

BOLETÍN TRIMESTRAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (1^{er} TRIMESTRE 2025)

IS/DE/003/25

3 de junio de 2025

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	4
3. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y d EEX	7
3.1. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	9
3.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	11
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	13
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	14
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	14
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	17
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	18
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-25 y Cal-26 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	20
5.5. Estructura de generación para la cobertura de la demanda	21

1. Hechos relevantes

Evolución de los precios a plazo y spot en los mercados mayoristas

En el primer trimestre de 2025, la tendencia general descendente de los precios a plazo de los contratos de gas, en todos los horizontes de entrega¹, se reflejó en una caída de las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad, en comparación con los registrados a 31 de diciembre de 2024 (véanse Cuadro 1 y Cuadro 10).

Los precios de los contratos a plazo de electricidad con subyacente español se situaron por debajo de sus equivalentes con subyacentes alemán y francés, excepto en el caso del contrato mensual de junio de 2025 y del contrato trimestral Q3-25 frente al subyacente francés, cuyas cotizaciones fueron inferiores a las del contrato español en 10,09 €/MWh y 18,19 €/MWh, respectivamente. A 31 de marzo de 2025, los diferenciales entre el contrato anual con liquidación en 2026 y sus equivalentes alemán y francés se situaron en -25,30 €/MWh y -2,49 €/MWh, respectivamente (véase Cuadro 6).

El precio medio spot de la electricidad en España cayó un 9,9 % respecto al cuarto trimestre de 2024, de 94,63 a 85,25 €/MWh. Por el contrario, subió en Alemania un 9 % (de 102,65 a 111,89 €/MWh) y en Francia un 15,1 % (de 86,77 a 99,84 €/MWh). En marzo de 2025, los tres mercados registraron caídas superiores al 26 % (véase Cuadro 7). En el caso español, esta evolución respondió, entre otros factores, a una mayor cobertura de la demanda mediante generación renovable y nuclear, que representó el 81,5 % de la producción, frente al 73,1 % del trimestre anterior (véase Cuadro 11), en un contexto de descenso del precio del gas (véase Gráfico 16).

Evolución de la negociación de contratos a plazo

En el primer trimestre de 2025, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos a plazo sobre subyacente español (55,8 TWh²) se incrementó un 12,3 % respecto al trimestre anterior y un 17,9 % respecto al volumen negociado en el mismo trimestre de 2024 (véase Cuadro 3). La liquidez de la negociación se concentró en contratos que se liquidan a lo sumo a un año vista (89,4 % del volumen negociado; véase Gráfico 8). Los contratos más negociados fueron los trimestrales (36,6 % del volumen total negociado), seguidos de los mensuales y de los anuales (29,4 % y 29,2 %, respectivamente, del total negociado; véase Cuadro 4).

El precio medio del volumen negociado de contratos a plazo en el primer trimestre de 2025 se situó en 63,27 €/MWh, inferior en 8,88 €/MWh al precio medio del volumen negociado en el trimestre anterior (véase Gráfico 11).

Por su parte, en el primer trimestre de 2025 –respecto al trimestre anterior– el volumen de contratos a plazo de carga base con subyacente alemán registrados en EEX-ECC aumentó un 5,5 %, alcanzando los 1.308,9 TWh, y disminuyó un 0,6 % el de subyacente francés, situándose en 369,8 TWh. En ambos casos, los valores superaron los registrados en el mismo trimestre del año anterior (+45,8 % y +39,9 %, respectivamente; véase Cuadro 8).

¹ Si bien a lo largo del mes de enero de 2025 los precios del gas mostraron una tendencia alcista, debido, entre otros aspectos, a la finalización del acuerdo de tránsito de gas entre Rusia y Ucrania, a las extracciones de gas de los almacenamientos –las más elevadas desde 2021– o a los diversos mantenimientos en distintas instalaciones noruegas, a partir de febrero se inició una tendencia descendente, a la que contribuyeron aspectos como el acuerdo de alto el fuego entre Rusia y Ucrania, la menor demanda asiática, unas temperaturas más suaves y el incremento en las llegadas de GNL, y a pesar del nivel de llenado de los A.A.S.S., que se situó por debajo del registrado el año anterior (a 31 de marzo, se encontraban al 33,6 % en Europa y al 63 % en España, mientras que en la misma fecha del año anterior, estaban al 58,5 % en Europa y al 81,4 % en España).

² El volumen negociado en el primer trimestre de 2025 (55,8 TWh) representó el 93,2 % de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (59,8 TWh).

2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones (€/MWh) a plazo en OMIP

	Primer trimestre 2025 (1)	Cuarto trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %
abr.-25	32,90	44,80	↓ -26,6%
may.-25	36,25	43,20	↓ -16,1%
jun.-25	52,15	60,41	↓ -13,7%
Q2-25	41,40 (*)	49,40	↓ -16,2%
Q3-25	73,20	80,85	↓ -9,5%
Q4-25	79,70	82,25	↓ -3,1%
Q1-26	67,70	71,90	↓ -5,8%
YR-26	59,90	65,40	↓ -8,4%
YR-27	56,00	60,40	↓ -7,3%

Producto base: 24 horas todos los días.

Últimas cotizaciones primer trimestre de 2025 a 31/03/2025 y del cuarto trimestre de 2024 a 30/12/2024.

(*) Cotización a 27/03/2025.

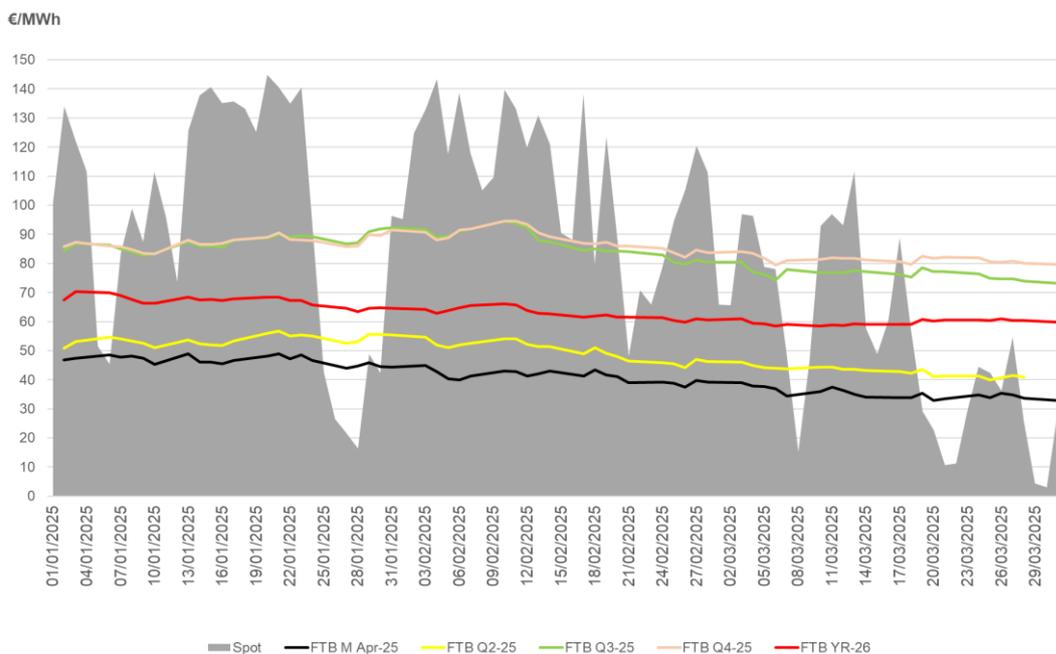
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cuadro 2. Cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en el 1^{er} trimestre de 2025 en OMIP vs. precios spot mensuales de liquidación (€/MWh)

Contratos mensuales	Última Cotización	Cotización Máxima	Cotización Mínima	Precio spot de liquidación
FTB M Jan-25	97,50	103,25	75,00	96,69
FTB M Feb-25	101,25	101,25	67,25	108,31
FTB M Mar-25	53,25	75,41	48,20	53,03

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

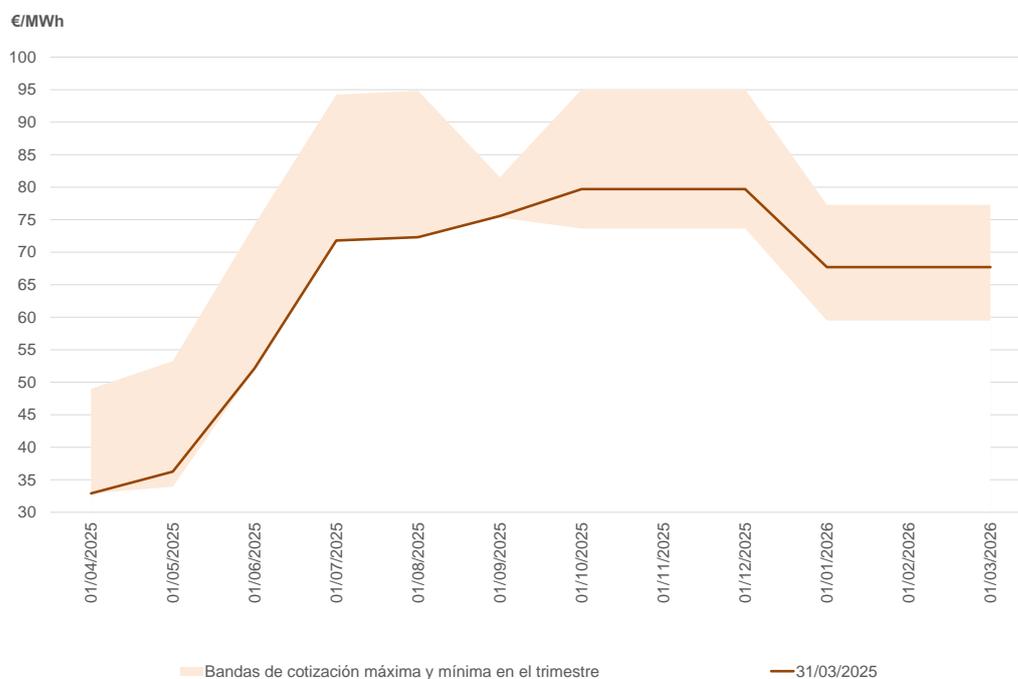
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y de las cotizaciones de los contratos a plazo (producto base) en OMIP (€/MWh) durante el 1er trimestre de 2025



Fuente:

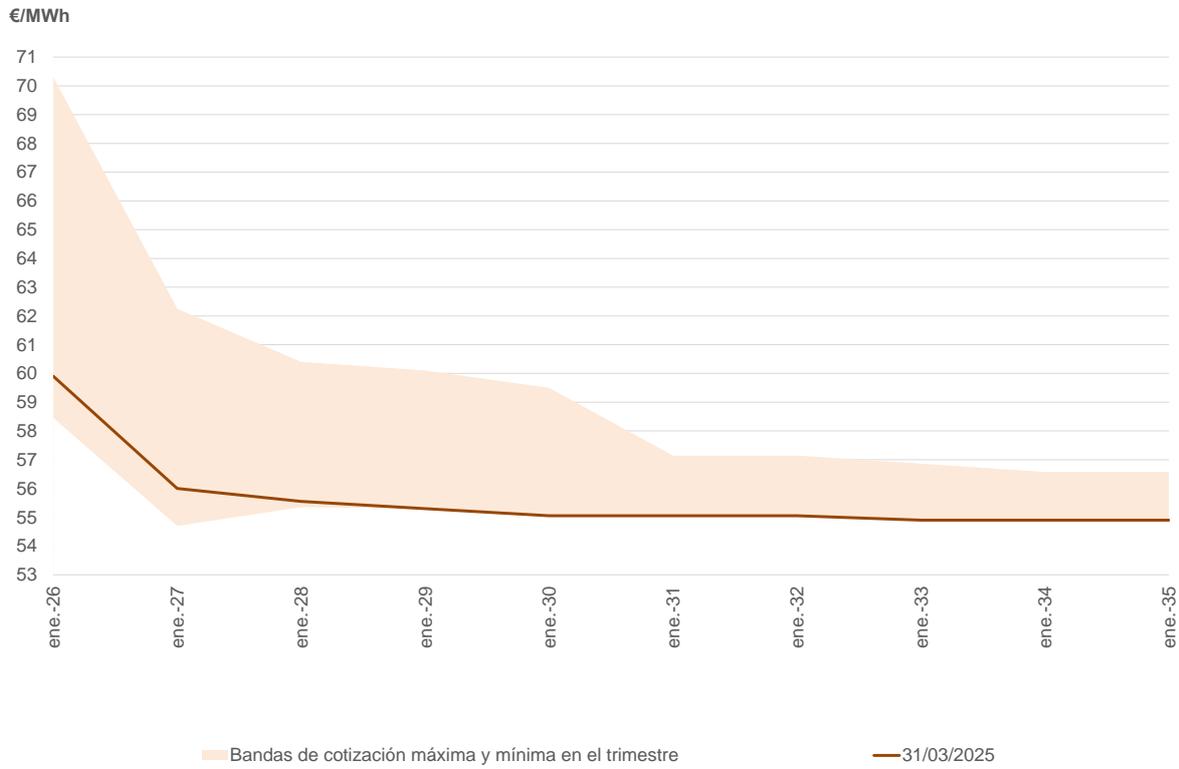
elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 1 año vista durante el 1er trimestre de 2025 (€/MWh)



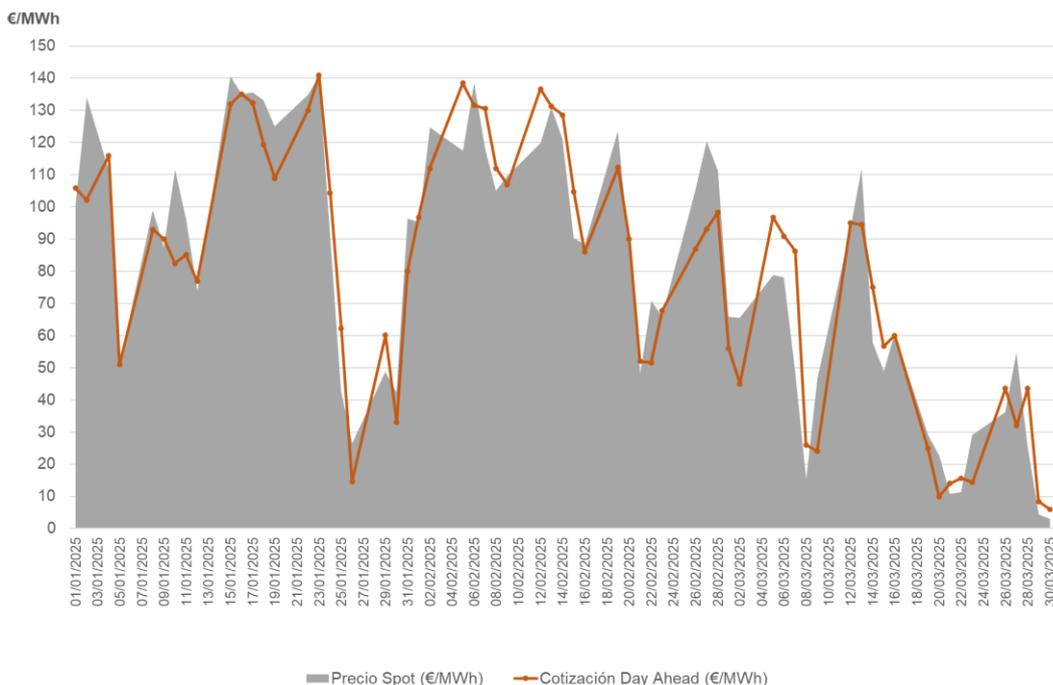
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista durante el 1^{er} trimestre de 2025 (€/MWh)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP el día previo al de su liquidación³(€/MWh). 1^{er} trimestre de 2025



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

3. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX⁴. Trimestral y anual

Volumen negociado (TWh)	Q1-25	Q4-24	Q1-24	% Variación Q1-25 vs. Q4-24	% Variación Q1-25 vs. Q1-24	% Q1-25	Total 2024
OMIP	0,9	0,8	0,8	21,8%	9,4%	1,7%	3,0
EEX	9,0	6,6	4,2	36,3%	112,6%	16,2%	23,0
OTC*	45,8	42,3	42,2	8,3%	8,5%	82,2%	155,1
OTC registrado y compensado**:	45,5	43,6	42,9	4,2%	5,9%	81,5%	161,5
<i>OMIClear</i>	1,0	1,3	0,7	-21,6%	46,9%	1,8%	4,1
<i>BME Clearing</i>	0,873	1,0	2,3	-16,5%	-62,5%	1,6%	6,1
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	43,6	41,3	39,9	5,5%	9,2%	78,2%	151,4
Total (OMIP, EEX y OTC)	55,8	49,7	47,3	12,3%	17,9%	100,0%	181,1

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

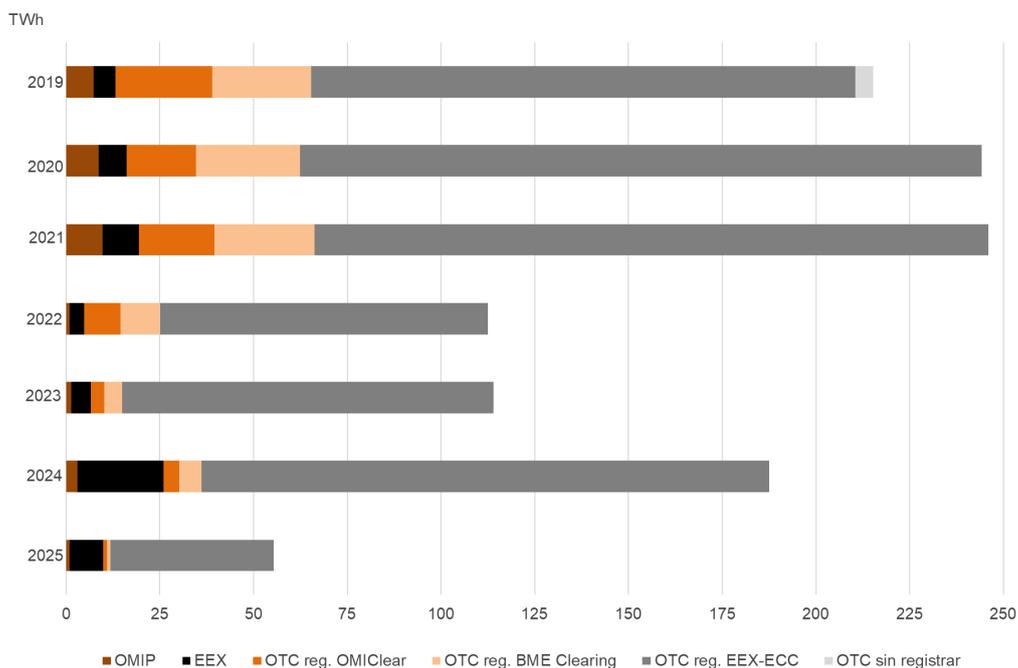
** El volumen OTC registrado y compensado en las Cámaras de Compensación (CCPs) podría incorporar transacciones de alguna agencia de intermediación o bróker que no estuviera remitiendo dicha información o parte de esta (por ejemplo, transacciones privadas o confidenciales -P&C-) a la CNMC.

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

³ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que, si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, como el tiempo que transcurre entre su cotización y liquidación es superior a un día, no se consideran en este análisis.

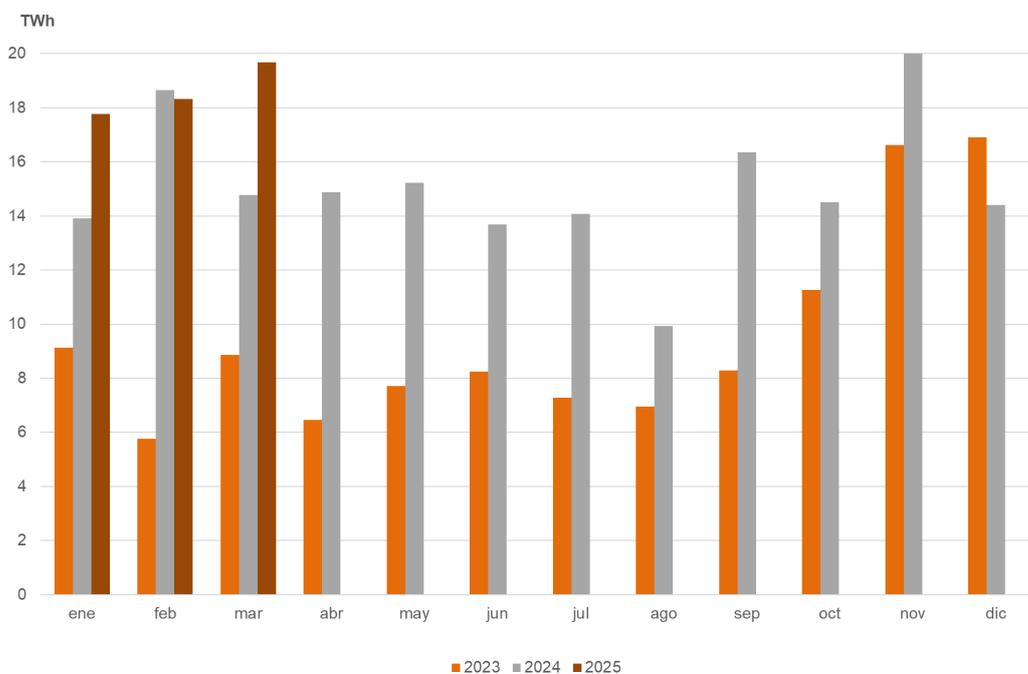
⁴ Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: 2019-2025



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

Gráfico 6. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: 2023-2025



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

3.1. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

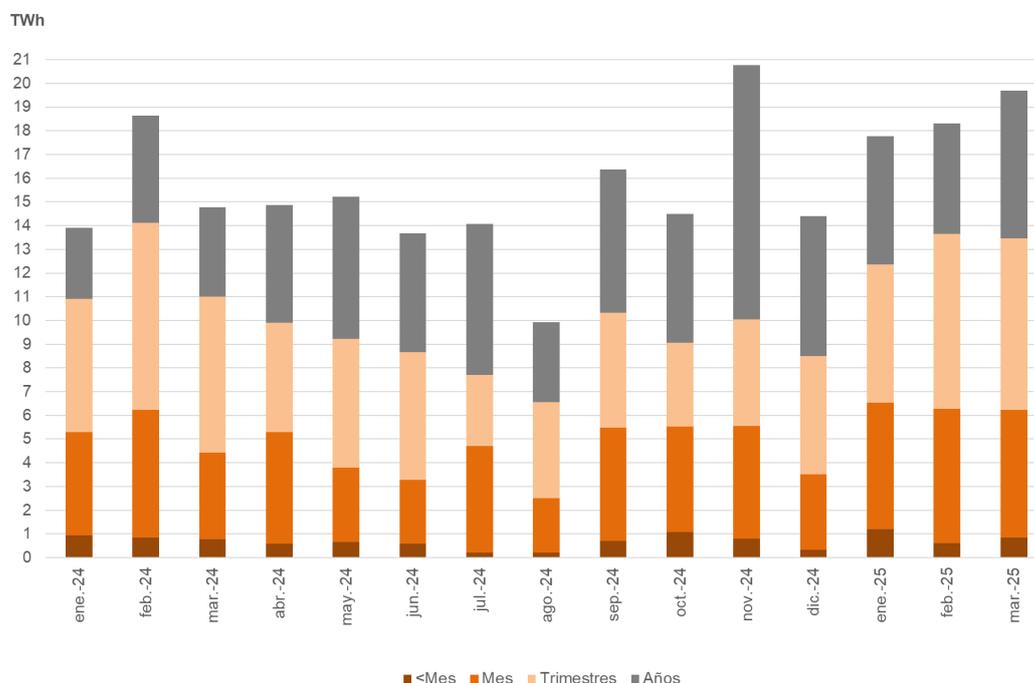
Cuadro 4. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato: trimestral y anual (TWh)

Tipo de contrato (TWh)	Q1-25	Q4-24	Q1-24	% Variación Q1-25 vs. Q4-24	% Variación Q1-25 vs. Q1-24	% Q1-25	Total 2024
D	0,5	0,5	0,3	-16,3%	41,2%	0,8%	1,5
WE	0,2	0,1	0,1	76,7%	109,2%	0,4%	0,4
WK-BM	2,0	1,5	2,1	30,1%	-6,6%	3,5%	5,8
Total Corto Plazo	2,7	2,2	2,5	21,4%	4,5%	4,8%	7,7
M	16,4	12,4	13,4	32,1%	22,3%	29,4%	47,9
Q	20,4	13,0	20,1	56,9%	1,7%	36,6%	60,4
Y	16,3	22,1	11,3	-26,1%	44,5%	29,2%	65,1
Total Largo Plazo	53,1	47,5	44,8	11,8%	18,6%	95,2%	173,4
Total	55,8	49,7	47,3	12,3%	17,9%	100,0%	181,1

Nota: D: diarios; WE: vencimientos iguales a 2 días (fines de semana); WK-BM: vencimientos mayores o iguales a 3 días y menores o iguales a 27 días; M: mensuales de 1 a 2 meses; Q: vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Y: igual o superior a 1 año.

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

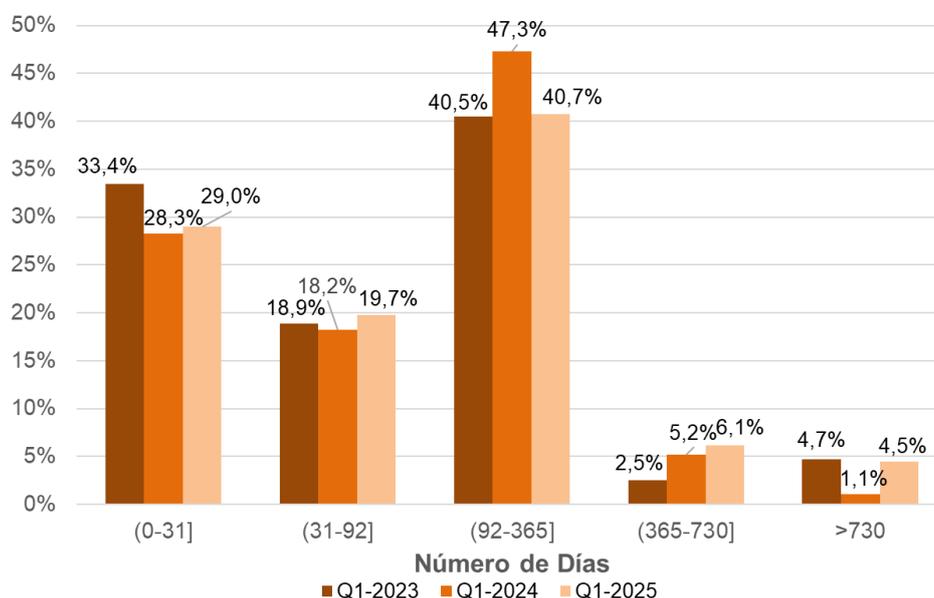
Gráfico 7. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). 2024-2025



Nota: <Mes: contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: igual o superior a 1 año.

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

Gráfico 8. Energía negociada en el 1^{er} trimestre de 2025 (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento*

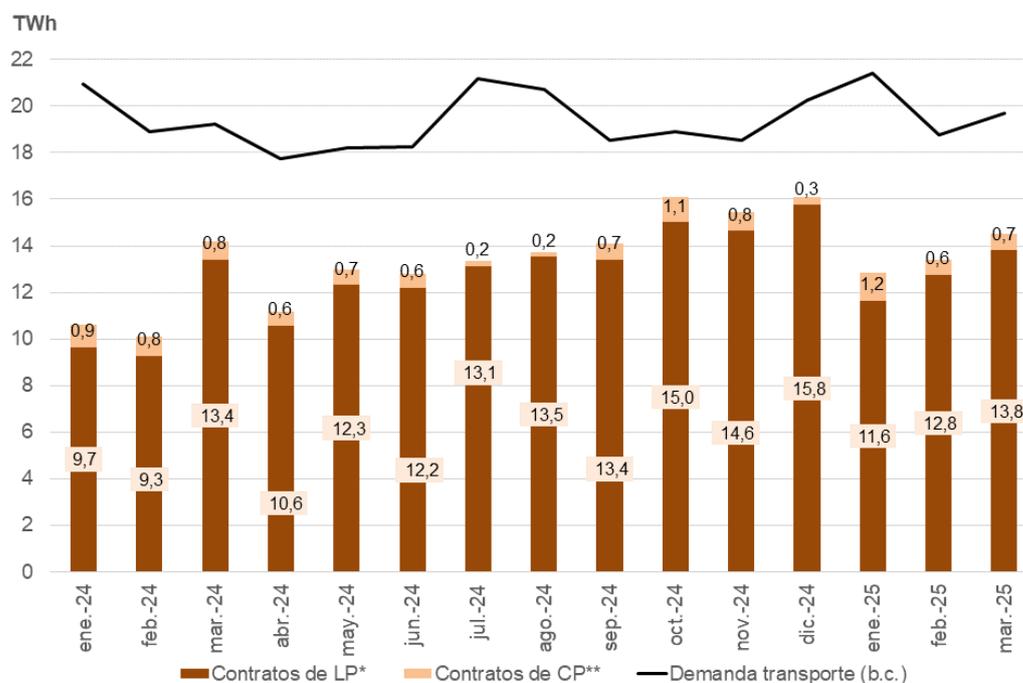


* A modo de ejemplo, la energía negociada en enero de 2025 mediante el contrato mensual con liquidación en febrero de 2025 se encontraría en el rango de días (0-31] mientras que la negociada en dicho mes de enero a través del contrato mensual con liquidación en marzo de 2025 se encontraría en el rango (31-92]. Asimismo, la energía negociada en febrero de 2025 mediante el contrato mensual con liquidación en marzo de 2025 y la negociada en marzo de 2025 a través del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2025, se encontrarían en el rango de días (0-31].

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

3.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

Gráfico 9. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (TWh) por mes de liquidación y demanda mensual (TWh). Periodo: 2024-2025

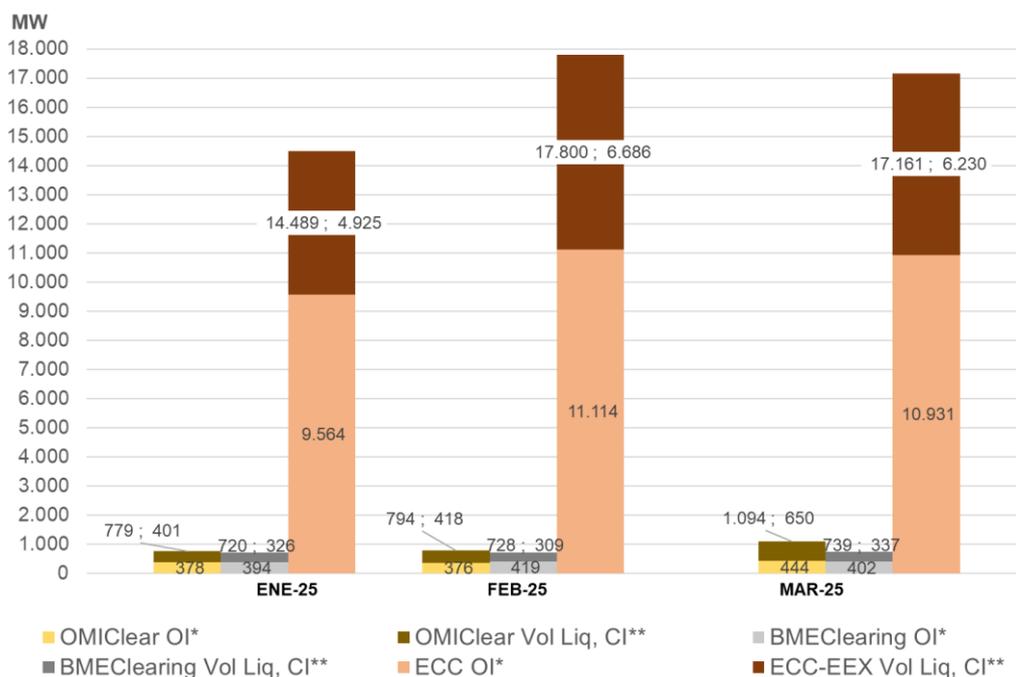


* Contratos de LP: Contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente, así como el contrato balance de mes, contabilizando para los casos de los contratos trimestral y anual la energía (TWh) liquidada en cada mes.

** Contratos de CP: Contratos diarios, fines de semana, balances de semana y semanales.

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

**Gráfico 10. Número de contratos negociados por CCP y por mes de liquidación vs. posición abierta (OI)⁵ en CCP
 Periodo: 1^{er} trimestre de 2025**



* OI: Open Interest o posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en cada CCP (OMIClear, BME Clearing o ECC), en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición en los contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que se realiza cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Una vez concluido el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

En ECC, el Open Interest se refiere al total de todos los contratos de derivados que se encuentran abiertos (es decir, no liquidados) en un momento determinado. El interés abierto publicado por EEX incluye todas las posiciones abiertas, independientemente de si una posición ha sido cerrada mediante una operación contraria. El interés abierto proporcionado no se presenta en términos netos⁶.

** Vol Liq; CI: Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente; Closed Interest o Posición cerrada durante el periodo de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en cada CCP (OMIClear, BME Clearing o ECC), en número de contratos (MW). El activo subyacente de cada contrato corresponde a la liquidación o entrega de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del periodo de liquidación.

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

⁵ En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones en contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma de la posición abierta (número de contratos) en cada una de las CCPs podría sobrestimar la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los contratos con posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

⁶ <https://www.eex.com/en/glossary>

4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

Gráfico 11. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: 2024-2025



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

Cuadro 5. Liquidación financiera de los futuros de carga base negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (€/MWh), a 31 de marzo de 2025.
Periodo: de octubre de 2024 a marzo de 2025

Mes de liquidación	Precio a plazo contratos de corto plazo (€/MWh) (1)	Precio spot contratos de corto plazo (€/MWh) (2)	Primas de riesgo ex post ^(*) (€/MWh) (1)-(2)	Precio a plazo contratos de largo plazo (€/MWh) (1)	Precio spot contratos de largo plazo (€/MWh) (2)	Primas de riesgo ex post ^(**) (€/MWh) (1)-(2)
oct.-24	65,10	67,68	-2,58	82,16	78,57	3,59
nov.-24	97,05	105,39	-8,34	82,16	89,16	-7,00
dic.-24	109,03	111,83	-2,80	85,58	91,98	-6,41
ene.-25	99,03	101,93	-2,90	74,86	88,14	-13,28
feb.-25	88,16	95,47	-7,31	76,55	94,08	-17,53
mar.-25	55,60	44,65	10,95	64,66	73,47	-8,81

(*) Diferencia entre el precio medio de los contratos de corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ponderado por el volumen liquidado y su valoración al precio spot.

(**) Diferencia entre el precio medio de los contratos de largo plazo (mensuales, trimestral y anual) que se liquidan en todos los días del mes ponderado por el volumen liquidado y su valoración al precio spot.

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

5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia

Cuadro 6. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

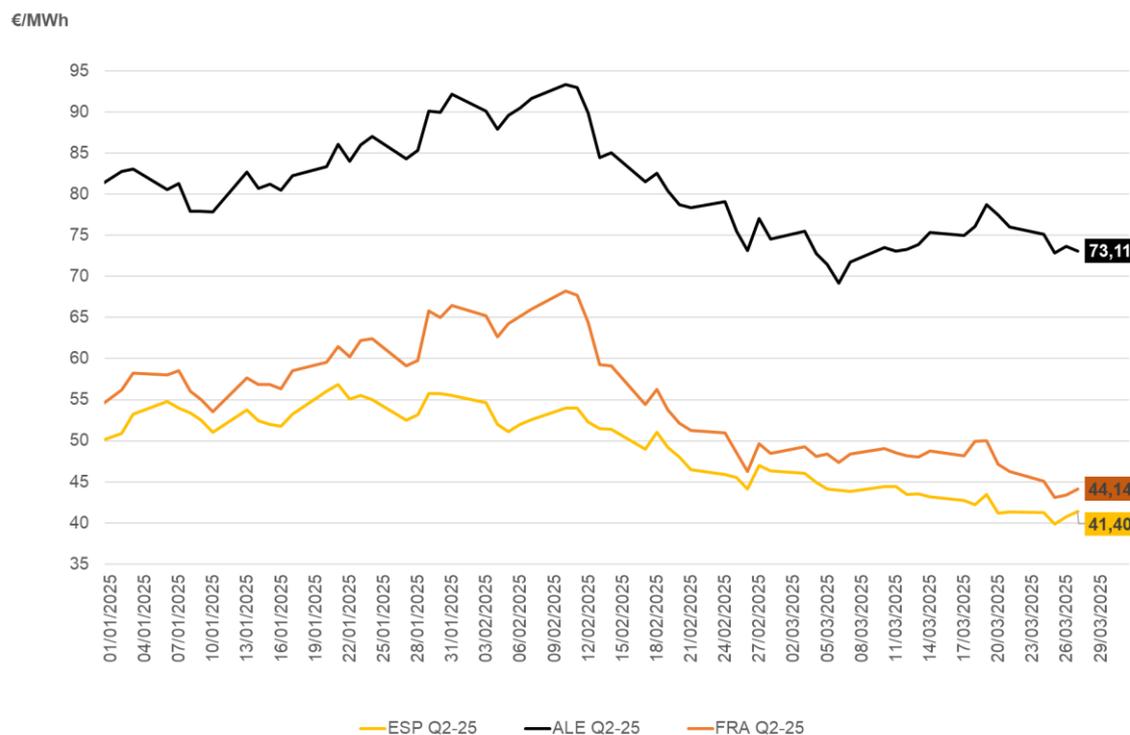
	Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario francés (€/MWh)		
	Primer trimestre 2025 (1)	Cuarto trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %	Primer trimestre 2025 (1)	Cuarto trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %	Primer trimestre 2025 (1)	Cuarto trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %
abr.-25	32,90	44,80	↓ -26,6%	76,54	84,02	↓ -8,9%	50,53	63,40	↓ -20,3%
may.-25	36,25	43,20	↓ -16,1%	69,02	73,37	↓ -5,9%	39,41	44,14	↓ -10,7%
jun.-25	52,15	60,41	↓ -13,7%	72,33	83,17	↓ -13,0%	42,06	52,11	↓ -19,3%
Q2-25	41,40 (*)	49,40	↓ -16,2%	73,11 (*)	80,11	↓ -8,7%	44,14 (*)	53,12	↓ -16,9%
Q3-25	73,20	80,85	↓ -9,5%	83,19	93,27	↓ -10,8%	55,01	67,98	↓ -19,1%
Q4-25	79,70	82,25	↓ -3,1%	99,08	108,00	↓ -8,3%	83,67	90,99	↓ -8,0%
Q1-26	67,70	71,90	↓ -5,8%	98,84	105,60	↓ -6,4%	87,66	92,85	↓ -5,6%
YR-26	59,90	65,40	↓ -8,4%	85,20	88,81	↓ -4,1%	62,39	69,91	↓ -10,8%
YR-27	56,00	60,40	↓ -7,3%	75,30	80,95	↓ -7,0%	58,77	67,04	↓ -12,3%

(*) Cotización a 27/03/2025.

Últimas cotizaciones del primer trimestre de 2025 a 31/03/2025 y del cuarto trimestre de 2024 a 30/12/2024.

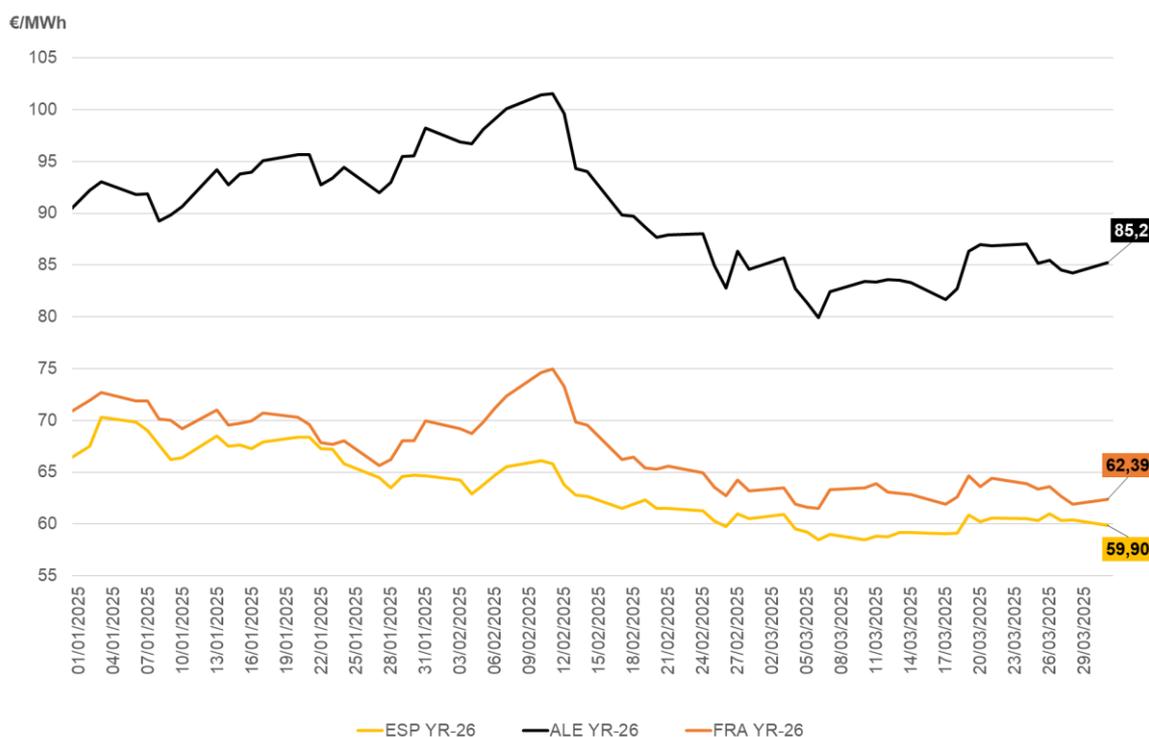
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 12. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-25 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1^{er} trimestre de 2025



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 13. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-26 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1^{er} trimestre de 2025



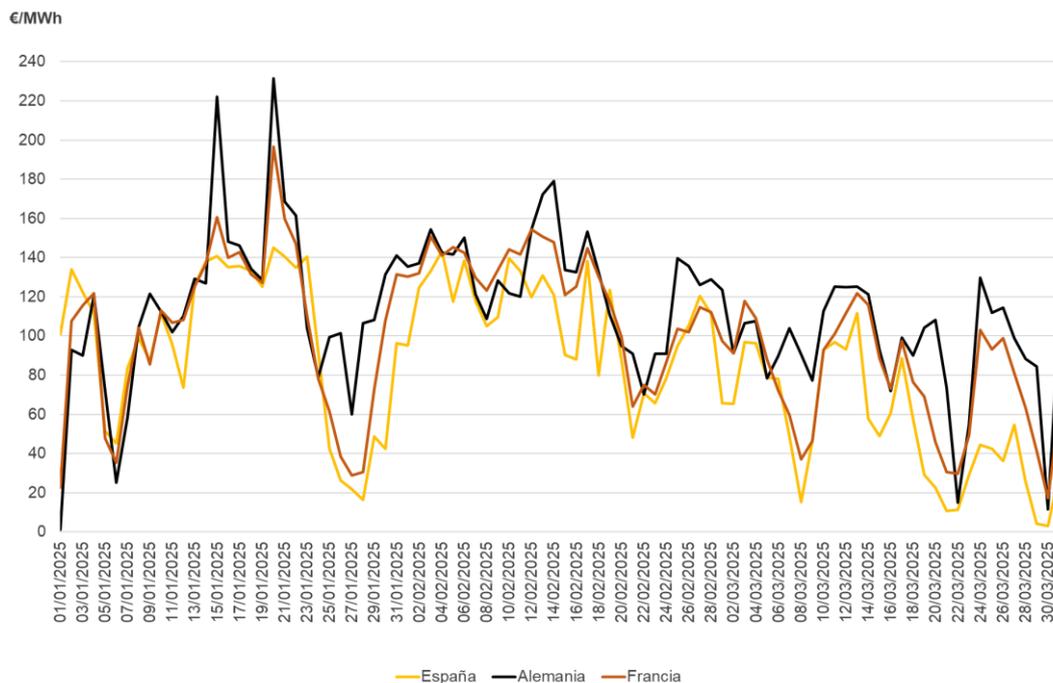
Fuente: EEX y OMIP

Cuadro 7. Precios medios mensuales (€/MWh) en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Mes	España	% Variación mensual	Alemania	% Variación mensual	Francia	% Variación mensual
oct.-24	68,54	↓ -5,6%	86,09	↑ 9,9%	62,04	↑ 19,6%
nov.-24	104,43	↑ 52,4%	113,91	↑ 32,3%	100,53	↑ 62,0%
dic.-24	111,24	↑ 6,5%	108,32	↓ -4,9%	98,18	↓ -2,3%
ene.-25	96,69	↓ -13,1%	114,14	↑ 5,4%	102,27	↑ 4,2%
feb.-25	108,31	↑ 12,0%	128,52	↑ 12,6%	122,66	↑ 19,9%
mar.-25	53,03	↓ -51,0%	94,62	↓ -26,4%	76,80	↓ -37,4%

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

Gráfico 14. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. 1er trimestre de 2025



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

Cuadro 8. Volumen de contratos (TWh) carga base con subyacente el precio de contado en España, Alemania y en Francia registrados en EEX-ECC. Anual y trimestral

TWh	Volumen registrado en EEX-ECC de contratos a plazo carga base con subyacente precio de contado en:		
	España	Alemania	Francia
2024	174,4	4.206,7	1.258,2
Q1-24	44,2	897,7	264,4
Q2-24	42,1	1.030,5	325,9
Q3-24	40,2	1.038,3	296,0
Q4-24	48,0	1.240,2	372,0
2025	52,6	1.308,9	369,8
Q1-25	52,6	1.308,9	369,8

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

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post⁷ en España, Alemania y Francia

Cuadro 9. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de octubre de 2024 a marzo de 2025, 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
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
ene-25	97,50	96,69	0,81	115,51	114,14	1,37	101,32	102,27	-0,95
feb-25	101,25	108,31	-7,06	131,91	128,52	3,39	124,89	122,66	2,23
mar-25	53,25	53,03	0,22	91,59	94,62	-3,03	76,33	76,80	-0,47

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

⁷ 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 del 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 mensual no pueden deshacer la posición total en dicho contrato en el futuro.

5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

Cuadro 10. Evolución del precio* del gas, del carbón y de los derechos de emisión de CO₂

	Último día de cotización** Primer trimestre 2025	Último día de cotización** Cuarto trimestre 2024	Variación trimestral %
Gas natural €/MWh			
PVB ABR-25	39,20	-	-
NBP ABR-25	39,94	48,73	↓ -18,0%
TTF ABR-25	41,46	48,27	↓ -14,1%
PVB Q2-25	39,50	48,73	↓ -18,9%
NBP Q2-25	40,46	47,61	↓ -15,0%
TTF Q2-25	40,80	47,83	↓ -14,7%
PVB Q3-25	40,53	48,28	↓ -16,1%
NBP Q3-25	42,65	46,93	↓ -9,1%
TTF Q3-25	41,32	45,50	↓ -9,2%
PVB Q4-25	40,39	45,93	↓ -12,1%
NBP Q4-25	42,76	46,68	↓ -8,4%
TTF Q4-25	40,45	43,42	↓ -6,8%
PVB YR-26	35,18	39,11	↓ -10,0%
NBP YR-26	36,76	40,39	↓ -9,0%
TTF YR-26	35,74	38,74	↓ -7,8%
[CONFIDENCIAL]			
Carbón ICE ARA API2 €/t			
ARA Q2-25	96,42	107,44	↓ -10,3%
ARA YR-26	103,39	112,76	↓ -8,3%
CO2 ICE EUA €/tCO2			
ECX EUA Dec-25	67,98	73,00	↓ -6,9%
ECX EUA Dec-26	69,90	75,09	↓ -6,9%

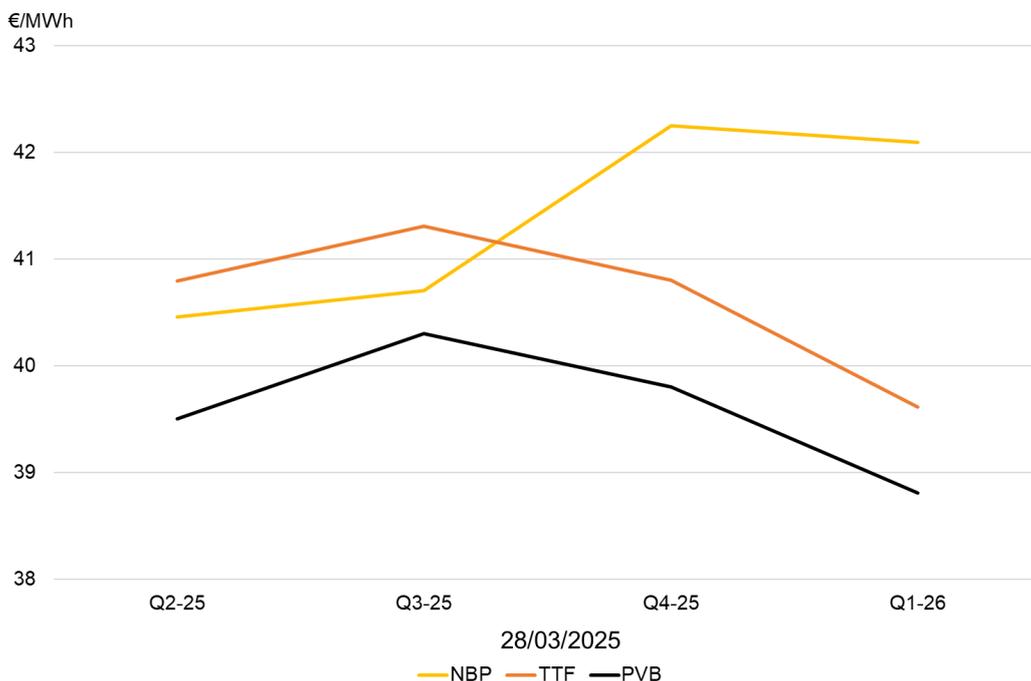
* Última cotización: se considera la de la última sesión de negociación en la que exista cotización para los tres contratos de gas considerados: PVB, NBP y TTF.

El precio PVB-ES en MIBGAS y en MIBGAS Derivatives se corresponde con la referencia EOD Price.

** Cotizaciones del 1^{er} trimestre de 2025 a 31/03/2025 (excepto para los contratos Q2-25 a 28/03/2025) y cotizaciones del 4^o trimestre de 2024 a 31/12/2024. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

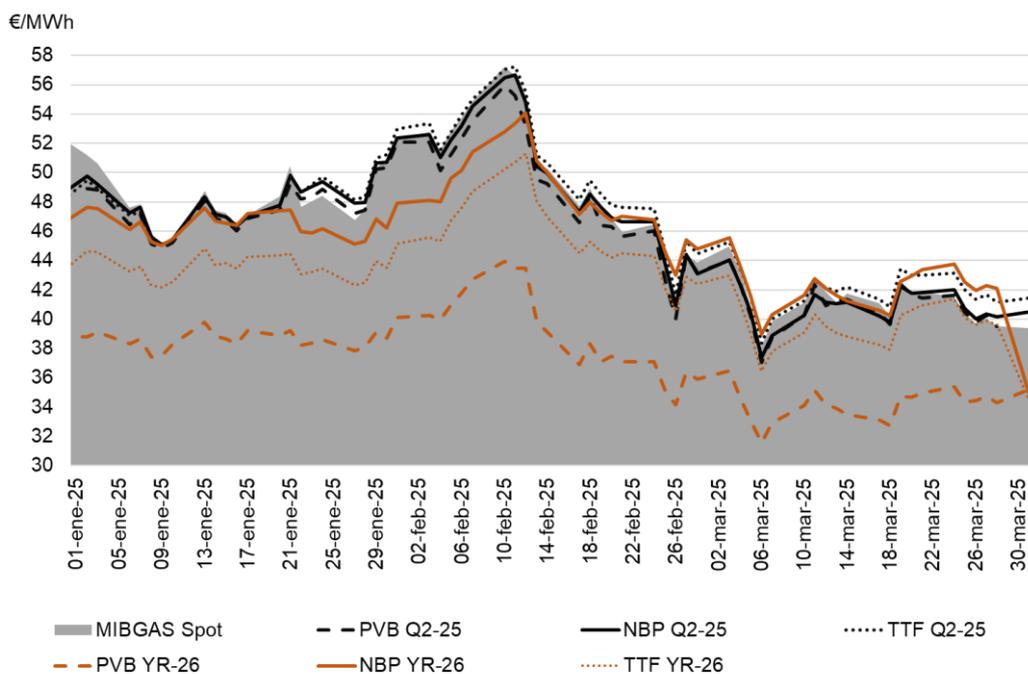
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, ICE y World Gas Intelligence.

Gráfico 15. Curva a plazo a 1 año vista del gas natural NBP, TTF y PVB, a 28/03/2025



Fuente: elaboración propia a partir de datos MIBGAS Derivatives e ICE

Gráfico 16. Evolución del precio spot de gas natural en MIBGAS y de las cotizaciones a plazo con entrega en el Q2-25 y en el YR-26 en PVB, TTF y NBP (precios en €/MWh) Periodo: 1er trimestre de 2025



Fuente: elaboración propia a partir de datos MIBGAS, MIBGAS Derivatives e ICE

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-25 y Cal-26 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 17. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Gráfico 18. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Estructura de generación para la cobertura de la demanda

Cuadro 11. Generación bruta, % de generación por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	01-25	02-25	03-25	Q1-25	Q4-24	Q1-24
Térmica convencional ⁽¹⁾	12,8%	13,5%	9,0%	11,7%	17,9%	9,8%
Nuclear	22,3%	23,2%	21,5%	22,3%	20,3%	20,3%
Otras no renovables ⁽²⁾	7,9%	8,6%	6,6%	7,6%	8,9%	8,8%
Renovables ⁽³⁾	57,6%	55,9%	63,8%	59,2%	52,8%	60,8%
<i>Eólica</i>	31,7%	17,6%	29,6%	26,6%	25,3%	28,6%
<i>Solar fotovoltaica y térmica</i>	10,5%	15,1%	13,6%	13,0%	12,6%	11,8%
Generación	23,2	20,3	21,9	65,4	61,4	64,7
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-1,1	-1,2	-1,6	-3,9	-1,9	-2,5
Demanda	21,4	18,7	19,7	59,8	57,7	59,1

(1) Térmica convencional: Carbón y Ciclo combinado.

(2) Otras no renovables: Turbinación bombeo, Residuos no renovables y Cogeneración

(3) Renovables: Otras renovables, Solar térmica, Hidráulica, Solar fotovoltaica, Residuos renovables y Eólica

(4) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: Red Eléctrica

