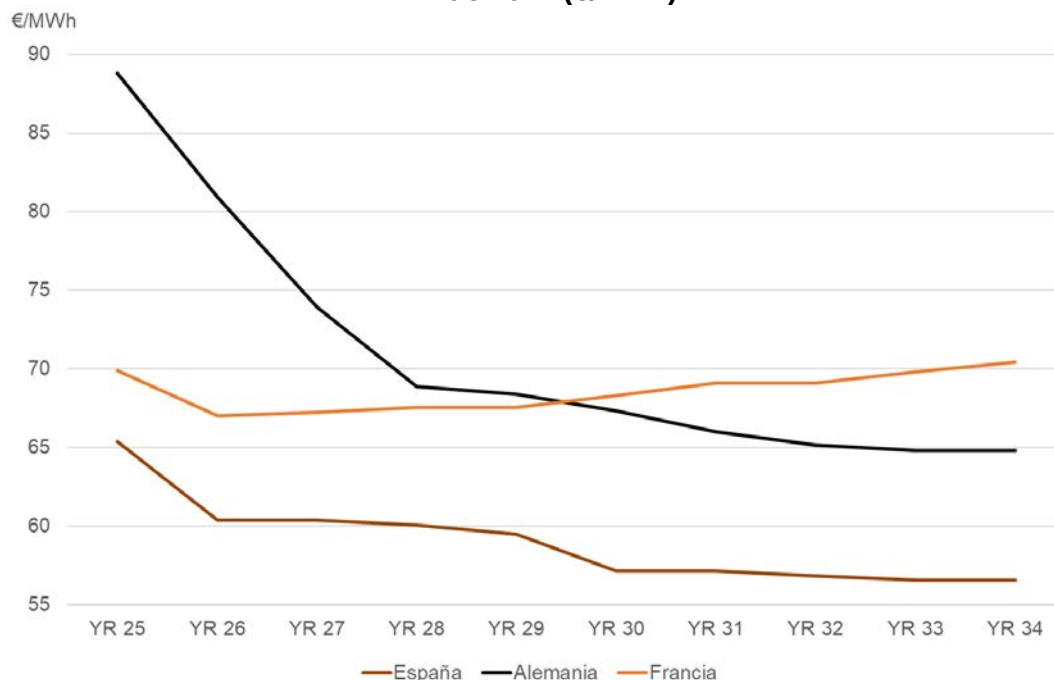
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC, OMIP-OMIClear y OMIE

Gráfico 12. Evolución de las cotizaciones en 2024 de los contratos anuales con liquidación en 2025 en España, Alemania y Francia



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y OMIP-OMIClear

Gráfico 13. Curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista a 30 de diciembre de 2024 (€/MWh)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y OMIP-OMIClear

4.1. Volatilidades de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia

Cuadro 6. Volatilidades* de los precios de contado en España y de las cotizaciones a plazo con subyacente español en OMIP

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización FTB M+1	Variación diaria cotización FTB Q+1	Variación diaria cotización FTB Y+1
2018	10,7%	1,2%	0,9%	0,6%
2019	12,4%	1,2%	0,9%	0,5%
2020	15,5%	2,2%	1,6%	0,8%
2021	21,7%	3,1%	2,8%	2,2%
2022	15,5%	3,9%	3,6%	2,3%
2023	37,4%	3,5%	2,3%	1,4%
2024	53,6%	3,7%	2,5%	1,4%

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear y OMIE

Cuadro 7. Volatilidades* de los precios de contado en Alemania y de las cotizaciones a plazo con subyacente alemán en EEX

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización EEX Alemania M+1	Variación diaria cotización EEX Alemania Q+1	Variación diaria cotización EEX Alemania Y+1
2018	37,0%	2,0%	1,3%	1,2%
2019	47,0%	1,9%	1,5%	1,1%
2020	52,2%	2,8%	2,2%	1,4%
2021	33,8%	3,7%	3,3%	2,5%
2022	29,5%	5,8%	5,1%	3,4%
2023	56,8%	3,7%	3,3%	2,4%
2024	54,7%	2,9%	2,7%	1,8%

* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en EPEX Spot y de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales en EEX.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y EPEX Spot

Cuadro 8. Volatilidades* de los precios de contado en Francia y de las cotizaciones a plazo con subyacente francés en EEX

Año	Variación diaria Precio spot	Variación diaria cotización EEX Francia M+1	Variación diaria cotización EEX Francia Q+1	Variación diaria cotización EEX Francia Y+1
2018	19,7%	2,5%	1,5%	1,0%
2019	19,1%	2,3%	1,7%	1,0%
2020	26,9%	3,3%	2,6%	1,2%
2021	85,5%	3,9%	3,5%	2,5%
2022	16,7%	6,7%	4,9%	3,0%
2023	63,7%	3,9%	3,5%	2,5%
2024	70,4%	4,7%	3,5%	1,9%

* Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de los precios diarios en EPEX Spot y de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales en EEX.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC y EPEX Spot

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post⁵² en España, Alemania y Francia

Cuadro 9. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2024, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Contrato mensual	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
ene-24	76,50	74,10	2,40	89,76	76,57	13,19	86,60	76,59	10,01
feb-24	61,65	40,00	21,65	73,75	61,34	12,41	73,72	58,37	15,35
mar-24	22,00	20,31	1,69	59,45	64,70	-5,25	56,49	53,59	2,90
abr-24	23,55	13,67	9,88	54,60	62,36	-7,76	30,09	28,23	1,86
may-24	35,50	30,40	5,10	60,42	67,21	-6,79	32,22	27,17	5,05
jun-24	44,28	56,08	-11,80	73,40	85,86	-12,46	33,15	34,17	-1,02
jul-24	76,50	72,31	4,19	75,05	67,70	7,35	55,54	47,03	8,51
ago-24	81,50	91,05	-9,55	75,69	82,05	-6,36	40,62	54,56	-13,94
sep-24	91,25	72,62	18,63	90,38	78,31	12,07	70,55	51,86	18,69
oct-24	71,60	68,54	3,06	78,70	86,09	-7,39	58,79	62,04	-3,25
nov-24	81,63	104,43	-22,80	96,12	113,91	-17,79	81,81	100,53	-18,72
dic-24	95,50	111,24	-15,74	100,18	108,32	-8,14	94,13	98,18	-4,05

Los precios EPEX spot y del acoplamiento único diario del 26/06/2024 en Alemania y Francia fueron diferentes por un incidente técnico. Por tanto, los precios medios del mes de junio de Alemania y Francia se han calculado teniendo en cuenta los precios resultantes de la casación local de EPEX en Alemania y Francia.

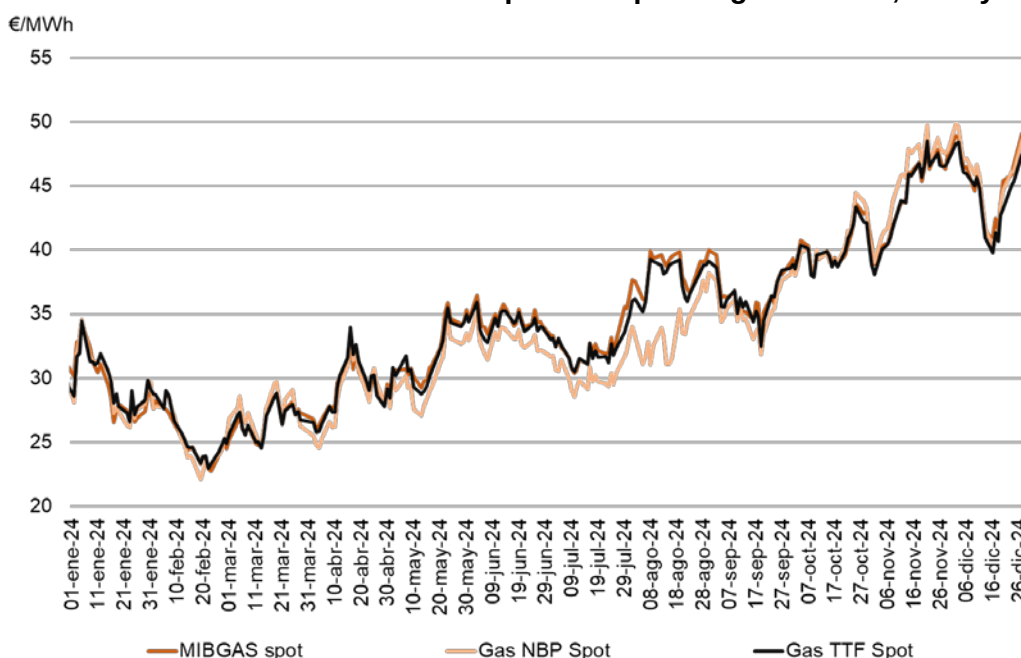
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC, OMIP-OMIClear, EPEX Spot y OMIE

⁵² Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

En 2024, las primas de riesgo ex post en España estuvieron, en general, alineadas con las de Francia. Entre febrero y mayo de ese año, los precios spot fueron de 21,53 €/MWh en España y 36,41 €/MWh en Francia, mientras que en Alemania alcanzaron los 64,78 €/MWh. Durante este periodo, las primas de riesgo fueron positivas en España y Francia, pero negativas en Alemania. En el segundo semestre, el aumento del precio del gas y la reducción de la producción renovable llevaron a una convergencia de las primas de riesgo en los tres países.

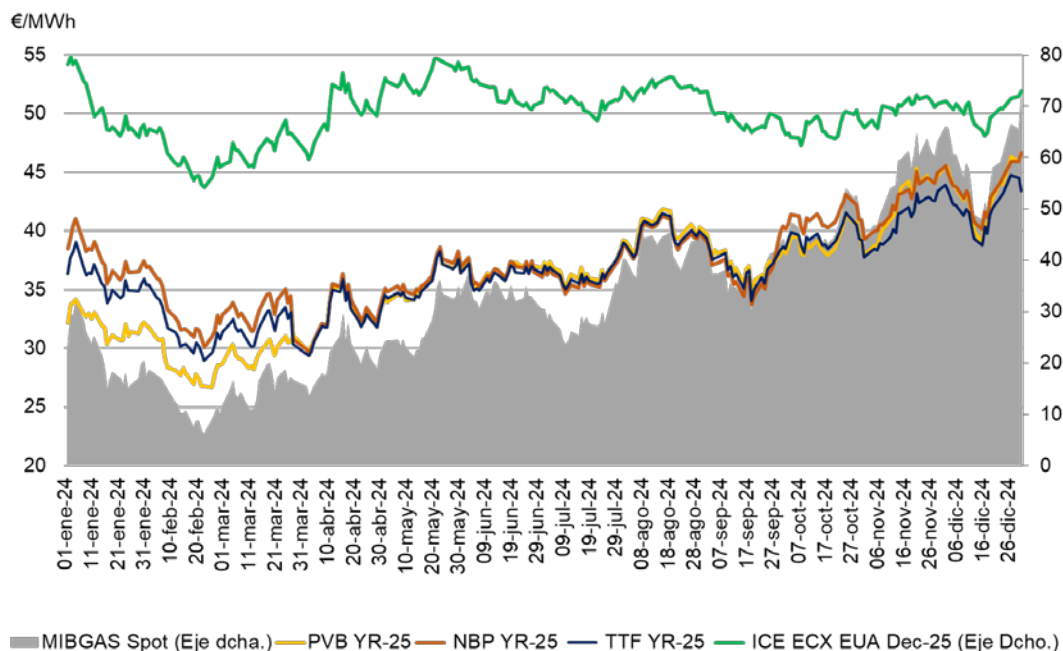
5. Precio del gas y de los derechos de emisión de CO₂

Gráfico 14. Evolución en 2024 de los precios spot de gas en PVB; NBP y TTF



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

Gráfico 15. Evolución en 2024 de los precios a plazo de gas del contrato YR-25 en PVB, NBP y TTF, de los derechos de emisión de CO₂ y del precio spot en PVB



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

6. Estructura de generación para la cobertura de la demanda peninsular

Cuadro 10. Generación peninsular, % de generación por tecnologías y demanda de transporte peninsular (TWh)

Balance	Total 2024	% Total 2024	Total 2023	% Total 2023	% Variación Anual
Turbinación bombeo	5,5	2,2%	5,2	2,1%	4,9%
Nuclear	52,0	20,6%	54,3	21,4%	-4,1%
Carbón	2,9	1,2%	3,8	1,5%	-23,5%
Ciclo combinado	28,6	11,3%	39,3	15,5%	-27,3%
Cogeneración	16,3	6,5%	17,3	6,8%	-5,7%
Fuel+gas	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-50,0%
Residuos no renovables	1,2	0,5%	1,2	0,5%	0,9%
No renovables	106,5	42,2%	121,0	47,8%	-12,0%
Residuos renovables	0,7	0,3%	0,7	0,3%	-7,6%
Eólica	59,5	23,6%	61,3	24,2%	-3,0%
Hidráulica	34,4	13,6%	25,3	10,0%	35,8%
Solar fotovoltaica	43,6	17,3%	36,7	14,5%	18,6%
Solar térmica	4,1	1,6%	4,7	1,9%	-12,1%
Otras renovables	3,7	1,5%	3,6	1,4%	2,5%
Renovables	146,0	57,8%	132,4	52,2%	10,2%
Generación	252,4	100,0%	253,5	100,0%	-0,4%
Saldos intercambios internacionales	-10,2	-4,1%	-14,0	-5,5%	-26,7%
Demanda transporte (b.c.)	231,9	-	229,9	-	0,9%

Fuente: REE

