

BOLETÍN TRIMESTRAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (3^{ER} TRIMESTRE 2024)

IS/DE/003/24

23 de enero 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 de EEX	8
3.1. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	10
3.2. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	12
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	14
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	15
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	15
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	18
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂	19
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-24 y Cal-25 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	21
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 septiembre, los precios del gas para los contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2024 volvieron a responder a fundamentales bajistas (moderación de las temperaturas, elevado nivel de almacenamiento, periodo vacacional en China y continuidad del suministro) tras los aumentos registrados en el mes de agosto como consecuencia de factores únicamente geopolíticos. Esto se reflejó en un descenso, al cierre del mes, de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad para el cuarto trimestre de 2024 y el primer semestre de 2025 (véanse Cuadro 1 y Cuadro 6). Así, se dejó atrás el aumento de precios registrado en verano, causado tanto por la prolongación de los recortes en la oferta de gas a nivel mundial, principalmente en julio, como por el repunte de la demanda de electricidad en agosto.

En relación con el subyacente español, los precios de los contratos a plazo mensual con entrega en octubre, trimestral Q3-25 y anual YR-25 mostraron un spread positivo (superiores) respecto a los contratos equivalentes con subyacente francés. En este sentido, para el contrato YR-25 el diferencial de precio entre el subyacente español y el francés se situó, a 30 de septiembre, en +3,55 €/MWh; por el contrario, fue negativo el diferencial de precio de este contrato con subyacente español y su equivalente con subyacente alemán, situándose en -18,72 €/MWh.

El precio medio spot de la electricidad se incrementó en España, Alemania y Francia (véase Cuadro 7). En el caso del mercado español esta tendencia estuvo motivada, entre otros aspectos, por la evolución del precio del gas (véase Gráfico 16), el incremento de la demanda eléctrica (+11,6% respecto a la del trimestre anterior) y por la menor contribución a la cobertura de la demanda de las energías renovables (55,5% de la producción respecto al 64,3% del trimestre anterior) (véase Cuadro 11).

Evolución de la negociación de contratos a plazo

En el tercer trimestre de 2024, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos a plazo sobre subyacente español (40,4 TWh¹) se redujo un 7,8% respecto al trimestre anterior, mientras que se incrementó un 79,3% respecto al volumen negociado en el mismo trimestre de 2023 (véase Cuadro 3). La liquidez de la negociación se concentró en contratos que se liquidan a lo sumo a un año vista (85% del volumen negociado; véase Gráfico 8). Los contratos más negociados fueron los anuales y trimestrales (39% y 29,5%, respectivamente, del volumen total negociado; véase Cuadro 4).

El precio medio del volumen negociado de contratos a plazo en el tercer trimestre de 2024 se situó en 74,58 €/MWh, superior en 12,02 €/MWh al precio medio del volumen negociado en el trimestre anterior (véase Gráfico 11).

Por su parte, en el tercer trimestre de 2024 - respecto al anterior - el volumen de contratos a plazo en carga base con subyacente alemán registrado en EEX-ECC aumentó un 0,8% hasta 1.038,3 TWh mientras que el volumen con subyacente francés disminuyó un 9,2% hasta 296 TWh. Ambos valores fueron superiores al volumen registrado en el mismo trimestre del año previo (+63,2% y +122,9%, respectivamente; véase Cuadro 8).

¹ El volumen negociado en el tercer trimestre de 2024 (40,4 TWh) representó el 66,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (60,5 TWh).

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

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

	Tercer trimestre 2024 (1)	Segundo trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %
oct.-24	71,60	75,94	↓ -5,7%
nov.-24	74,85	84,05	↓ -10,9%
dic.-24	78,96	86,08	↓ -8,3%
Q4-24	76,75 (*)	82,00	↓ -6,4%
Q1-25	69,50	77,00	↓ -9,7%
Q2-25	49,20	49,26	↓ -0,1%
Q3-25	78,50	74,40	↑ 5,5%
YR-25	68,50	69,00	↓ -0,7%
YR-26	61,50	57,00	↑ 7,9%

Producto base: 24 horas todos los días.

Últimas cotizaciones del tercer trimestre de 2024 a 30/09/2024 y del segundo trimestre de 2024 a 28/06/2024.

(*) Cotización a 26/09/2024.

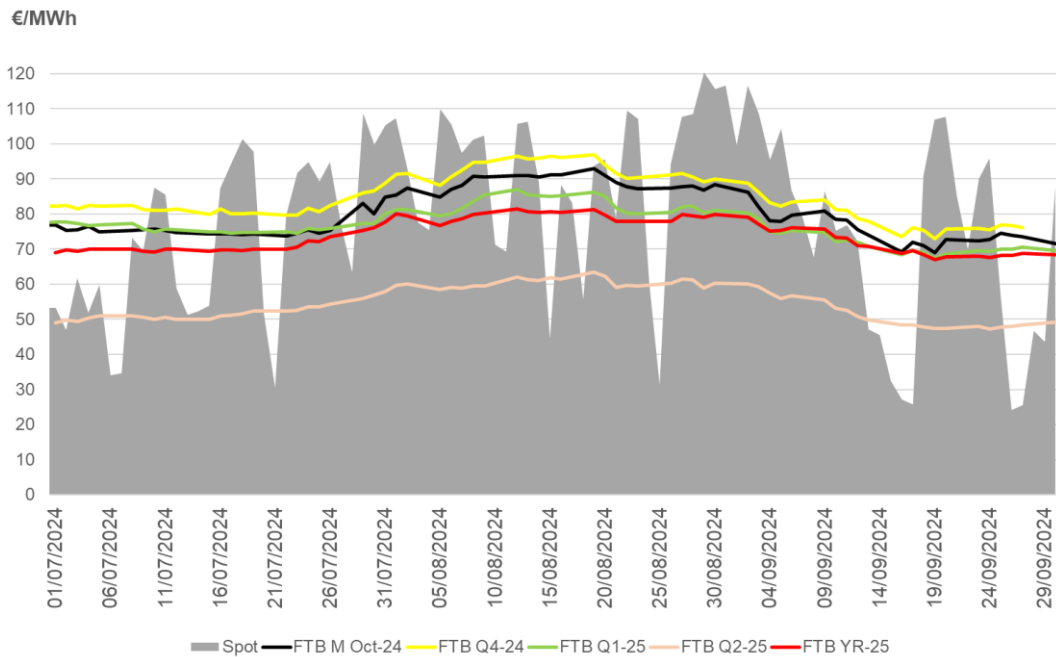
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cuadro 2. Cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en el 3^{er} trimestre de 2024 en OMIP vs. precios spot mensuales de liquidación (€/MWh)

Contratos mensuales	Última Cotización	Cotización Máxima	Cotización Mínima	Precio spot de liquidación
FTB M Jul-24	76,50	83,50	57,65	72,31
FTB M Aug-24	81,50	83,48	56,16	91,05
FTB M Sep-24	91,25	96,00	59,64	72,62

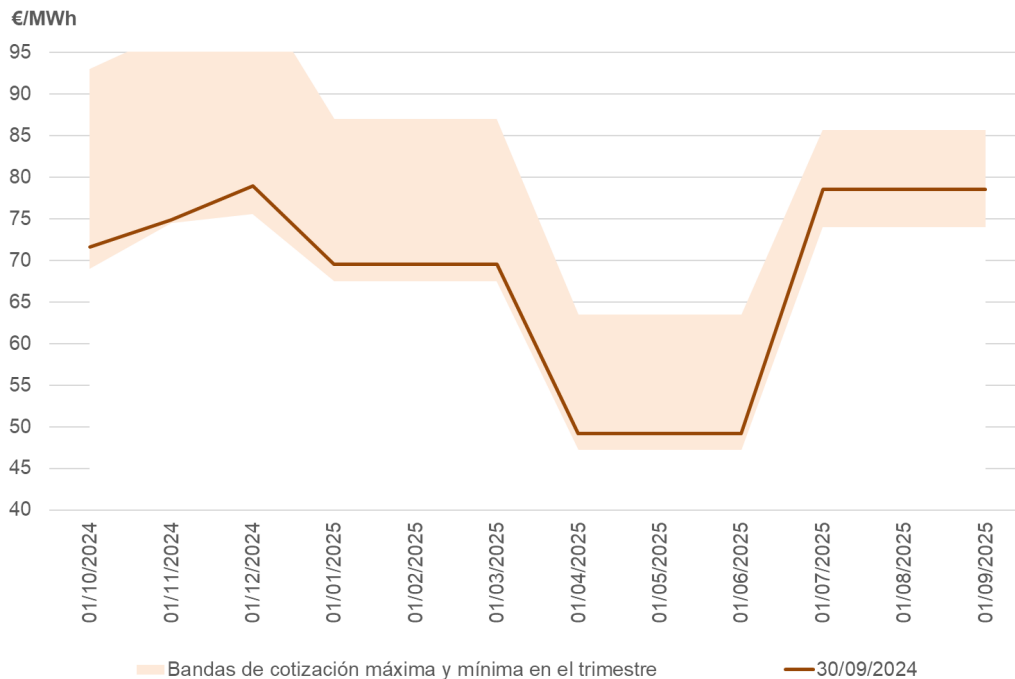
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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 3er trimestre de 2024



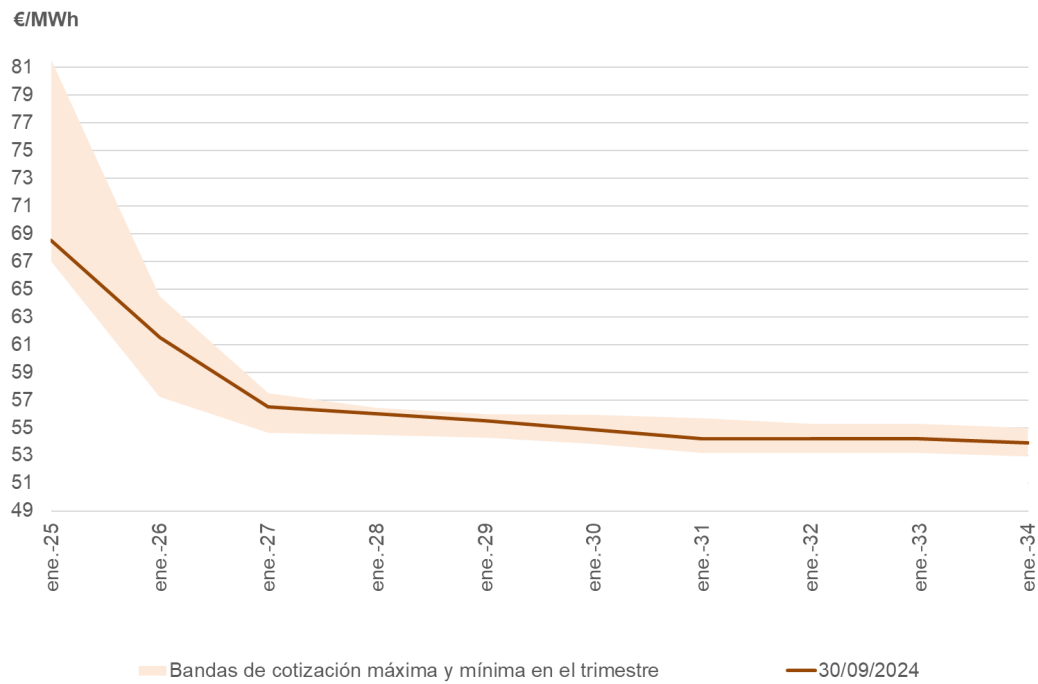
Fuente: elaboración propia a partir datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 1 año vista durante el 3er trimestre de 2024 (€/MWh)



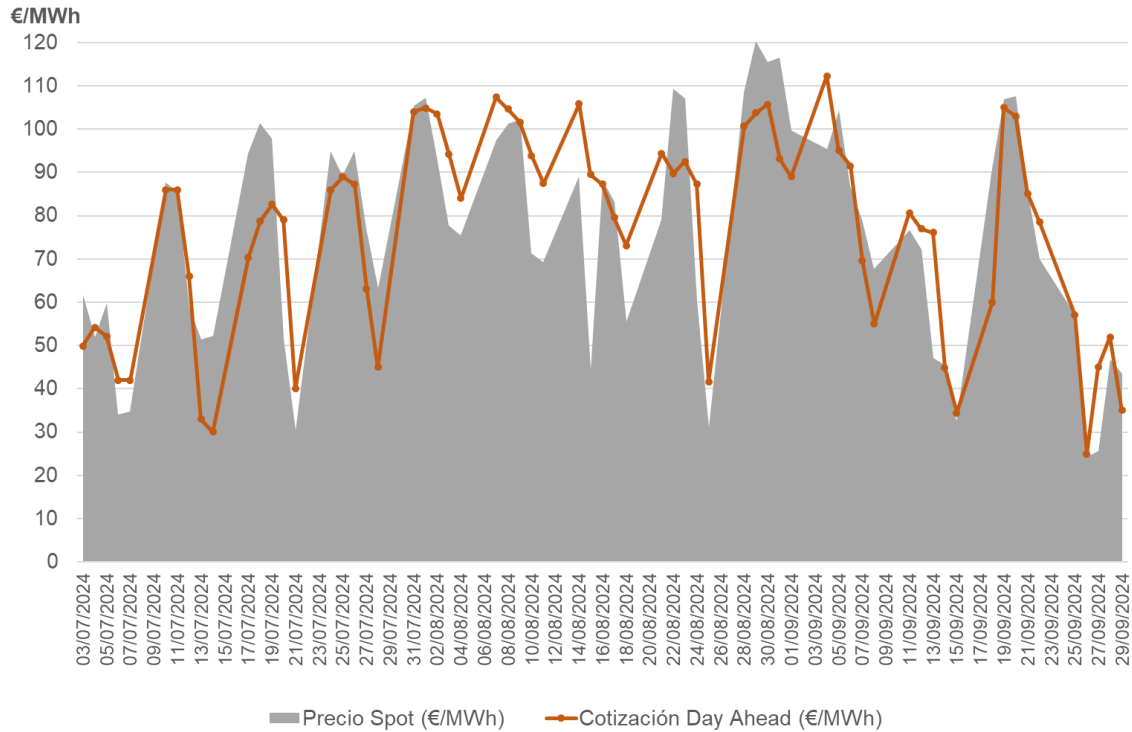
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista durante el 3^{er} trimestre de 2024 (€/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 liquidación²(€/MWh). 3^{er} trimestre de 2024



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

² 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.

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 EEX³. Trimestral y anual

Volumen negociado (TWh)	Q3-24	Q2-24	Q3-23	% Variación Q3-24 vs. Q2-24	% Variación Q3-24 vs. Q3-23	Acumulado 2024	% Acumulado 2024	Total 2023
OMIP	0,6	0,8	0,3	-20,3%	91,9%	2,3	1,7%	1,4
EEX	6,3	5,9	1,1	7,4%	497,7%	16,4	12,5%	5,2
OTC*	33,4	37,1	21,1	-9,9%	58,2%	112,8	85,8%	106,9
OTC registrado y compensado**:	35,3	39,6	21,3	-10,8%	66,3%	117,9	89,7%	107,4
<i>OMIClear</i>	0,5	1,6	0,8	-71,5%	-42,0%	2,8	2,1%	3,6
<i>BME Clearing</i>	1,0	1,7	0,9	-41,1%	16,9%	5,1	3,8%	4,8
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	33,9	36,2	19,6	-6,6%	73,0%	110,0	83,7%	99,0
Total (OMIP, EEX y OTC)	40,4	43,8	22,5	-7,8%	79,3%	131,5	100,0%	113,5

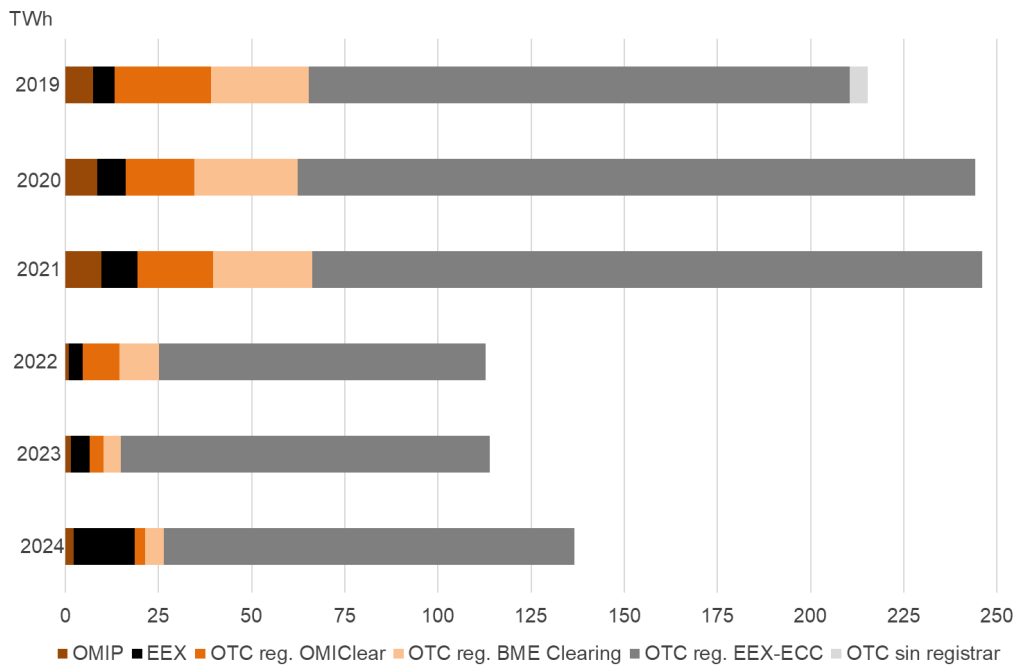
* Volumen OTC intermediado por agencia o bróker o bilateral registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs).

** 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 la misma (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

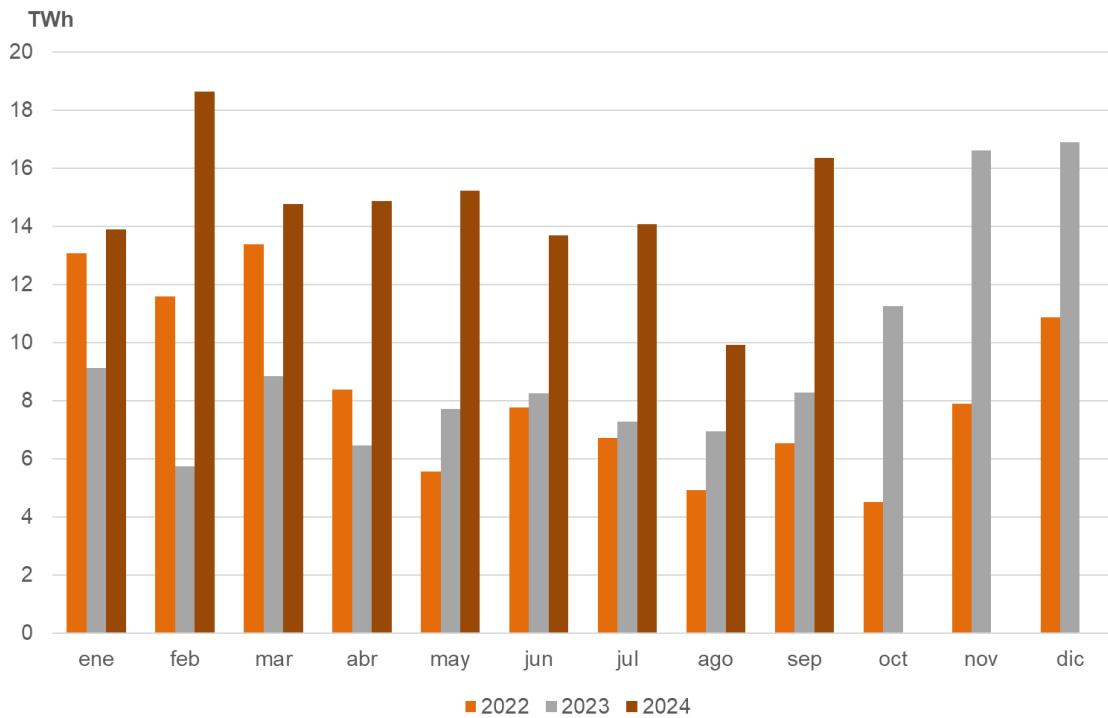
³ Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX. Período: 2019-2024



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. Período: 2022-2024



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

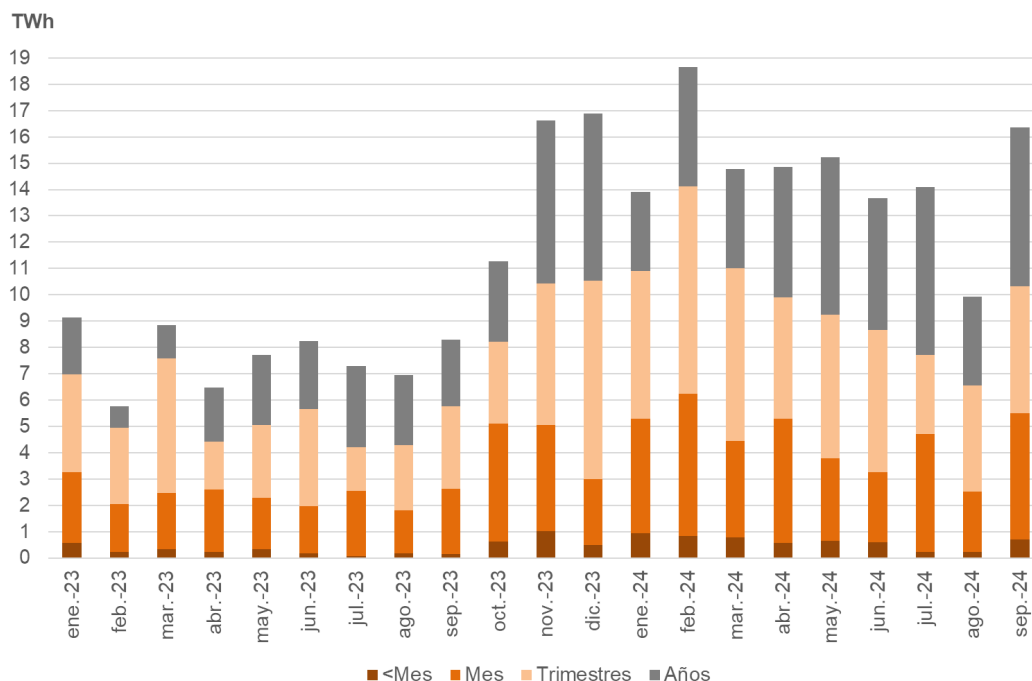
Cuadro 4. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato: trimestral y anual (TWh)

Tipo de contrato (TWh)	Q3-24	Q2-24	Q3-23	% Variación Q3-24 vs. Q2-24	% Variación Q3-24 vs. Q3-23	Acumulado 2024	% Acumulado 2024	Total 2023
D	0,3	0,3	0,2	-11,8%	62,1%	0,9	0,7%	0,9
WE	0,0	0,1	0,1	-74,0%	-43,0%	0,3	0,2%	0,4
WK-BM	0,8	1,4	0,2	-40,9%	359,1%	4,3	3,3%	3,1
Total Corto Plazo	1,1	1,8	0,4	-37,8%	175,0%	5,5	4,2%	4,4
M	11,6	10,5	6,6	9,9%	75,9%	35,5	27,0%	30,4
Q	11,9	15,4	7,3	-22,9%	63,8%	47,4	36,1%	43,3
Y	15,8	16,0	8,3	-1,3%	90,8%	43,0	32,7%	35,4
Total Largo Plazo	39,2	41,9	22,1	-6,5%	77,5%	126,0	95,8%	109,1
Total	40,4	43,8	22,5	-7,8%	79,3%	131,5	100,0%	113,5

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

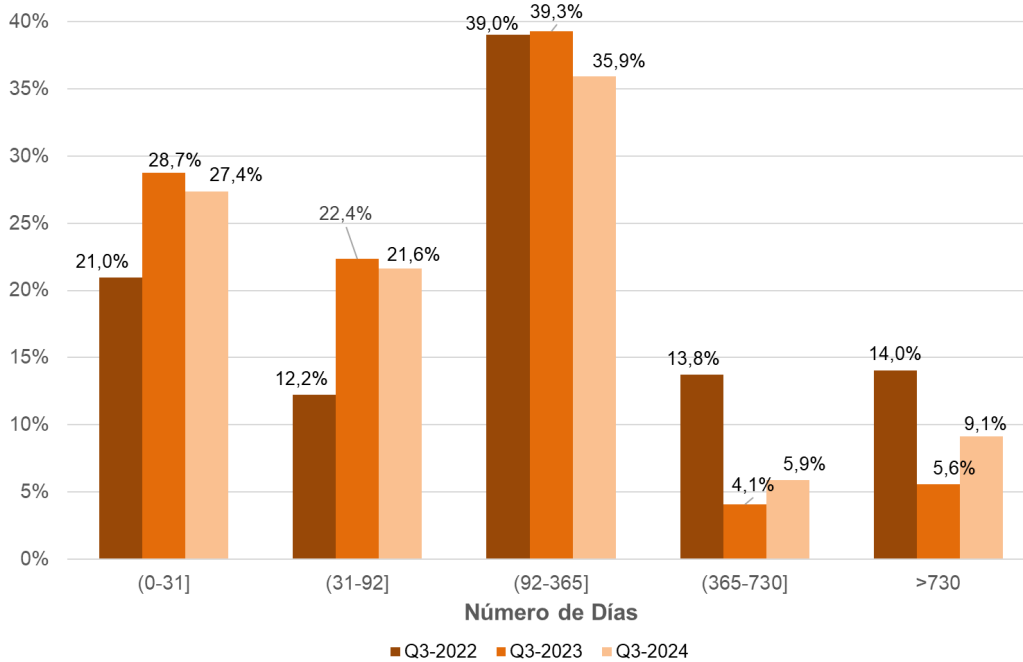
Gráfico 7. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). 2023-2024



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 3^{er} trimestre de 2024 (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento*

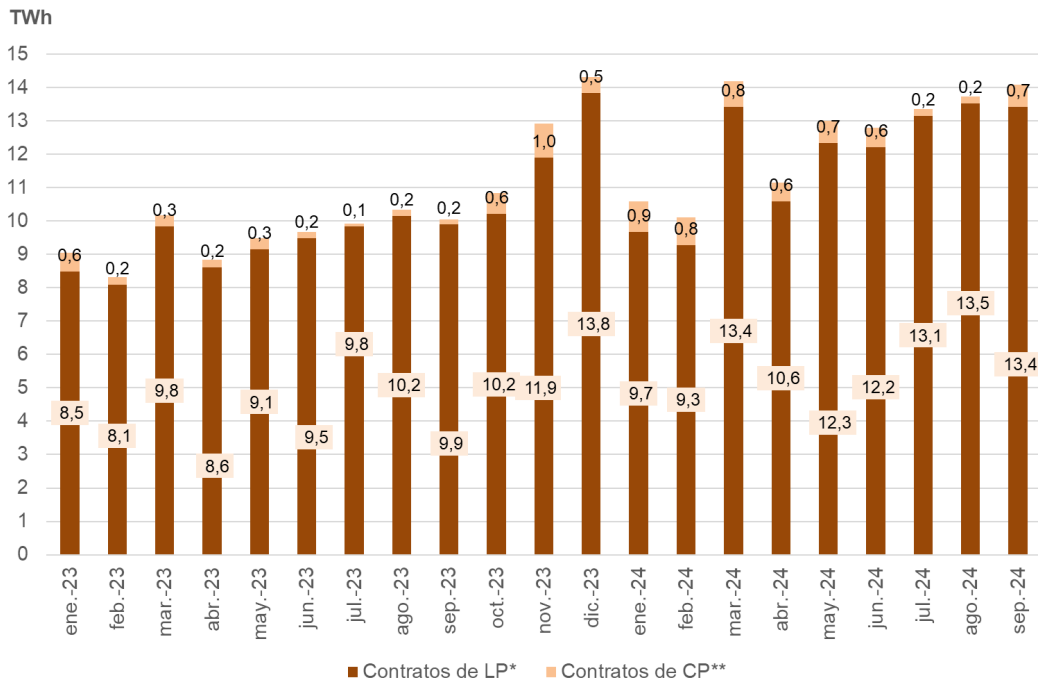


* A modo de ejemplo, la energía negociada en julio de 2024 mediante el contrato mensual con liquidación en agosto de 2024 se encontraría en el rango de días (0-31] mientras que la negociada en dicho mes de julio a través del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2024 se encontraría en el rango (31-92]. Asimismo, la energía negociada en agosto de 2024 mediante el contrato mensual con liquidación en septiembre de 2024 y la negociada en septiembre de 2024 a través del contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre de 2024, 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. Periodo: 2023-2024

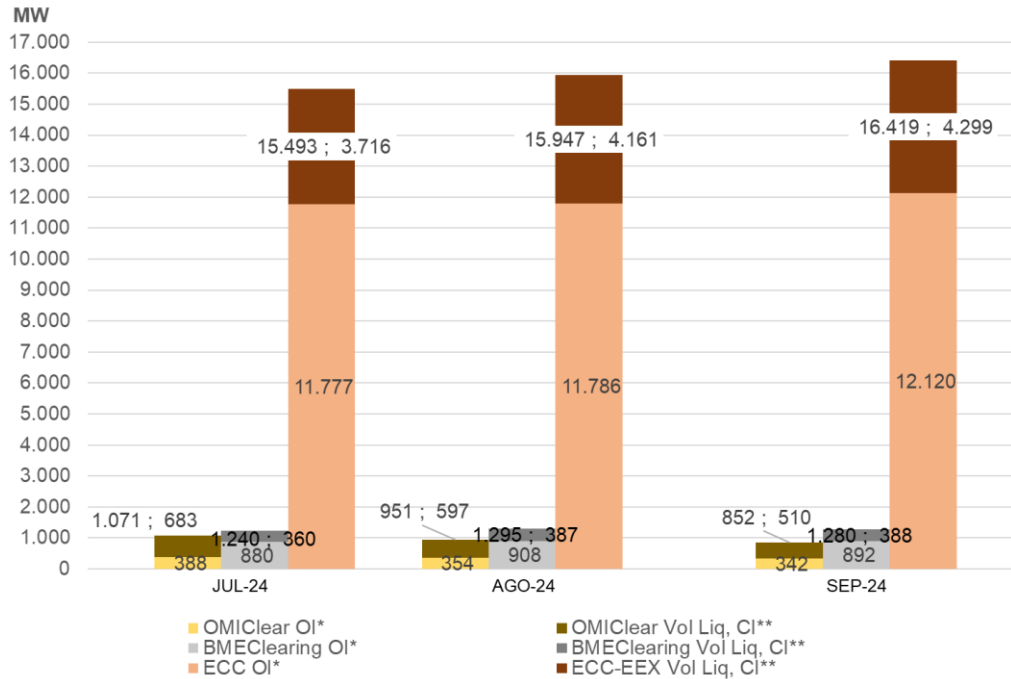


* Contratos de LP: Contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente, así como el contrato balance de mes, contabilizando para los casos de los contratos trimestral y anual la energía (TWh) liquidada en cada mes.

** 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)⁴ en CCP
 Periodo: 3^{er} trimestre de 2024**



* 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.

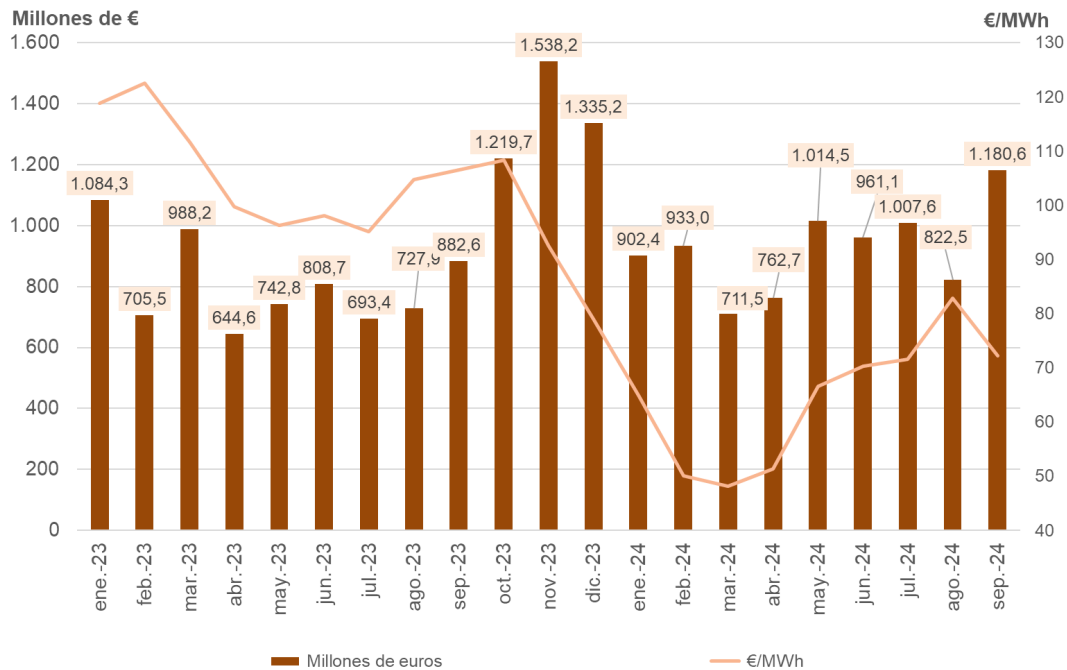
** Vol Liq; CI: Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente; Closed Interest o Posición cerrada durante el periodo de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en cada CCP (OMIClear, BME Clearing o ECC), en número de contratos (MW). El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nocional 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

⁴ 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 OMI Clear, 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.

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: 2023-2024



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 30 de septiembre de 2024.
Periodo: de abril a septiembre de 2024

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)
abr.-24	16,21	17,19	-0,98	62,45	34,93	27,53
may.-24	31,70	35,24	-3,53	58,75	38,51	20,24
jun.-24	57,22	57,64	-0,42	65,70	47,90	17,80
jul.-24	75,14	80,02	-4,88	78,31	69,34	8,97
ago.-24	90,41	94,66	-4,26	78,95	73,78	5,17
sep.-24	72,06	69,33	2,73	81,07	69,57	11,50

(*) 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

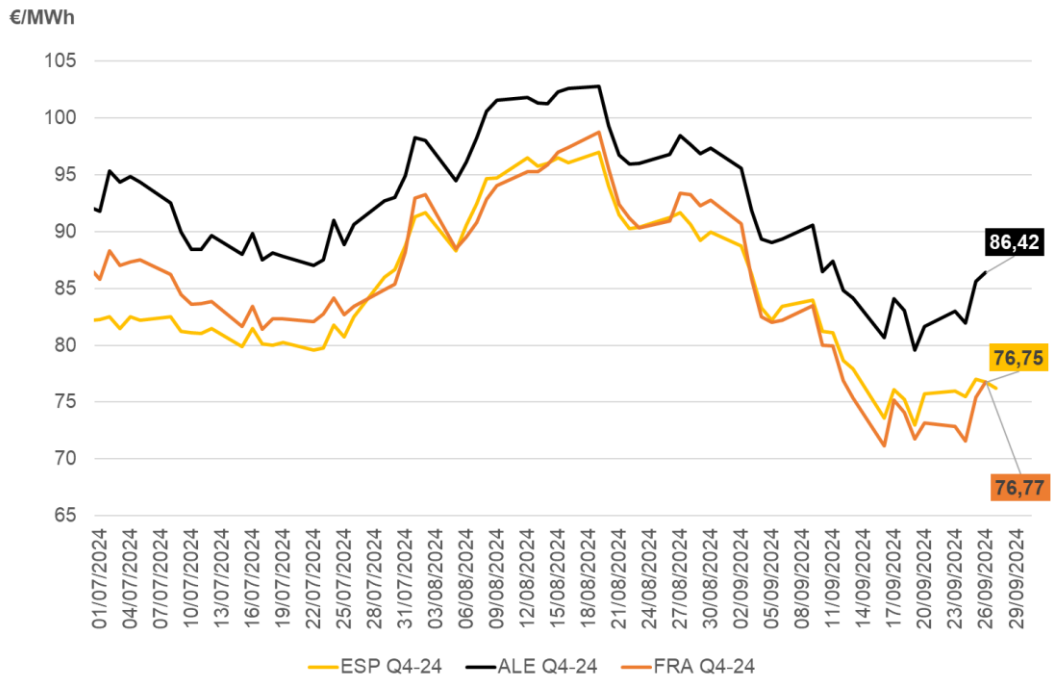
	Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio del mercado diario francés (€/MWh)		
	Tercer trimestre 2024 (1)	Segundo trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %	Tercer trimestre 2024 (1)	Segundo trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %	Tercer trimestre 2024 (1)	Segundo trimestre 2024 (2)	(1) vs. (2) %
oct.-24	71,60	75,94	↓ -5,7%	78,70	85,07	↓ -7,5%	58,79	72,78	↓ -19,2%
nov.-24	74,85	84,05	↓ -10,9%	89,61	97,48	↓ -8,1%	79,48	96,45	↓ -17,6%
dic.-24	78,96	86,08	↓ -8,3%	88,17	96,22	↓ -8,4%	85,93	97,59	↓ -11,9%
Q4-24	76,75 (*)	82,00	↓ -6,4%	86,42 (*)	92,87	↓ -6,9%	76,77 (*)	88,85	↓ -13,6%
Q1-25	69,50	77,00	↓ -9,7%	94,46	101,26	↓ -6,7%	90,22	104,41	↓ -13,6%
Q2-25	49,20	49,26	↓ -0,1%	76,01	78,65	↓ -3,4%	54,37	48,98	↑ 11,0%
Q3-25	78,50	74,40	↑ 5,5%	84,46	86,28	↓ -2,1%	62,33	58,24	↑ 7,0%
YR-25	68,50	69,00	↓ -0,7%	87,22	91,27	↓ -4,4%	64,95	64,62	↑ 0,5%

(*) Cotización a 26/09/2024.

Nota: Últimas cotizaciones del tercer trimestre de 2024 a 30/09/2024 y del segundo trimestre de 2024 a 28/06/2024.

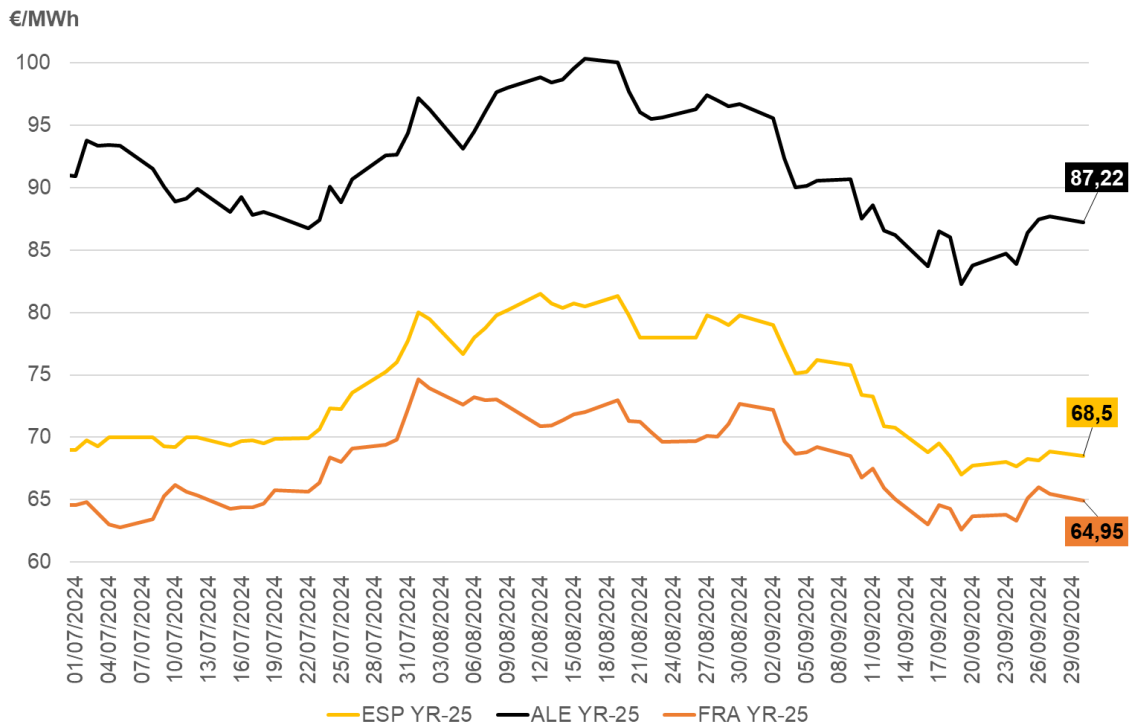
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 12. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-24 en España, Alemania y Francia. Periodo: 3^{er} trimestre de 2024



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 13. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-25 en España, Alemania y Francia. Periodo: 3^{er} trimestre de 2024



Fuente: EEX y OMIP

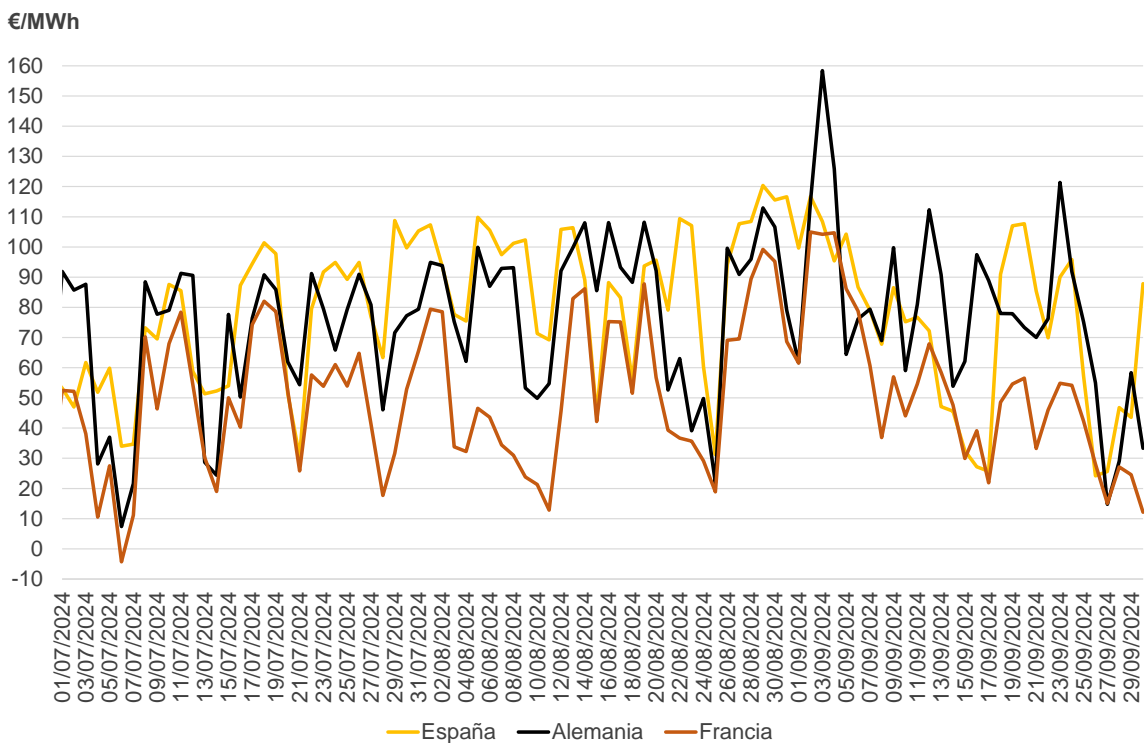
Cuadro 7. Precios medios mensuales (€/MWh) en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Mes	España	% Variación mensual	Alemania	% Variación mensual	Francia	% Variación mensual
abr.-24	13,67	↓ -32,7%	62,36	↓ -3,6%	28,23	↓ -47,3%
may.-24	30,40	↑ 122,4%	67,21	↑ 7,8%	27,17	↓ -3,8%
jun.-24	56,08	↑ 84,5%	85,86	↑ 27,7%	34,17	↑ 25,7%
jul.-24	72,31	↑ 28,9%	67,70	↓ -21,1%	47,03	↑ 37,7%
ago.-24	91,05	↑ 25,9%	82,05	↑ 21,2%	54,56	↑ 16,0%
sep.-24	72,62	↓ -20,2%	78,31	↓ -4,6%	51,86	↓ -5,0%

*Los precios EPEX spot y del acoplamiento único diario del 26/06/2024 en Alemania y en Francia fueron diferentes por un incidente técnico. Por ello, el precio medio mensual del mes de junio en Alemania y en Francia se ha calculado teniendo en cuenta los precios resultantes de la casación local de EPEX en dichos mercados.

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. 3er trimestre de 2024



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
2023	104,2	2.606,8	586,7
Q1-23	21,6	507,0	124,9
Q2-23	20,2	622,2	126,4
Q3-23	20,6	636,2	132,8
Q4-23	41,8	841,4	202,7
2024	126,4	2.966,5	886,2
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

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

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post⁵ en España, Alemania y Francia

Cuadro 9. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de abril a septiembre de 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
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

* EL precio medio mensual del mes de junio en Alemania y en Francia se ha calculado teniendo en cuenta los precios resultantes de la casación local de EPEX en dichos mercados.

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

⁵ 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** Tercer trimestre 2024	Último día de cotización** Segundo trimestre 2024	Variación trimestral %
Gas natural €/MWh			
PVB OCT-24	38,98	-	-
NBP OCT-24	39,77	40,12	↓ -0,9%
TTF OCT-24	39,78	38,38	↑ 3,7%
PVB Q4-24	38,10	37,28	↑ 2,2%
NBP Q4-24	39,13	41,68	↓ -6,1%
TTF Q4-24	38,57	39,98	↓ -3,5%
PVB Q1-25	39,40	38,83	↑ 1,5%
NBP Q1-25	37,93	37,44	↑ 1,3%
TTF Q1-25	37,77	37,10	↑ 1,8%
PVB Q2-25	37,57	36,21	↑ 3,8%
NBP Q2-25	36,91	36,48	↑ 1,2%
TTF Q2-25	37,53	36,76	↑ 2,1%
PVB YR-25	37,93	37,05	↑ 2,4%
NBP YR-25	38,94	38,71	↑ 0,6%
TTF YR-25	38,33	38,01	↑ 0,9%
[CONFIDENCIAL]			
Carbón ICE ARA API2 €/t			
ARA Q3-24	106,80	103,22	↑ 3,5%
ARA YR-25	111,08	106,49	↑ 4,3%
CO2 ICE EUA €/tCO2			
ECX EUA Dec-24	65,56	67,47	↓ -2,8%
ECX EUA Dec-25	67,60	70,19	↓ -3,7%

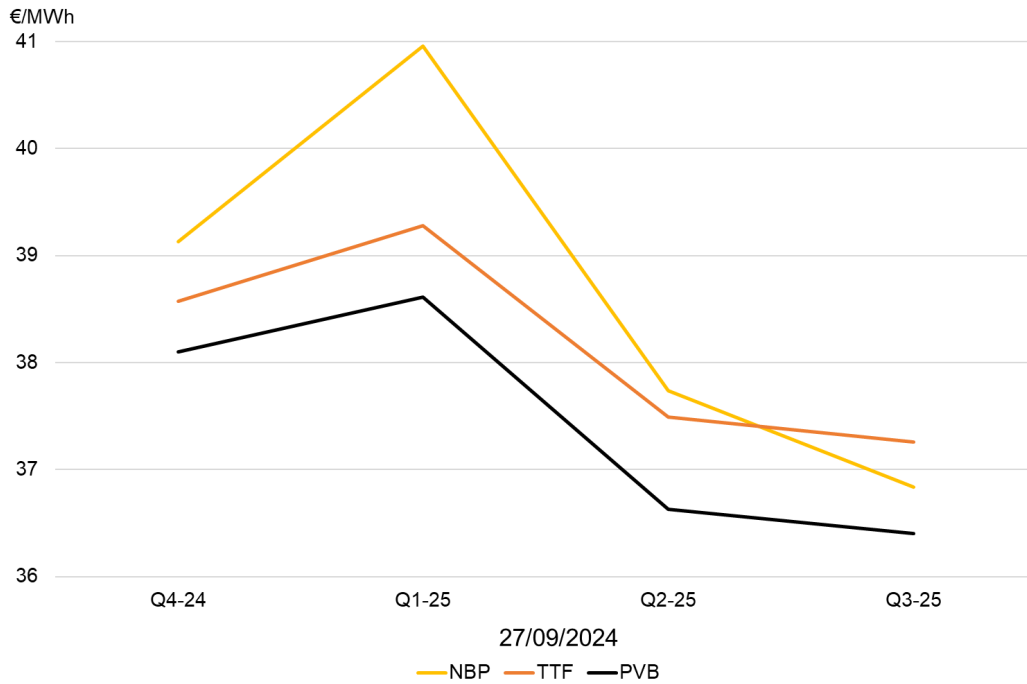
* Última cotización: se considera la de la última sesión de negociación en la que exista cotización para los tres contratos de gas considerados: PVB, NBP y TTF.

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

** Cotizaciones del 3^{er} trimestre de 2024 a 30/09/2024 (excepto para el contrato Q4-24 a 27/09/2024) y cotizaciones del 2^o trimestre de 2024 a 28/06/2024 **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

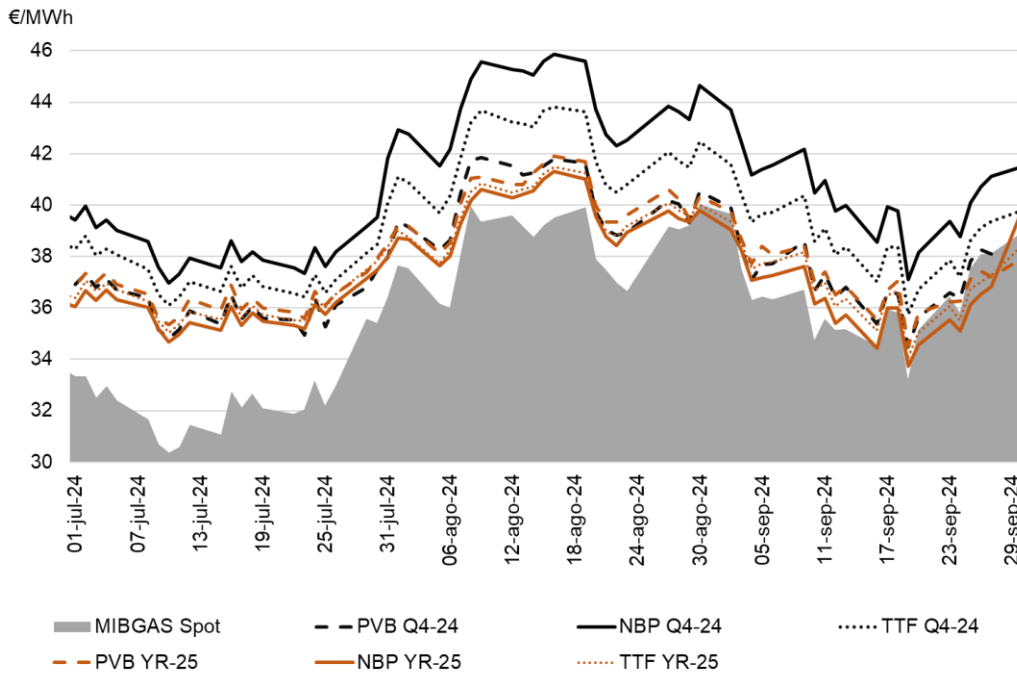
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, ICE y World Gas Intelligence.

Gráfico 15. Curva a plazo a 1 año vista del gas natural NBP, TTF y PVB, a 27/09/2024



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 Q4-24 y en el YR-25 en PVB, TTF y NBP (precios en €/MWh) Período: 3er trimestre de 2024



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

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-24 y Cal-25 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)

	07-24	08-24	09-24	Q3-24	Q2-24	Q3-23
Térmica convencional ⁽¹⁾	2,8	3,1	2,5	12,8%	8,1%	21,9%
Nuclear	5,1	5,1	5,0	23,1%	18,8%	22,9%
Otras no renovables ⁽²⁾	2,0	1,9	1,8	8,7%	8,6%	8,5%
Renovables ⁽³⁾	13,2	12,0	11,3	55,5%	64,3%	46,4%
<i>Eólica</i>	4,1	3,7	4,4	18,5%	21,5%	17,6%
<i>Solar fotovoltaica y térmica</i>	6,5	6,0	4,6	26,1%	25,1%	21,7%
Generación	23,1	22,1	20,5	65,7	60,6	64,1
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,9	-0,4	-1,1	-2,4	-3,4	-2,4
Demanda	21,2	20,8	18,5	60,5	54,2	59,6

(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

