

BOLETÍN TRIMESTRAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (2º TRIMESTRE 2023)

IS/DE/003/23

25 de enero de 2024

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	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 Q3-23 y Cal-24 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	20

1. Hechos relevantes

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

En el segundo trimestre de 2023 las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados con subyacentes español, alemán y francés mantuvieron la tendencia descendente (aunque algo más moderada) observada en el primer trimestre del año (véase Cuadro 6). A esta tendencia contribuyó la reducción de los precios del gas en los mercados europeos, dado el buen nivel de llenado de los almacenamientos, el suministro robusto de GNL y la reducción de la demanda (que se mantuvo, a nivel europeo, un 20% por debajo de la media de los últimos años). En este contexto, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre subyacente eléctrico español registraron un spread negativo respecto a los contratos equivalentes analizados con subyacentes alemán y francés. Así, los diferenciales entre el precio del contrato anual con liquidación en 2024 con subyacente español y los equivalentes alemán y francés se situaron, a 30 de junio de 2023, en 51,36 €/MWh y en 81,98 €/MWh, respectivamente.

De la misma manera, en el segundo trimestre de 2023, los precios medios spot español, francés y alemán evolucionaron a la baja (véase Cuadro 7), influidos por el descenso del precio del gas, el incremento de la cuota de generación renovable, que pasó, en el ámbito europeo, a representar el 46% del total frente al 41% del mismo trimestre del año anterior (con un incremento de la generación solar y eólica del 9%), y la reducción del consumo eléctrico, tanto industrial como doméstico (en torno al 6% en el conjunto de la Unión Europea). Asimismo, en el mercado francés contribuyó a la bajada del precio spot la progresiva reincorporación de reactores nucleares que estaban indisponibles.

Evolución de la negociación de contratos a plazo

En el segundo trimestre de 2023, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos a plazo sobre subyacente español (22 TWh¹) disminuyó un 6,3% respecto al trimestre anterior, si bien fue un 2,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo trimestre del año anterior (véase Cuadro 3). La liquidez de la negociación se concentró en torno a los contratos que se liquidan a lo sumo a un año vista (90,9% del volumen negociado; véase Gráfico 8). En particular, los contratos trimestrales supusieron un 43,2% del volumen negociado en el primer semestre de 2023 (véase Cuadro 4).

El precio medio del volumen negociado de contratos a plazo en el segundo trimestre de 2023 se situó en 97,85 €/MWh, inferior en 19,12 €/MWh al precio medio del volumen negociado el trimestre anterior (véase Gráfico 11).

Por su parte, en el segundo trimestre de 2023, respecto al trimestre anterior, los volúmenes de contratos a plazo con subyacente alemán y francés registrados en EEX-EEC aumentaron un 22,7% y un 1,2%, situándose en 622,2 TWh y 126,4 TWh respectivamente, y también fueron superiores a los volúmenes registrados en el mismo trimestre del año previo (+70,9% y +69,6%, respectivamente; véase Cuadro 8).

¹ El volumen negociado en el segundo trimestre de 2023 (22 TWh) representó el 41,5% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (53,1 TWh).

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

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

	Segundo trimestre 2023 (1)	Primer trimestre 2023 (2)	(1) vs. (2) %
jul.-23	102,00	131,55	↓ -22,5%
ago.-23	102,50	124,92	↓ -17,9%
sep.-23	105,00	124,45	↓ -15,6%
Q3-23	101,50 (*)	127,00	↓ -20,1%
Q4-23	118,50	131,00	↓ -9,5%
Q1-24	112,75	127,90	↓ -11,8%
Q2-24	74,00	89,59	↓ -17,4%
YR-24	92,35	104,25	↓ -11,4%
YR-25	73,00	91,00	↓ -19,8%

Producto base: 24 horas todos los días.

Últimas cotizaciones del segundo trimestre de 2023 a 30/06/2023 y del primer trimestre de 2023 a 31/03/2023.

(*) Cotización a 28 de junio de 2023.

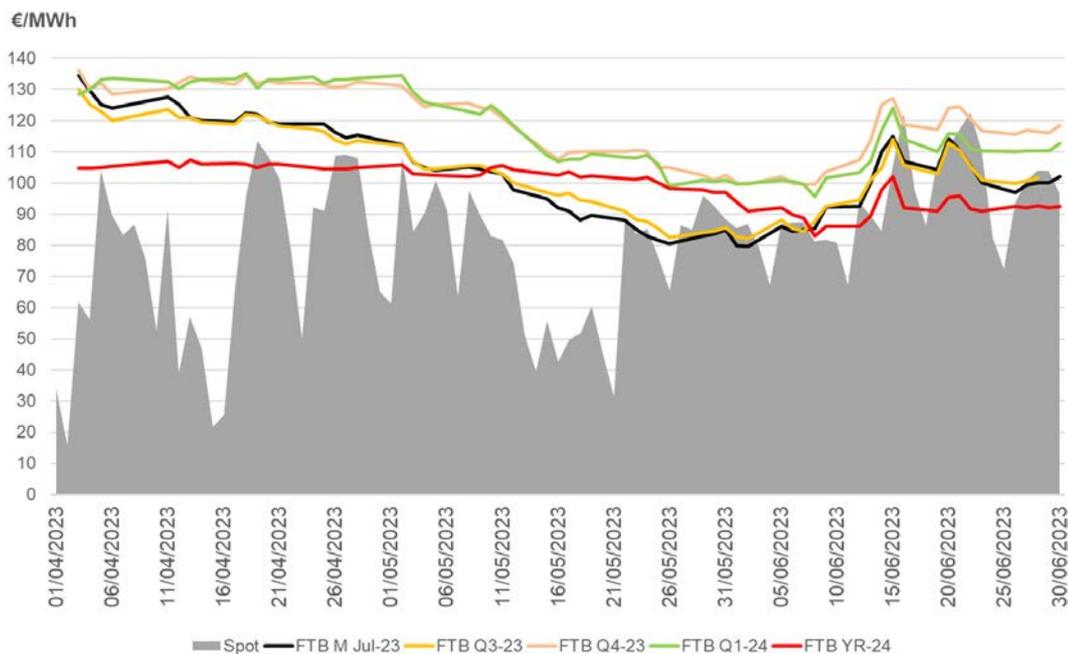
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cuadro 2. Cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en el segundo trimestre de 2023 en OMIP vs. precios spot mensuales de liquidación (€/MWh)

Contratos mensuales	Última Cotización	Cotización Máxima	Cotización Mínima	Precio spot de liquidación
FTB M Apr-23	81,00	186,20	76,88	73,73
FTB M May-23	88,00	199,34	86,75	74,21
FTB M Jun-23	79,75	211,48	78,90	93,02

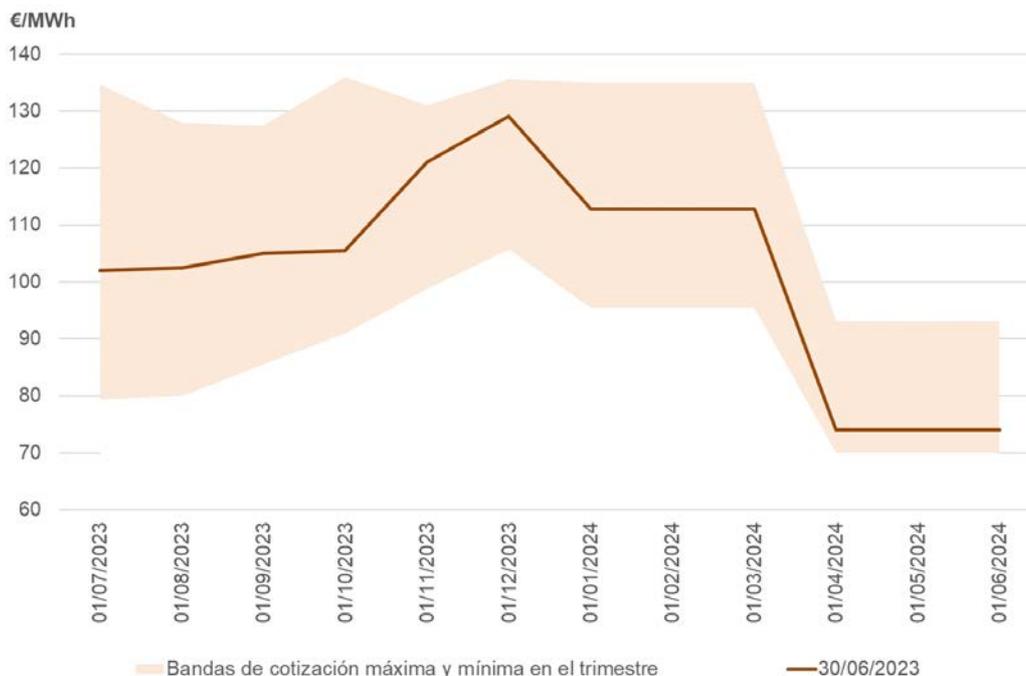
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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). Periodo del 1 de abril al 30 de junio de 2023



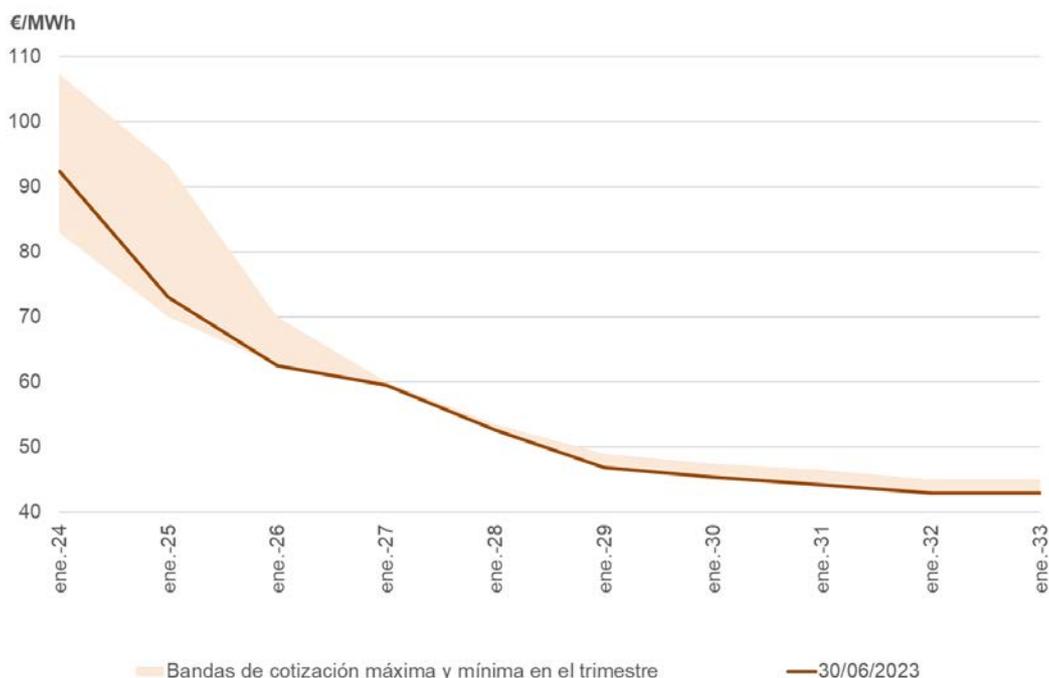
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 1 año vista durante el segundo trimestre de 2023 (€/MWh)



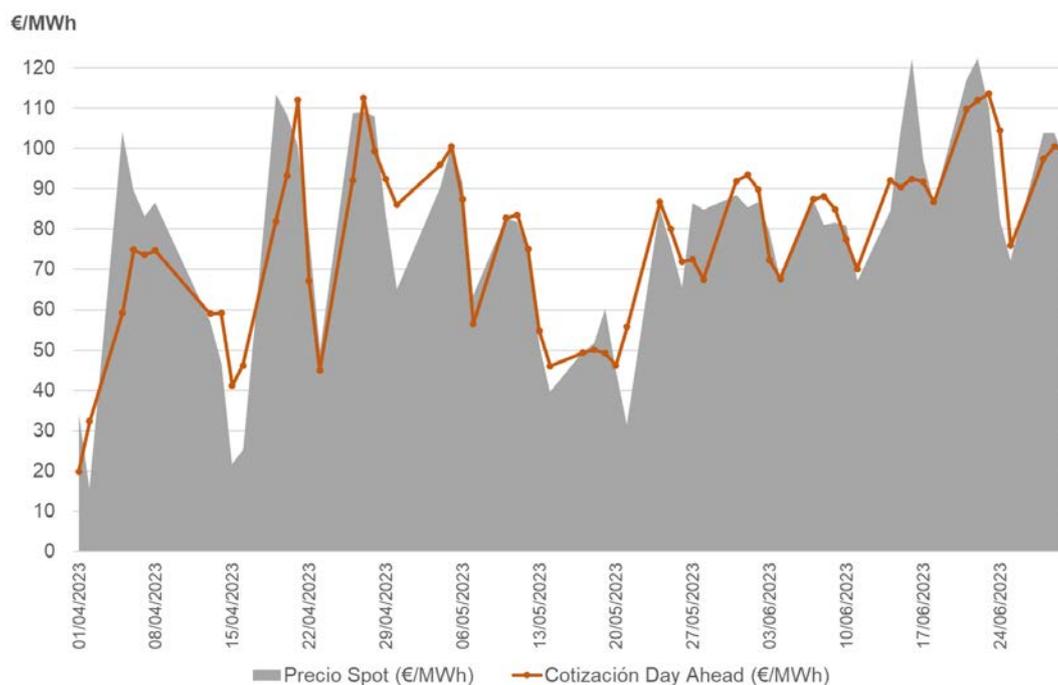
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica a 10 años vista durante el segundo trimestre de 2023 (€/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). Segundo trimestre de 2023



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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
C/ Alcalá, 47 – 28014 Madrid - C/ Bolivia, 56 – 08018 Barcelona
www.cnmc.es

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

Cuadro 3. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX*. Trimestral y acumulado en el año

Volumen negociado (TWh)	Q2-23	Q1-23	Q2-22	% Variación Q2-23 vs. Q1-23	% Variación Q2-23 vs. Q2-22	Acumulado 2023	% Acumulado 2023	Total 2022
OMIP	0,4	0,1	0,1	219,9%	174,5%	0,5	1,1%	1,0
EEX	0,8	0,8	0,8	6,1%	0,6%	1,6	3,4%	3,8
OTC	20,8	22,7	20,6	-8,0%	1,3%	43,5	95,5%	94,9
OTC registrado y compensado**:	22,1	23,1	27,0	-4,1%	-18,2%	45,2	99,1%	108,0
<i>OMIClear</i>	1,7	0,7	4,1	134,7%	-58,1%	2,4	5,3%	9,7
<i>BME Clearing</i>	1,1	1,4	2,8	-26,5%	-62,4%	2,5	5,5%	10,7
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	19,4	20,9	20,2	-7,4%	-4,0%	40,3	88,3%	87,6
Total (OMIP, EEX y OTC)	22,0	23,5	21,5	-6,3%	2,4%	45,6	100,0%	99,6

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

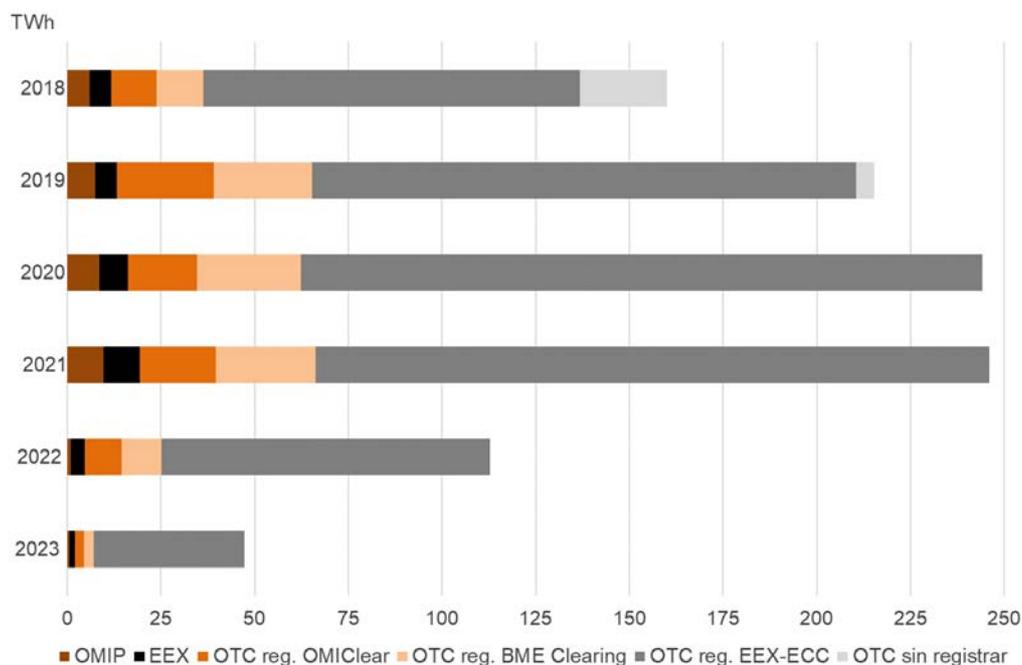
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs, si las contrapartes así lo quieren.
- Asimismo, podría incorporar aquellas operaciones registradas que no han sido intermediadas a través de bróker ("bilaterales puras").
- Por otro lado, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado, debido a que en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, en una de las cámaras también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

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

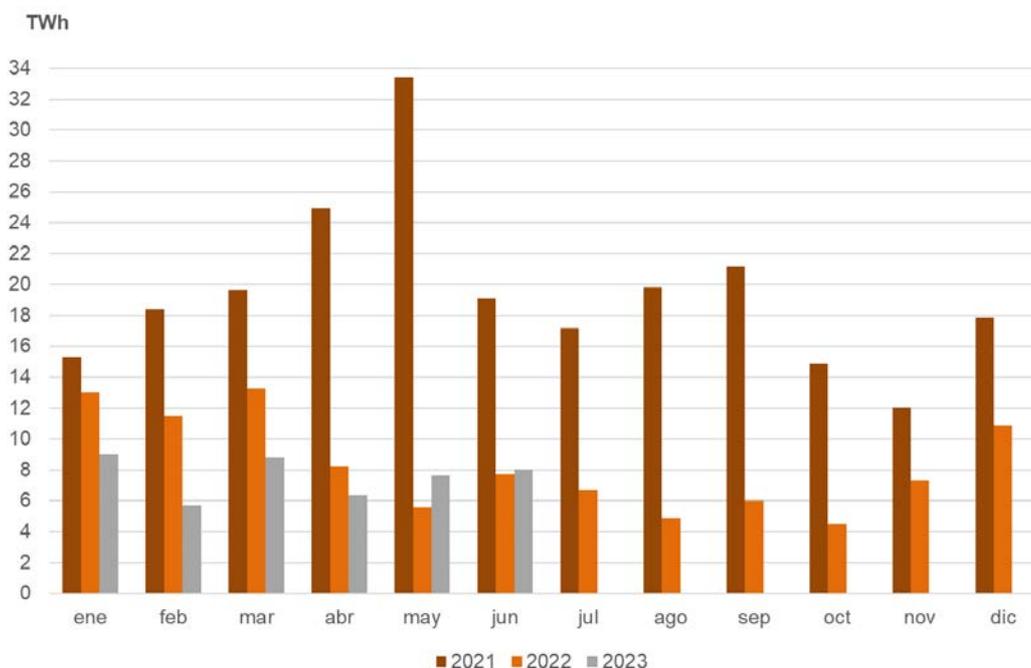
plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, como el tiempo que transcurre entre su cotización y liquidación es superior a un día, no se consideran en este análisis.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2018 a junio de 2023



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: enero de 2021 a junio de 2023



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

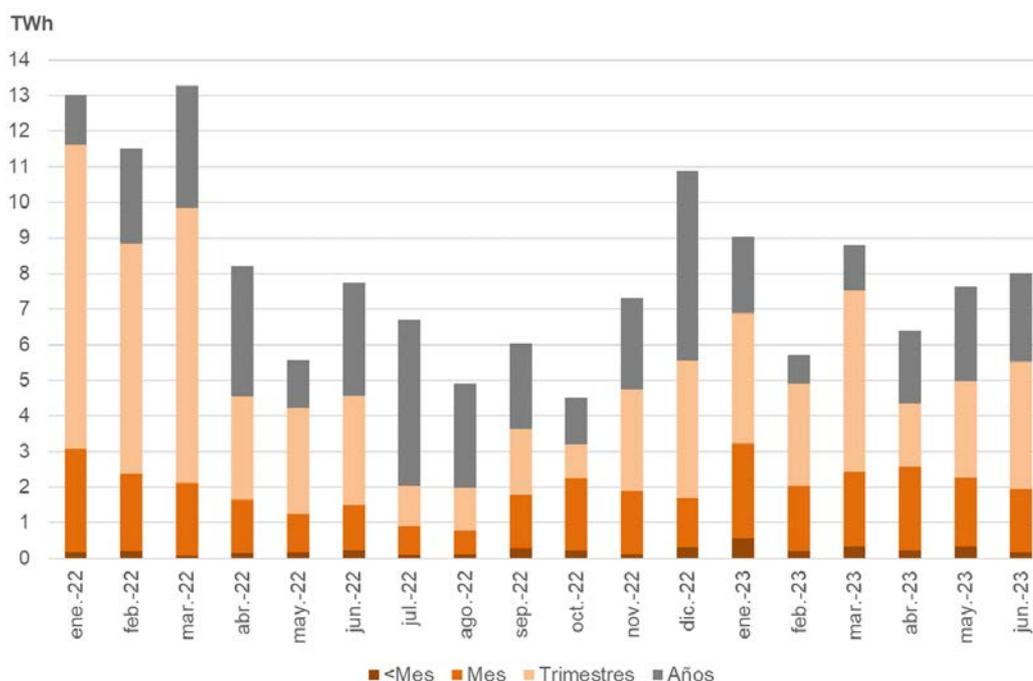
Cuadro 4. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato: trimestral y acumulado anual (TWh)

Tipo de contrato (TWh)	Q2-23	Q1-23	Q2-22	% Variación Q2-23 vs. Q1-23	% Variación Q2-23 vs. Q2-22	Acumulado 2023	% 2023	Total 2022
D	0,2	0,3	0,3	-46,3%	-47,8%	0,5	1,1%	1,0
WE	0,0	0,1	0,1	-60,7%	-29,1%	0,2	0,4%	0,2
WK-BM	0,5	0,6	0,1	-23,0%	251,0%	1,1	2,5%	0,9
Total Corto Plazo	0,7	1,1	0,6	-34,3%	30,5%	1,8	4,0%	2,2
M	6,1	6,6	3,8	-8,0%	57,5%	12,6	27,7%	19,1
Q	8,1	11,6	8,9	-30,5%	-9,7%	19,7	43,2%	43,5
Y	7,2	4,2	8,2	70,3%	-12,2%	11,4	25,0%	34,8
Total Largo Plazo	21,3	22,4	21,0	-5,0%	1,7%	43,7	96,0%	97,5
Total	22,0	23,5	21,5	-6,3%	2,4%	45,6	100,0%	99,6

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

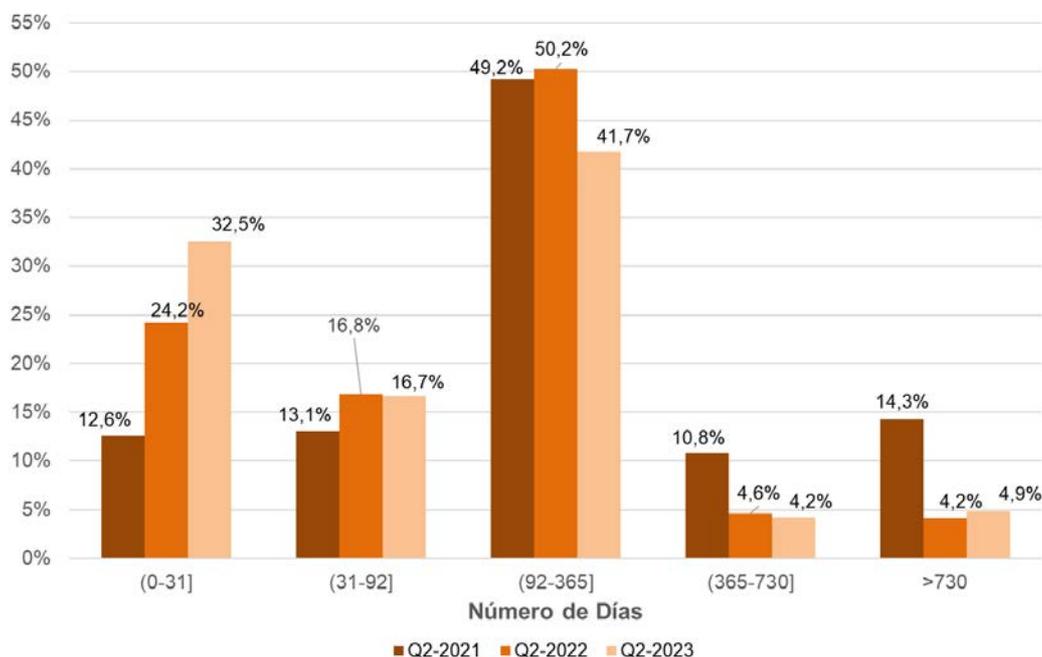
Gráfico 7. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: enero de 2022 a junio de 2023



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 segundo trimestre de 2023 (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento*

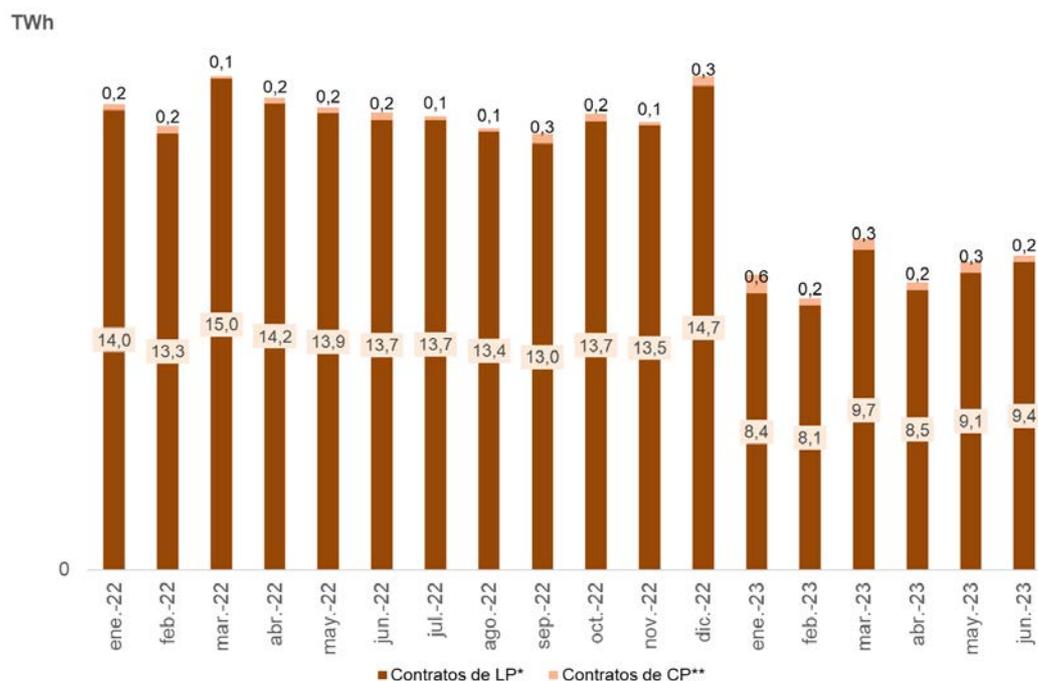


* A modo de ejemplo la energía negociada en abril de 2023 mediante el contrato mensual con liquidación en mayo de 2023 se encontraría en el rango de días (0-31] mientras que la negociada en dicho mes a través del contrato mensual con liquidación en junio de 2023 se encontraría en el rango (31-92]. Asimismo, la energía negociada en mayo de 2023 mediante el contrato mensual con liquidación en junio de 2023 y la negociada en junio de 2023 con contratos trimestrales con liquidación en el tercer trimestre de 2023, 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: enero de 2022 a junio de 2023



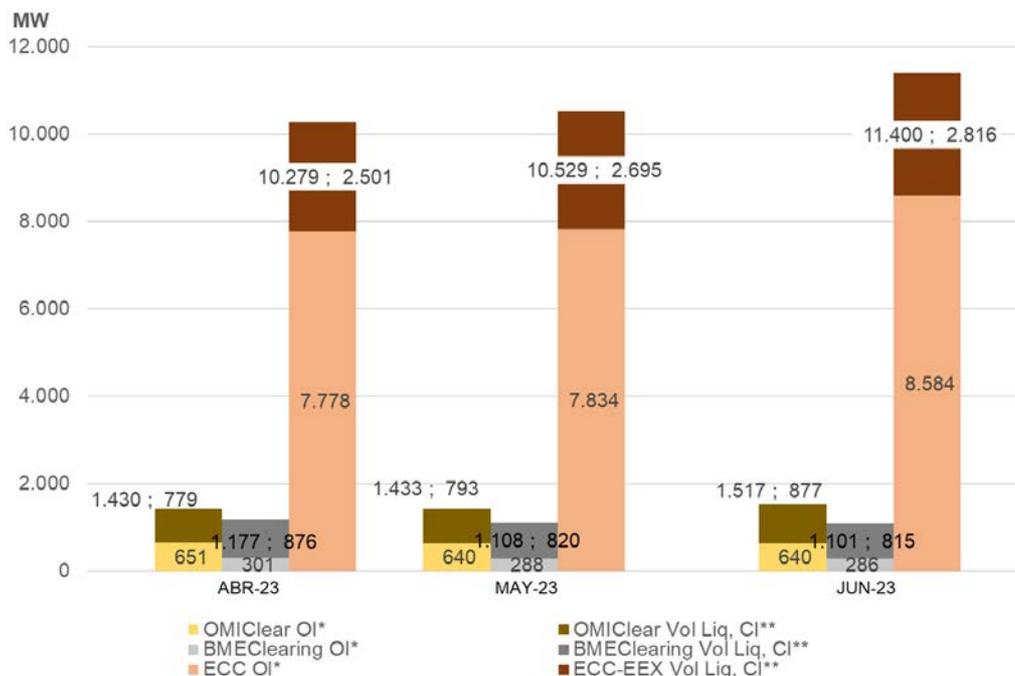
* Contratos de LP: Contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente, así como el contrato balance de mes, contabilizando para los casos de los contratos trimestral y anual la energía (TWh) liquidada en cada mes.

** 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

Número de contratos negociados vs Posición abierta (OI)³ en CCPs

Gráfico 10. Número de contratos negociados por CCP y por mes de liquidación vs. posición abierta en CCP
Periodo: abril a junio de 2023



* 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.

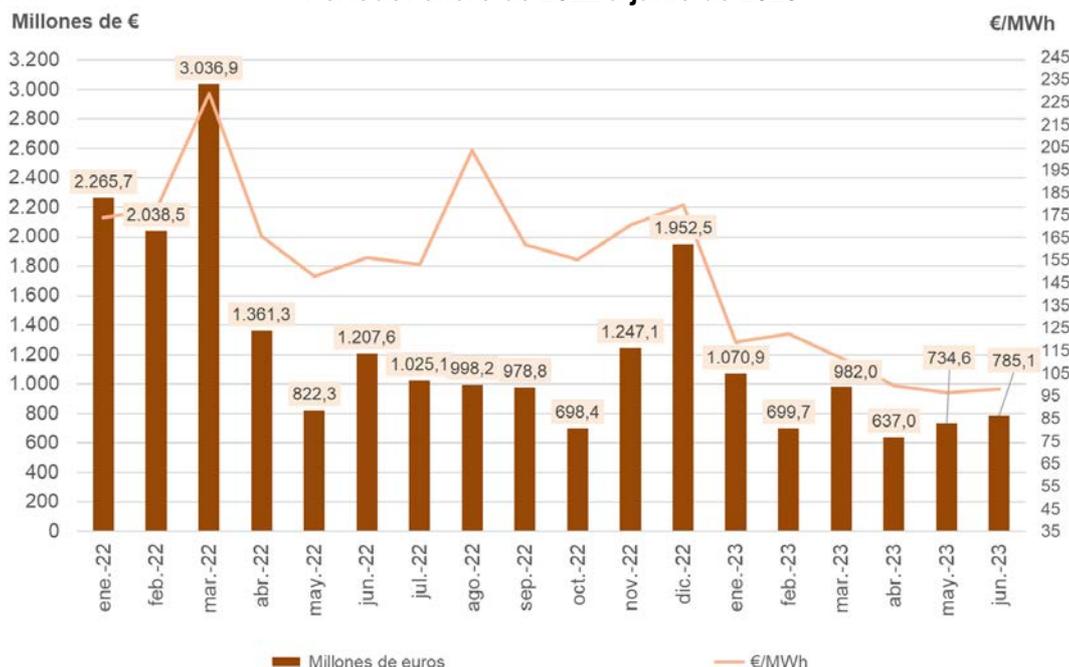
** Vol Liq; CI: Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente; Closed Interest o Posición cerrada durante el periodo de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en cada CCP (OMIClear, BME Clearing o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

³ 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.

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 meses de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: enero de 2022 a junio de 2023



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 junio de 2023.
Periodo: enero a junio de 2023

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)
ene.-23	88,55	57,93	30,62	136,01	87,18	48,83
feb.-23	129,71	135,98	-6,26	130,81	100,17	30,64
mar.-23	72,78	74,82	-2,04	128,79	90,57	38,22
abr.-23	84,69	83,12	1,57	115,41	82,89	32,52
may.-23	74,98	69,19	5,79	115,48	82,76	32,73
jun.-23	93,15	91,85	1,30	114,13	87,48	26,65

(*) 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)		
	Segundo trimestre 2023 (1)	Primer trimestre 2023 (2)	(1) vs. (2) %	Segundo trimestre 2023 (1)	Primer trimestre 2023 (2)	(1) vs. (2) %	Segundo trimestre 2023 (1)	Primer trimestre 2023 (2)	(1) vs. (2) %
jul.-23	102,00	131,55	↓ -22,5%	96,45	135,43	↓ -28,8%	95,08	143,92	↓ -33,9%
Q3-23	101,50 (*)	127,00	↓ -20,1%	102,04 (*)	135,90	↓ -24,9%	100,93 (*)	145,58	↓ -30,7%
Q4-23	118,50	131,00	↓ -9,5%	134,30	161,68	↓ -16,9%	171,85	302,00	↓ -43,1%
Q1-24	112,75	127,90	↓ -11,8%	153,25	172,39	↓ -11,1%	258,67	409,64	↓ -36,9%
Q2-24	74,00	89,59	↓ -17,4%	124,79	135,47	↓ -7,9%	117,46	127,16	↓ -7,6%
YR-24	92,35	104,25	↓ -11,4%	143,71	153,09	↓ -6,1%	174,33	218,22	↓ -20,1%

(*) Cotización a 28 de junio de 2023.

Nota: últimas cotizaciones del segundo trimestre de 2023 a 30/06/2023 y del primer trimestre de 2023 a 31/03/2023.

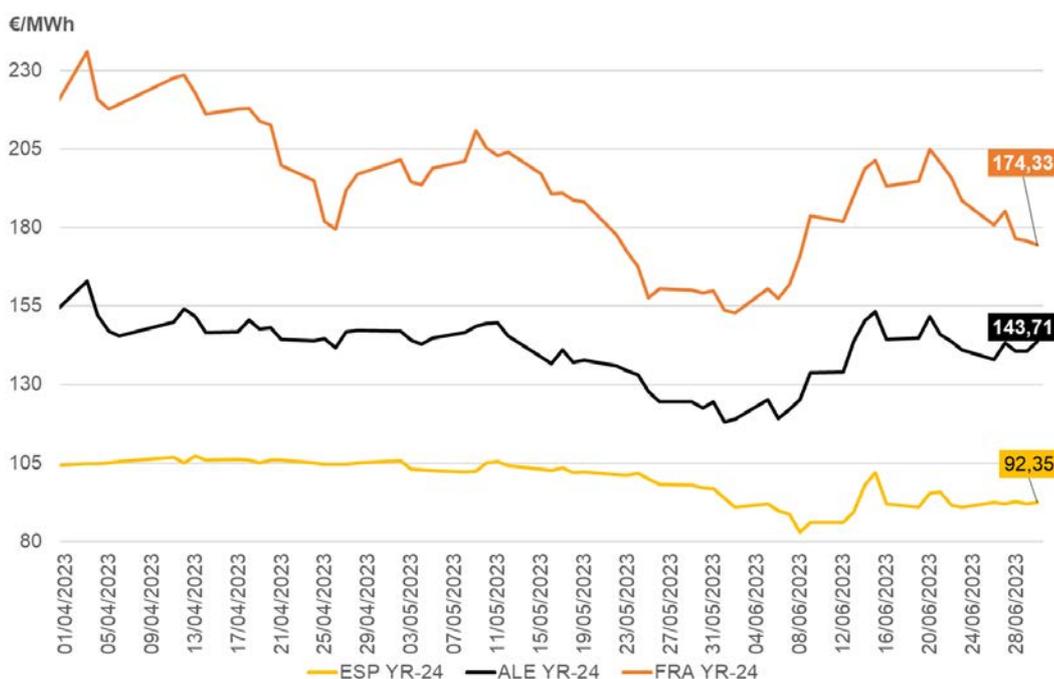
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 12. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de abril al 28 de junio de 2023



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 13. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-24 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de abril al 30 de junio de 2023



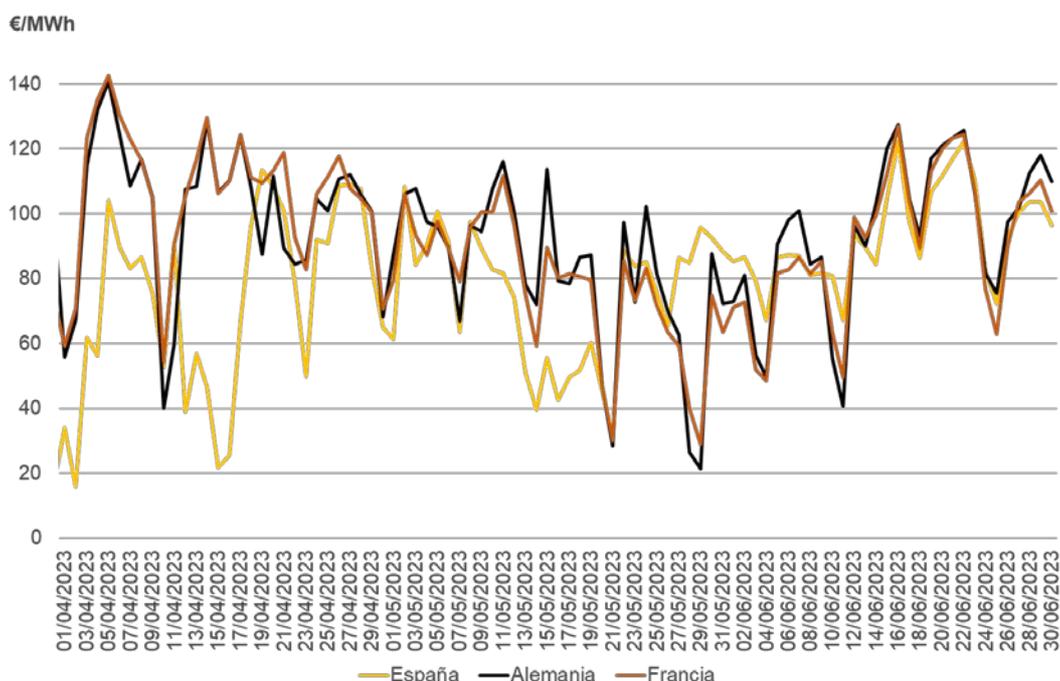
Fuente: EEX y OMIP

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
ene.-23	69,55	↓ -28,3%	117,83	↓ -53,2%	132,10	↓ -51,2%
feb.-23	133,47	↑ 91,9%	128,31	↑ 8,9%	148,76	↑ 12,6%
mar.-23	89,70	↓ -32,8%	102,52	↓ -20,1%	111,96	↓ -24,7%
abr.-23	73,73	↓ -17,8%	100,74	↓ -1,7%	106,36	↓ -5,0%
may.-23	74,21	↑ 0,6%	81,72	↓ -18,9%	77,55	↓ -27,1%
jun.-23	93,02	↑ 25,4%	94,76	↑ 16,0%	91,29	↑ 17,7%

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. Segundo trimestre de 2023



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

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

TWh	Volumen registrado en EEX-ECC de contratos a plazo con subyacente precio de contado		
	España	Alemania	Francia
2022	91,1	1.581,3	398,7
Q1-22	34,5	523,5	150,0
Q2-22	20,9	364,1	74,5
Q3-22	16,1	358,4	75,4
Q4-22	19,6	335,3	98,8
2023	41,8	1.129,2	251,2
Q1-23	21,6	507,0	124,9
Q2-23	20,2	622,2	126,4

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

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post⁴ en España, Alemania y Francia

Cuadro 9. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de enero a junio de 2023, 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-23	129,13	69,55	59,58	167,00	117,83	49,17	202,50	132,10	70,40
feb-23	123,00	133,47	-10,47	141,70	128,31	13,39	161,96	148,76	13,20
mar-23	110,00	89,70	20,30	120,98	102,52	18,46	134,85	111,96	22,89
abr-23	81,00	73,73	7,27	110,63	100,74	9,89	113,24	106,36	6,88
may-23	88,00	74,21	13,79	93,50	81,72	11,78	93,22	77,55	15,67
jun-23	79,75	93,02	-13,27	75,85	94,76	-18,91	72,66	91,29	-18,63

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

⁴ 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* Segundo trimestre 2023	Último día de cotización* Primer trimestre 2023	Variación trimestral %
Gas natural €/MWh			
PVB JUL-23	34,37	-	-
NBP JUL-23	34,14	42,42	↓ -19,5%
TTF JUL-23	35,18	44,18	↓ -20,4%
PVB Q3-23	34,20	39,51	↓ -13,4%
NBP Q3-23	34,95	43,59	↓ -19,8%
TTF Q3-23	35,68	44,76	↓ -20,3%
PVB Q4-23	45,18	47,29	↓ -4,5%
NBP Q4-23	48,43	52,11	↓ -7,1%
TTF Q4-23	47,70	52,69	↓ -9,5%
PVB Q1-24	50,13	50,21	↓ -0,2%
NBP Q1-24	55,37	56,93	↓ -2,7%
TTF Q1-24	53,03	55,61	↓ -4,6%
PVB YR-24	48,95	41,19	↑ 18,8%
NBP YR-24	52,17	45,65	↑ 14,3%
TTF YR-24	51,35	52,97	↓ -3,1%
[CONFIDENCIAL]			
Carbón ICE ARA API2 €/t			
ARA Q3-23	108,32	123,35	↓ -12,2%
ARA YR-24	108,16	121,72	↓ -11,1%
CO2 ICE EUA €/tCO2			
ECX EUA Dec-23	87,89	90,96	↓ -3,4%
ECX EUA Dec-24	92,43	95,14	↓ -2,8%

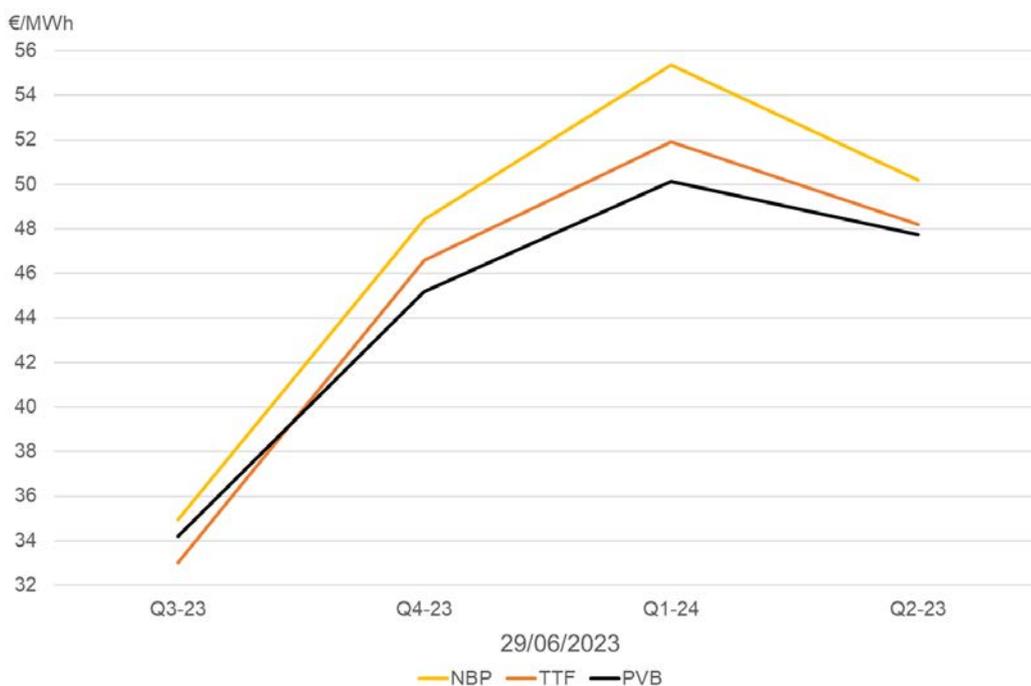
* Última cotización: se considera la de la última sesión de negociación en la que exista cotización para los tres contratos de gas considerados: PVB, NBP y TTF.

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

Cotizaciones del segundo trimestre de 2023 a 29/06/2023 y cotizaciones del primer trimestre de 2023 a 30/03/2023, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

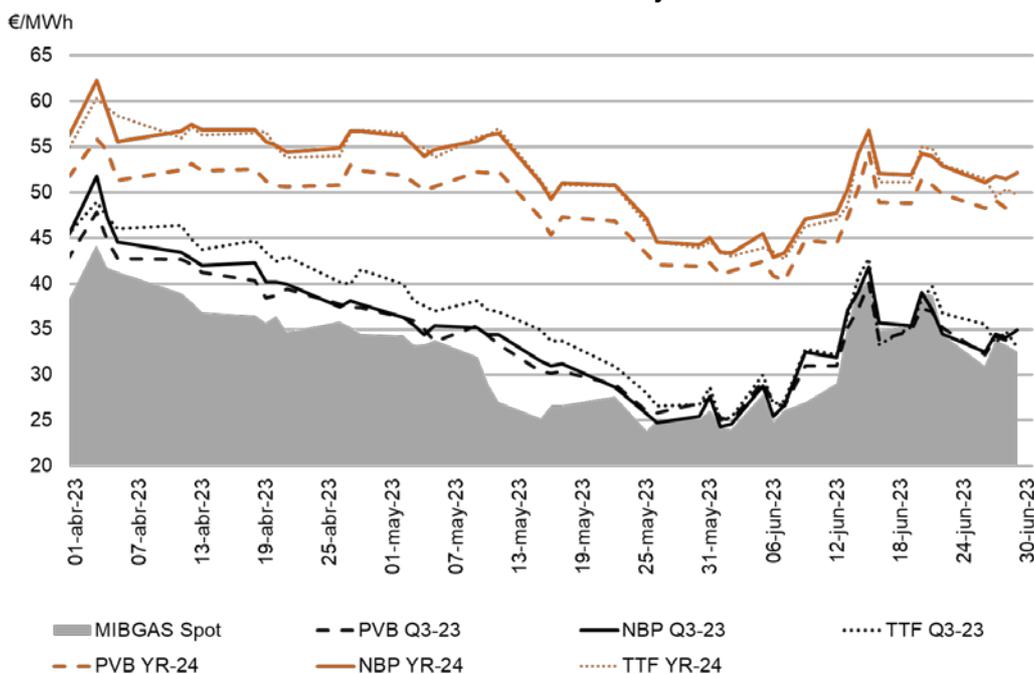
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, ICE y World Gas Intelligence.

Gráfico 15. Curva a plazo a 1 año vista del gas natural NBP, TTF y PVB, a 29 de junio de 2023



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

Gráfico 16. Evolución del precio spot de gas natural en MIBGAS y de las cotizaciones a plazo con entrega en el Q3-23 y en el YR-24 en PVB, TTF y NBP (precios en €/MWh) Periodo del 1 abril al 30 de junio de 2023



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

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-23 y Cal-24 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 (TWh), % de generación por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	04-23	05-23	06-23	Q2-23	Q1-23	Q2-22
Térmica convencional ⁽¹⁾	12,8%	15,0%	21,5%	16,4%	14,7%	21,6%
Nuclear	22,8%	18,3%	19,9%	20,3%	22,2%	20,5%
Otras no renovables ⁽²⁾	10,5%	10,7%	10,6%	10,6%	9,2%	10,1%
Renovables ⁽³⁾	53,4%	55,9%	47,9%	52,4%	53,8%	47,8%
<i>Eólica</i>	23,1%	26,1%	15,2%	21,5%	28,0%	21,3%
<i>Solar fotovoltaica y</i>	20,2%	21,2%	21,5%	21,0%	11,0%	16,5%
Generación	20,0	20,4	20,3	60,7	66,6	63,5
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-2,4	-1,7	-1,1	-5,1	-4,5	-4,4
Demanda	16,6	17,9	18,7	53,1	59,5	57,4

(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: REE

