



# **BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (AGOSTO 2022)**

**IS/DE/003/22**

**22 de diciembre de 2022**

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## Índice

<b>1. Hechos relevantes</b>	<b>3</b>
<b>2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>9</b>
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	9
<b>3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</b>	<b>13</b>
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	13
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	16
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	19
<b>4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera</b>	<b>24</b>
<b>5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>27</b>
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	27
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	31
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	32
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-22 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	35
5.5. Análisis de los precios spot en España	35

## 1. Hechos relevantes

### **Incremento del precio spot en todos los mercados**

En agosto de 2022, el precio del mercado spot en España aumentó un 8,6% respecto al de julio. En media, el incremento fue de 12,24 €/MWh, situándose en 154,89 €/MWh frente a 142,66 €/MWh del mes anterior. El descenso de la producción renovable (-4,3%) tuvo como consecuencia la entrada en funcionamiento de ciclos combinados con menor eficiencia, en un contexto de fuerte incremento del precio del gas, lo que presionó al alza el precio spot, a pesar de la aplicación del mecanismo de ajuste y del descenso de la demanda (-6,8%).

Asimismo, aunque de forma más notable que el precio spot español, aumentó el precio spot tanto en Alemania (+47,7%; +150,18 €/MWh), que se situó en 465,18 €/MWh, como en Francia (+22,9%; +91,62 €/MWh), que alcanzó los 492,49 €/MWh. En el mes de agosto, la generación con carbón en Alemania prácticamente se duplicó para compensar la menor producción eólica. Por su parte, en Francia la generación nuclear se situó en mínimos históricos, con un promedio de 24 GW, un 39% de la capacidad instalada (y un mínimo anual de 20 GW el 30 de agosto), en un contexto de paradas por mantenimiento programado, pero también de problemas técnicos sobrevenidos, que motivaron la indisponibilidad de más de la mitad de los reactores nucleares de EDF (que cuenta con un total de 56 reactores).

El acoplamiento entre los mercados francés y español, en el mes de agosto, fue nulo debido principalmente a la aplicación del mecanismo de ajuste.

### **Aumento generalizado en las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad en los mercados español, alemán y francés**

Durante el mes de agosto aumentaron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Cabe destacar el incremento de precio de los contratos a plazo de electricidad con subyacente español con liquidación en 2022 y en el primer semestre de 2023, a pesar de la aplicación del mecanismo de ajuste por el que las centrales de ciclo combinado toman como referencia para el cálculo de sus ofertas un precio del gas de 40 €/MWh hasta diciembre de 2022, que se incrementa en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes (mayo de 2023).

Para el subyacente español la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un incremento de 33,75 €/MWh para el contrato mensual con liquidación en septiembre de 2022 (183 €/MWh a cierre de agosto) y un aumento de 87,50 €/MWh para el contrato trimestral Q4-22 (241,50 €/MWh a cierre de mes). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un aumento de 59,81 €/MWh para el contrato mensual con

liquidación en septiembre de 2022 (464 €/MWh a cierre de agosto) y 347,74 €/MWh para el contrato trimestral Q1-23 (780,01€/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, las cotizaciones oscilaron entre un incremento de 37,50 €/MWh para el contrato mensual con liquidación en septiembre de 2022 (575 €/MWh a cierre del mes de agosto) y un incremento de 222,41 €/MWh para el contrato trimestral Q1-23 (1.148,25 €/MWh a cierre de agosto). La evolución de las cotizaciones a plazo estuvo marcada por la incertidumbre respecto al suministro el próximo invierno y el anuncio de medidas para paliar la situación, tanto por parte de la Comisión Europea<sup>1</sup> como por parte de los Gobiernos. Así, en Alemania, dentro del plan de emergencia para disminuir su dependencia del gas ruso, el Gobierno aprobó la regulación para el funcionamiento, durante el próximo invierno, de alrededor de 10 TW más de generación de carbón y de fuel, que estaban en reserva. Por su parte, en el mercado francés, a la incertidumbre general de suministro se sumó el anuncio de retrasos en la entrada en operación, prevista para el mes de agosto, de varios reactores nucleares.

A 31 de agosto de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (258,50 €/MWh) se mantuvo por debajo (spread de -317,33 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (575,83 €/MWh), así como por debajo (spread de -412,02 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (670,52 €/MWh).

### **Disminución del volumen negociado de contratos a plazo en el mercado OTC**

En el mes de agosto de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 4,9 TWh, un 26,8% inferior al volumen negociado el mes anterior (6,7 TWh), e inferior en un 75,3% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (19,9 TWh). Esta reducción del volumen negociado estuvo motivada por la caída de la negociación en el mercado OTC (-13,8%; 4,6 TWh), ya que, por el contrario, aumentó la negociación en los mercados organizados de OMIP (+168%; 0,2 TWh) y de EEX (34,8%; 0,2 TWh). De este modo, aumentó en el mes de agosto el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 7,1%; 0,3 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) respecto al mes anterior (3%; 0,2 TWh).

---

<sup>1</sup> El 5 de agosto el Consejo Europeo adoptó una nueva regulación para la reducción voluntaria del 15% del consumo de gas este invierno. El reglamento prevé la posibilidad de que el Consejo pueda activar una "alerta" sobre seguridad de suministro, en cuyo caso la reducción de la demanda de gas pasaría a ser obligatoria. Adicionalmente, la Comisión Europea anunció para el mes de septiembre la presentación de una serie de medidas, tanto de corto como de largo plazo, para afrontar la situación de elevados precios energéticos.

Asimismo, en el mes de agosto, se registró un descenso de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés (-14,3%), mientras que se registró un incremento de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (+13%) (véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en agosto de 2022 (4,9 TWh) representó el 23,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,5 TWh); inferior al porcentaje (95,3%) que representó la negociación en dichos mercados en agosto de 2021 (19,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (20,8 TWh)<sup>2</sup>.

En agosto de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el cuarto trimestre del año 2022, con un volumen de 2,2 TWh (el 45% del volumen total negociado), seguidos de los contratos con vencimiento en agosto, y septiembre de 2022, con un volumen de 1,4 TWh (el 29,4% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 0,6 TWh negociados (el 11,4% del volumen total negociado), y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 0,7 TWh (el 14,3% del volumen total negociado en agosto) (ver Gráfico 11).

### **Caída de la liquidación financiera de los contratos a plazo**

Hasta el 31 de agosto, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en agosto de 2022 se situó en torno a 12.183 GWh, un 5,8% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en julio de 2022 (12.929 GWh), y un 25,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2021 (16.414 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en agosto de 2022, el 99% (12.065 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual agosto-22, trimestral Q3-22 y anual 2022), mientras que el 1% restante (118 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 31 de agosto de 2022, la liquidación financiera<sup>3</sup> de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en agosto de 2022 (12.183 GWh)

---

<sup>2</sup> En el conjunto del año 2021, el volumen total negociado en los mercados a plazo (233,7 TWh) representó el 96% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (243,4 TWh).

<sup>3</sup> 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, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio del mercado de contado.

ascendería a 1.071,2 millones de €<sup>4</sup>, un 4,9% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en julio de 2022 (1.126,6 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en agosto de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 117,73 €/MWh, inferior en 54,53 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de agosto de 2022 (172,25 €/MWh)<sup>5</sup>.

### **Se alcanzaron nuevos precios máximos en los mercados de gas europeos no vistos desde el pasado mes de marzo**

En el mes de agosto se produjo un incremento de la demanda de gas para generación eléctrica en Europa debido a las altas temperaturas, la menor hidraulicidad en todo el continente, la elevada indisponibilidad de las centrales nucleares francesas y las restricciones al transporte fluvial de carbón en Alemania. Por su parte, la oferta de gas se vio reducida por la disminución del flujo de gas noruego y ruso (con el Nord Stream operando al 20% de su capacidad y la suspensión de suministro a Letonia por parte de Gazprom), la indisponibilidad sobrevenida de la planta estadounidense de Freeport LNG y el cierre de la planta flotante de GNL de Shell Prelude en Australia.

Estas tensiones, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, provocaron el alza de los precios en los mercados gasistas europeos, que volvieron a marcar niveles máximos, no vistos desde el mes de marzo (el producto D+1 marcó un máximo de 315,9 €/MWh en el mercado holandés -TTF- el 26 de agosto y de 232,55 €/MWh en el mercado español -PVB- el 29 de agosto).

Sin embargo, a finales de mes, el buen nivel de llenado de los almacenamientos europeos (a 31 de agosto, el nivel medio de almacenamiento de gas en la UE era del 80,17% y del 84,37% en los almacenamientos españoles, mientras que los tanques de GNL españoles alcanzaban un nivel de llenado del 78%), unido al aumento de la capacidad de regasificación europea, con la previsión de puesta en funcionamiento en los meses siguientes de nuevas plantas de regasificación flotantes en Países Bajos y en Alemania, así como las potenciales medidas regulatorias a implementar por parte de la Comisión Europea, suavizaron la tendencia alcista de las curvas de precios.

---

<sup>4</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

<sup>5</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de agosto provienen del contrato trimestral Q3-22 y el contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los ocho primeros meses del año 2022.

Al igual que en el mes de julio, el precio del gas en el mercado español siguió durante el mes de agosto la misma tendencia alcista que el resto de las referencias europeas, pero de una forma menos acusada. Así, el diferencial de precios entre la referencia en PVB y la cotización del TTF, para el contrato con entrega en el mes de septiembre, aumentó significativamente (+30,67 €/MWh), pasando de -40,92 €/MWh en el mes de julio a -71,59 €/MWh en el mes de agosto (PVB<TTF).

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostró también una tendencia ascendente, impulsado por la reducida oferta – disminución del 50% en los volúmenes de subasta en agosto - y los fundamentales alcistas del mercado energético, con un mayor interés de compra por parte de las compañías eléctricas en previsión de un aumento de la producción con carbón. De este modo, el precio de los derechos con entrega en diciembre de 2022 (EUA Dec-22) aumentó en 1,48 €/tCO<sub>2</sub>, hasta situarse en 80,03 €/tCO<sub>2</sub>, a 31 de agosto; mientras que fue todavía mayor el incremento de la cotización de los derechos con entrega en diciembre de 2023 (EUA Dec-23), +2,33 €/tCO<sub>2</sub>, situándose en 83,11 €/tCO<sub>2</sub>, a 31 de agosto.

Por lo que se refiere a la evolución de las cotizaciones del carbón, al igual que los meses anteriores, continuó aumentando la cotización del contrato a plazo anual de carbón Cal-23 (ICE ARA), que se incrementó un 9,6%, situándose a cierre de mes en 303,60 \$/t. Asimismo, aumentaron los precios del contrato Q4-22 (+3,7%; 350 \$/t a 31 de agosto), y del contrato mensual sep-22 (+2,1%; 367 \$/t a cierre del mes de agosto), en un contexto de mayor utilización de generación a partir de combustibles fósiles para compensar la reducida producción hidráulica.

En lo que respecta al Brent, se mantuvo la tendencia bajista, pues, al igual que en el mes anterior, los temores ante una posible recesión económica superaron al fortalecimiento de la oferta, influida por el aumento de la producción de crudo ruso y estadounidense, así como los avances en torno a la posible reactivación del acuerdo nuclear con Irán, que agregaría al mercado 1 millón Bbl/d de crudo iraní. Así, a 31 de agosto, disminuyeron las referencias del petróleo Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista respecto a las del 29 de julio (-15,3%, -12,3% y -5,7%), situándose en 96,68 \$/Bbl, 96,49 \$/Bbl y 86,65 \$/Bbl, respectivamente.

La demanda de gas natural en el mes de agosto aumentó un 4,1% respecto al mismo mes del año anterior, impulsada por el incremento de la demanda para generación eléctrica (+97,9%; 16,7 TWh), ya que la demanda convencional disminuyó (-37,8%; 11,7 TWh).

A 29 de agosto, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, a 31 de agosto, la cotización del JKM M+1 se incrementó un 30,3%

respecto al 29 de julio, hasta situarse en 184,08 €/MWh. La incertidumbre de suministro en el Atlántico, la volatilidad de los precios en los mercados europeos y la presión compradora sobre los productos con entrega a partir de noviembre incidieron en la evolución de los precios de la cuenca asiática.



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

### 2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes

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

Contratos	MES DE AGOSTO DE 2022				MES DE JULIO DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. ago-22 vs. jul-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Sep-22	183,00	245,00	146,88	174,60	149,26	153,25	143,00	148,14	22,6%
FTB M Oct-22	239,00	265,00	153,25	192,39	153,50	156,00	148,50	150,67	55,7%
FTB M Nov-22	242,77	265,00	155,57	193,34	155,97	155,97	143,65	149,41	55,7%
FTB Q4-22	241,50	265,00	155,25	193,05	155,50	157,00	145,38	150,96	55,3%
FTB Q1-23	255,00	300,00	176,06	210,03	176,25	182,00	146,15	151,64	44,7%
FTB Q2-23	255,00	331,96	190,98	243,63	193,77	193,77	175,00	178,13	31,6%
FTB Q3-23	258,22	387,10	227,86	294,10	233,88	233,88	174,88	185,23	10,4%
FTB YR-23	258,50	351,00	210,00	264,18	213,00	213,00	176,66	209,71	21,4%
FTB YR-24	169,75	204,00	147,50	169,86	146,50	147,00	176,25	197,21	15,9%

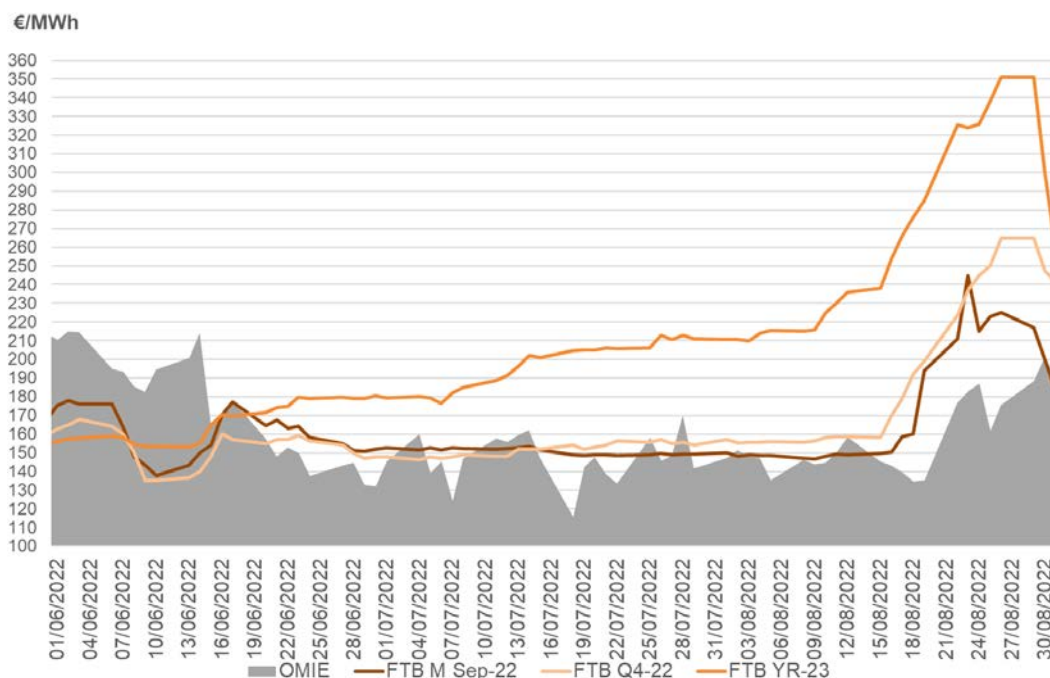
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2022 y últimas cotizaciones de julio a 29/07/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

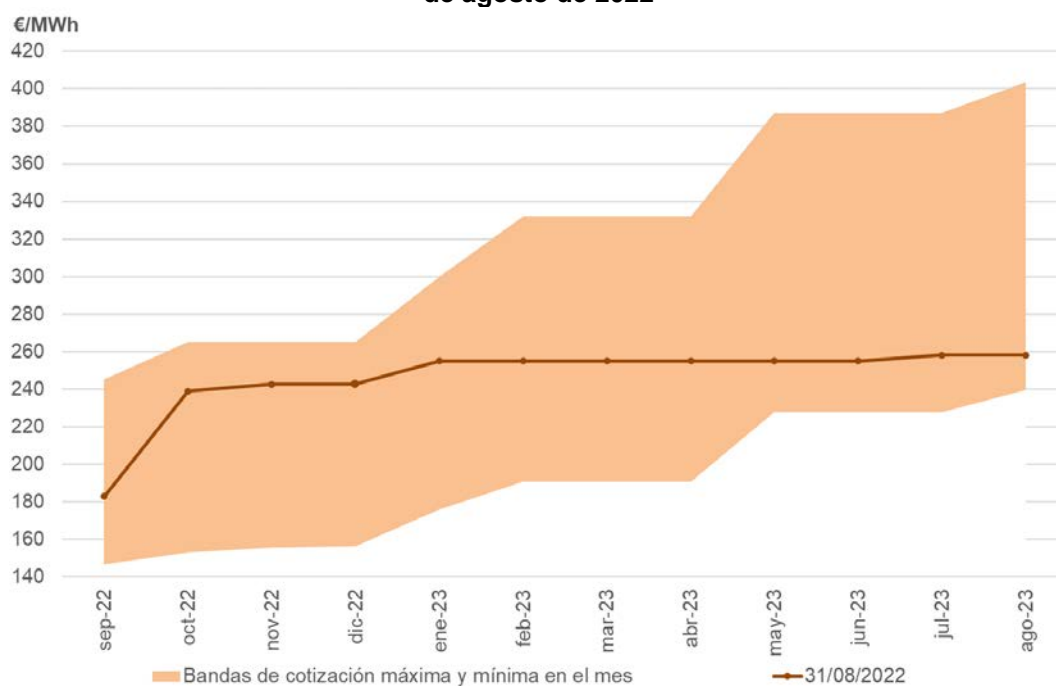
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.**

**Periodo del 1 de junio al 31 de agosto de 2022**



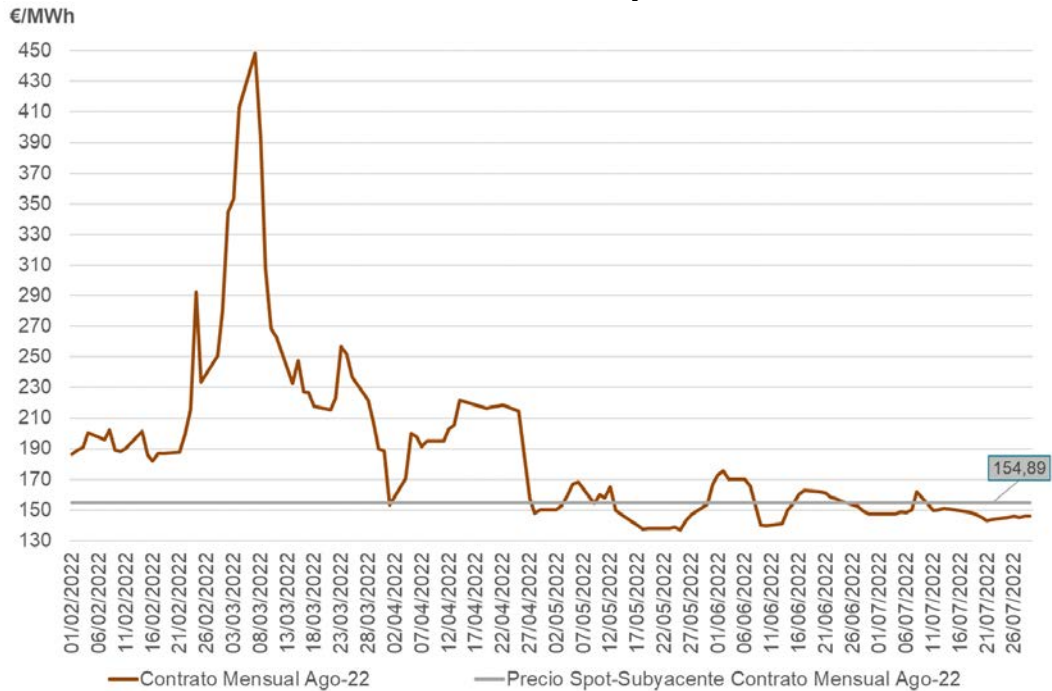
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de agosto de 2022**



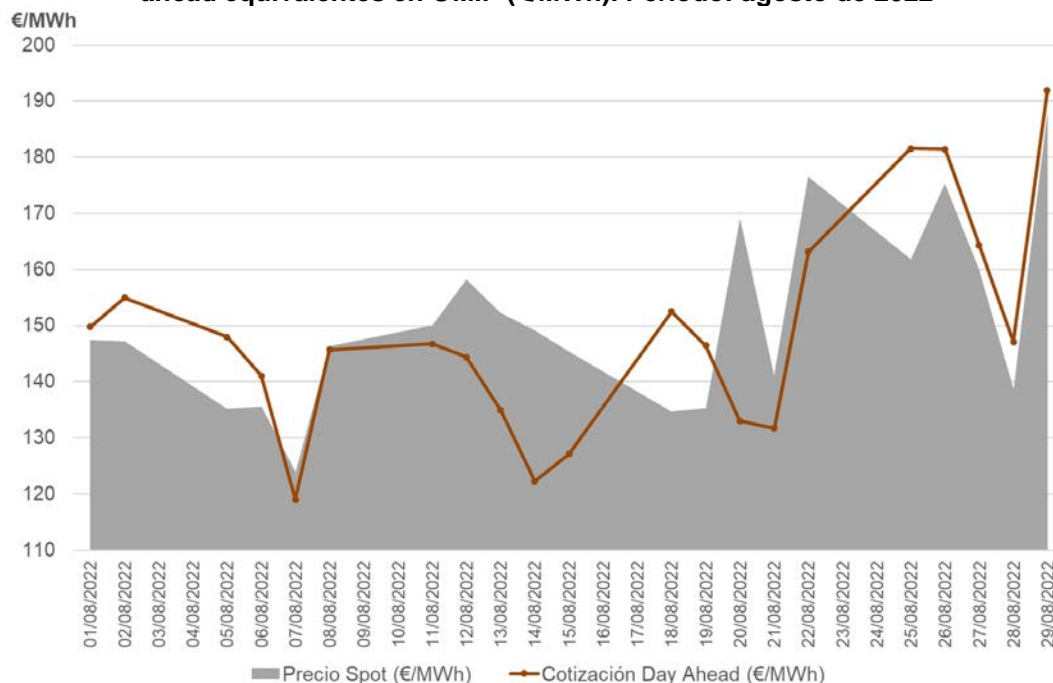
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en agosto de 2022 en OMIP vs. precio spot de agosto de 2022. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de febrero al 29 de julio de 2022**



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

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh). Periodo: agosto de 2022**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 148,92 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>6</sup>): 151,06 €/MWh.

Prima de riesgo en agosto de los contratos *day-ahead*: -2,14 €/MWh.

<sup>6</sup> 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, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

### 3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

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

**Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX\*. Mensual y acumulado en el año**

Volumen negociado (GWh)	Mes actual agosto 2022	Mes anterior julio 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
<b>OMIP</b>	163	61	168,0%	778	9.769	1,1%	4,2%
<b>EEX</b>	187	139	34,8%	2.997	9.640	4,2%	4,1%
<b>OTC</b>	4.552	6.493	-29,9%	67.140	214.381	94,7%	91,7%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>6.015</b>	<b>6.982</b>	<b>-13,8%</b>	<b>78.988</b>	<b>226.587</b>	<b>111,4%</b>	<b>96,9%</b>
<i>OMIClear</i>	680	1.033	-34,1%	7.980	20.220	11,3%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	528	883	-40,2%	8.397	26.594	11,8%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	4.807	5.065	-5,1%	62.611	179.773	88,3%	76,9%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>4.902</b>	<b>6.693</b>	<b>-26,8%</b>	<b>70.914</b>	<b>233.790</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

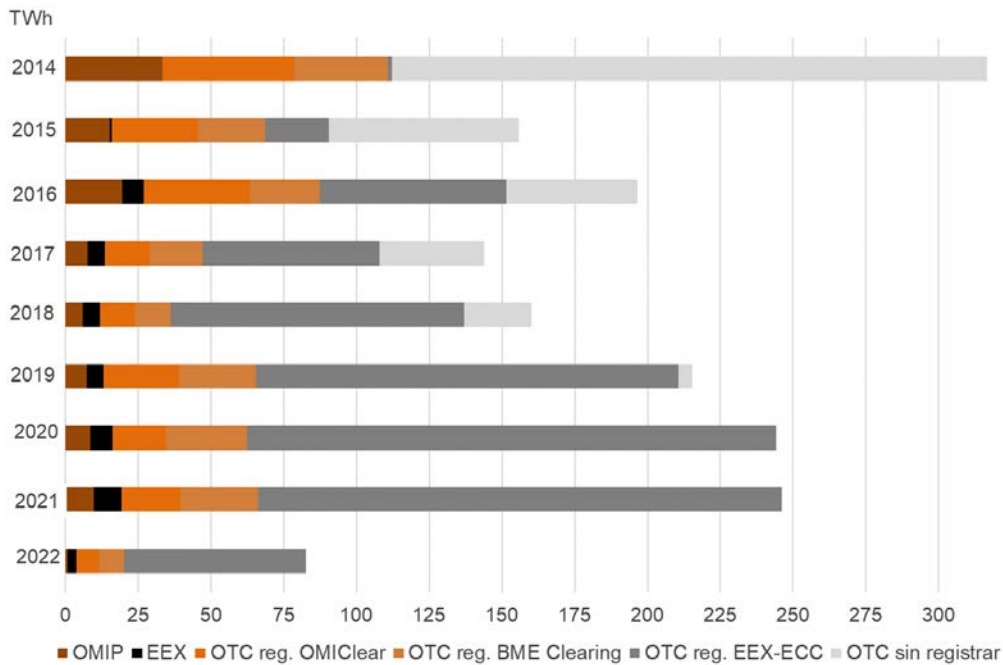
\* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

\*\* 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, 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.

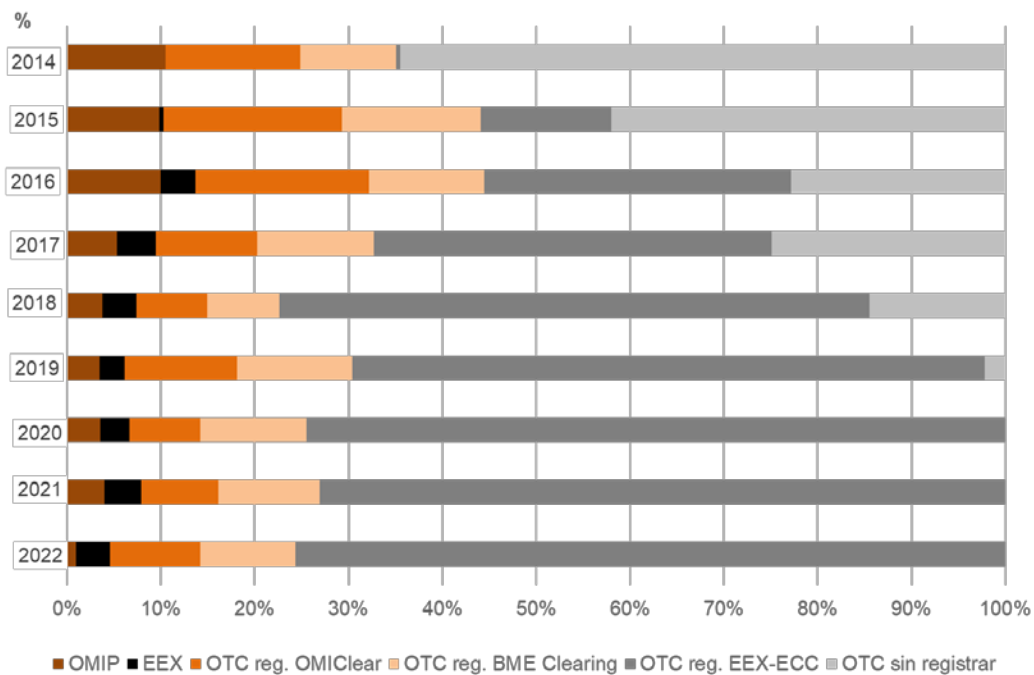
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
 Periodo: enero de 2014 a agosto de 2022



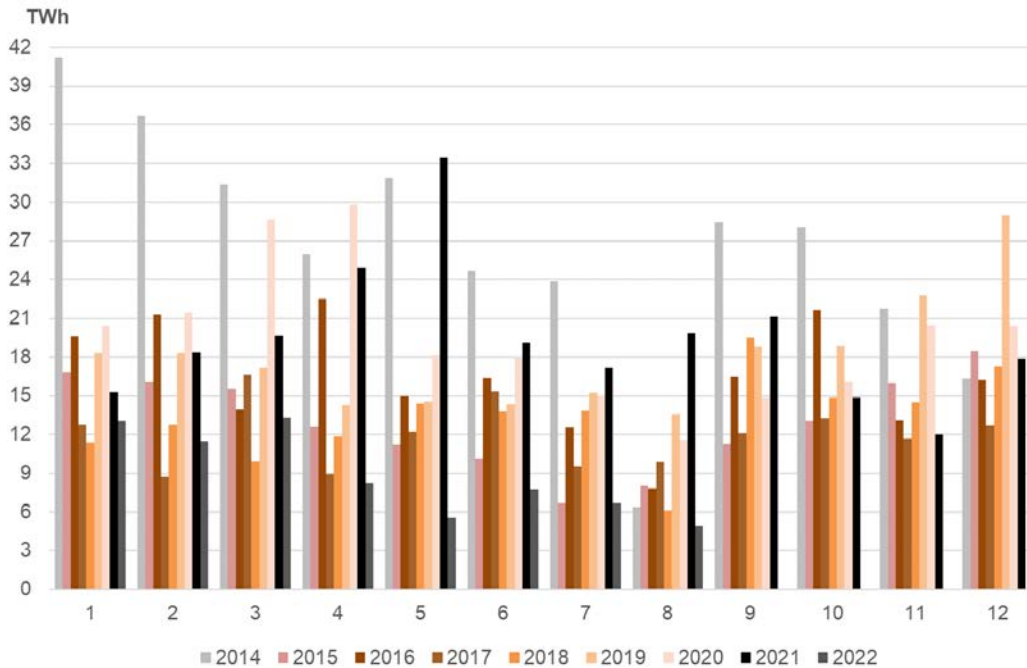
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
 Periodo: enero de 2014 a agosto de 2022



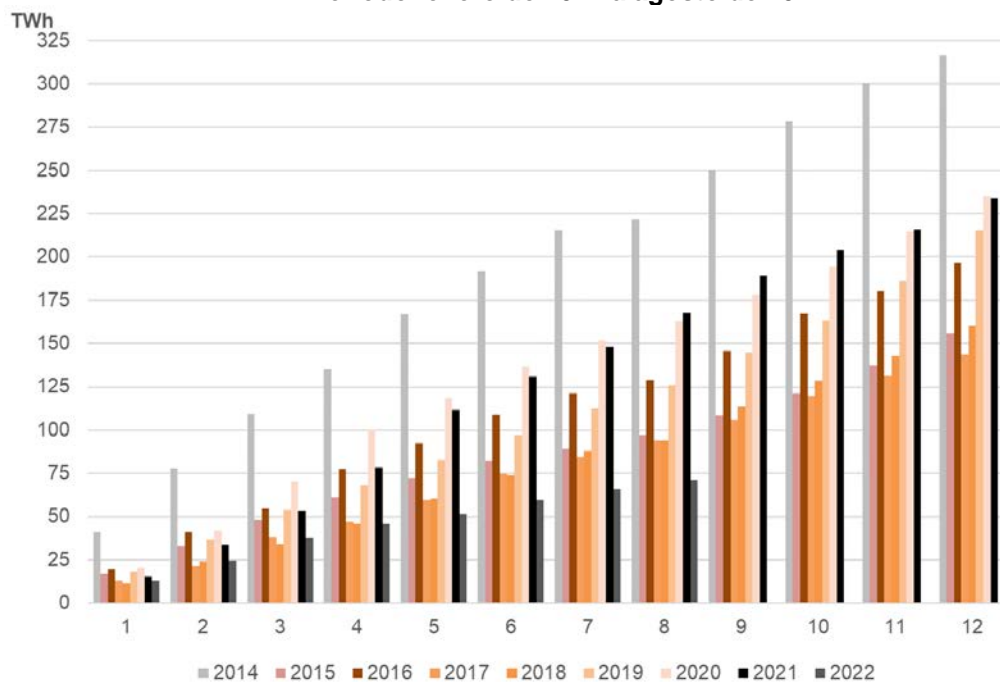
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a agosto de 2022**



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

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a agosto de 2022**



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

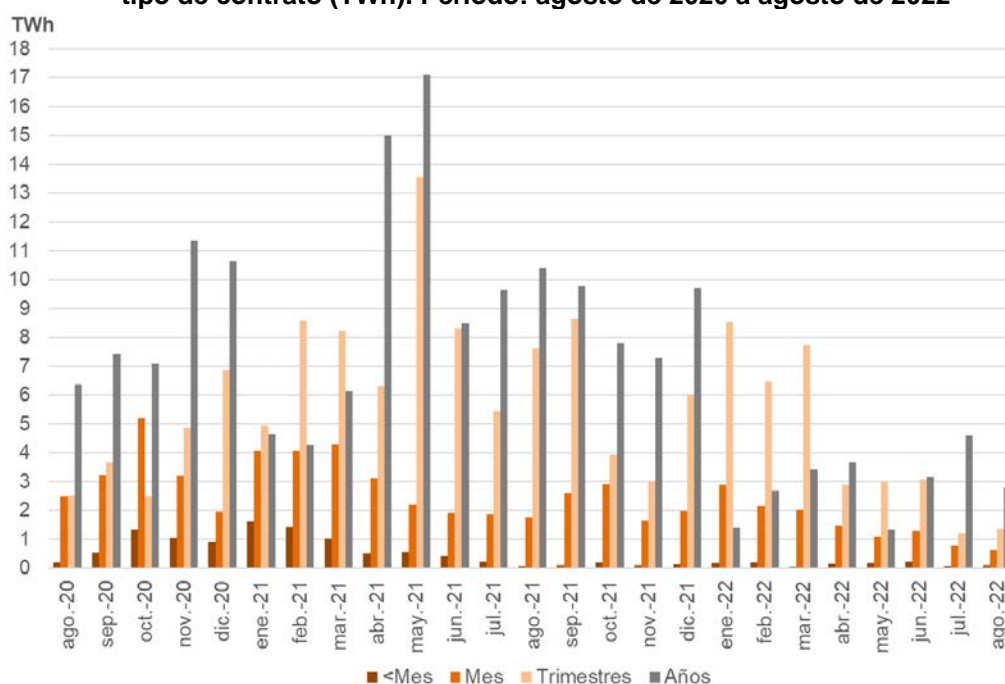
### 3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

**Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)**

Tipo de contrato	Mes actual agosto-22	Mes anterior julio-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022	Total 2021	% Total 2021
Diario	71	62	14,5%	651	53,2%	1.696	26,3%
Fin de semana	8	6	28,0%	136	11,1%	811	12,6%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%	0	0,0%
Semana	39	18	120,0%	418	34,2%	3.931	61,1%
Balance de mes	0	0	-	17	1,4%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>118</b>	<b>86</b>	<b>37,1%</b>	<b>1.225</b>	<b>1,7%</b>	<b>6.438</b>	<b>2,8%</b>
Mensual	656	831	-21,1%	12.428	17,8%	32.489	14,3%
Trimestral	1.211	1.116	8,5%	34.009	48,8%	84.626	37,2%
Anual	2.918	4.659	-37,4%	23.252	33,4%	110.244	48,5%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>4.784</b>	<b>6.607</b>	<b>-27,6%</b>	<b>69.689</b>	<b>98,3%</b>	<b>227.359</b>	<b>97,2%</b>
<b>Total</b>	<b>4.902</b>	<b>6.693</b>	<b>-26,8%</b>	<b>70.914</b>	<b>100,0%</b>	<b>233.797</b>	<b>100%</b>

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

**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022**

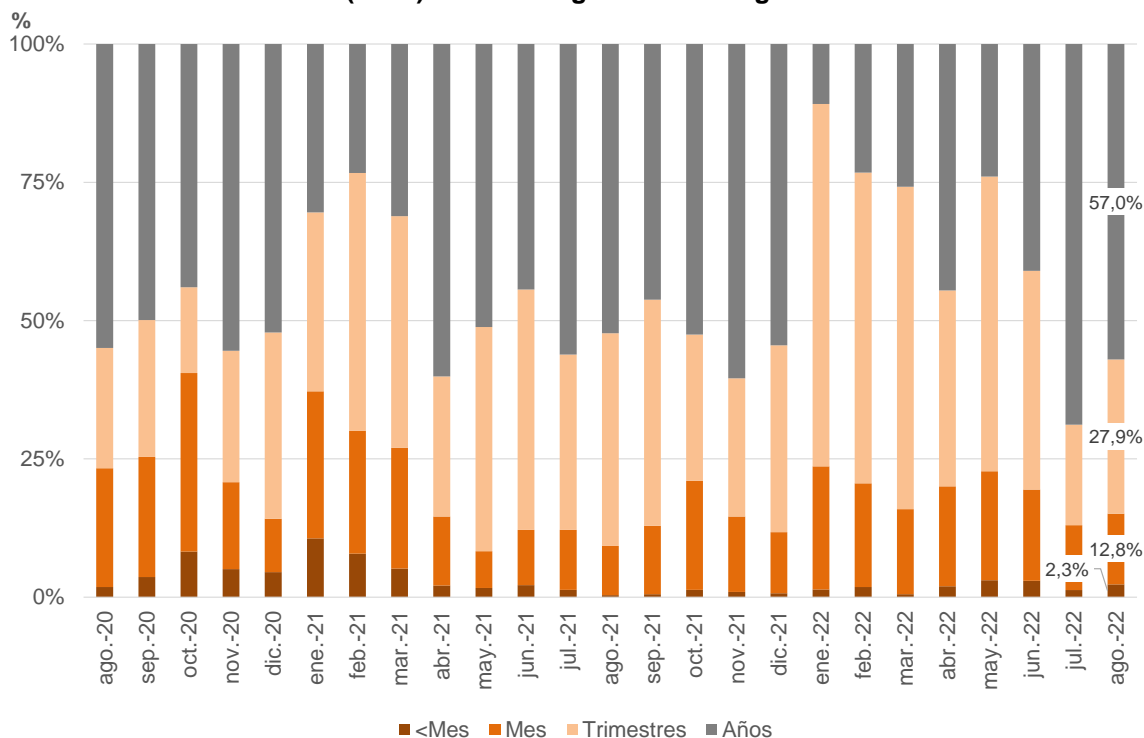


Nota: <Mes>: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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



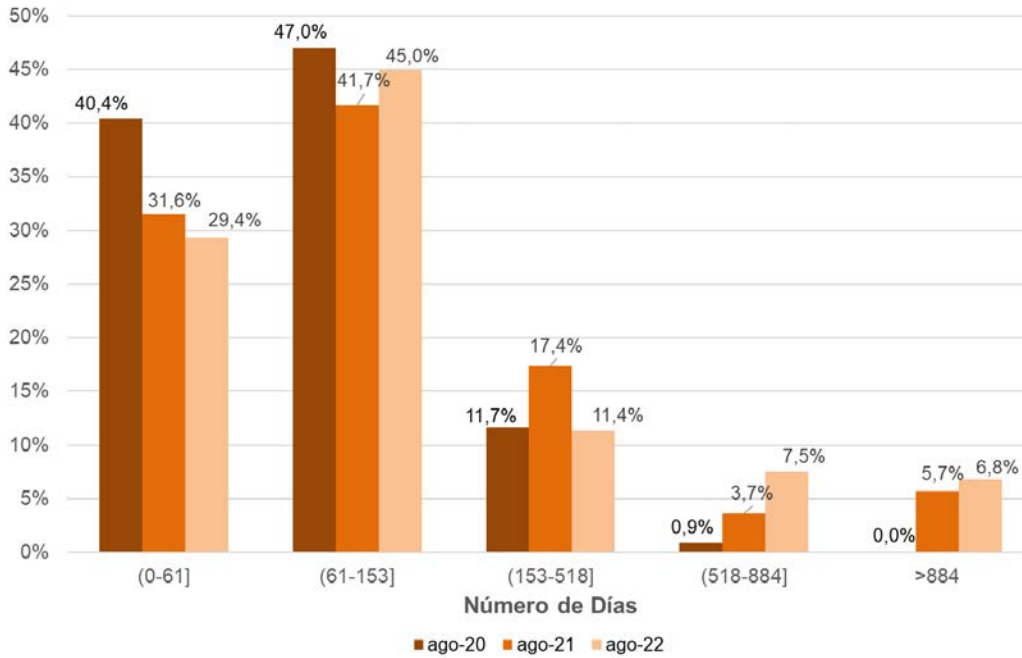
**Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: agosto 2020 a agosto de 2022**



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 y EEX-ECC

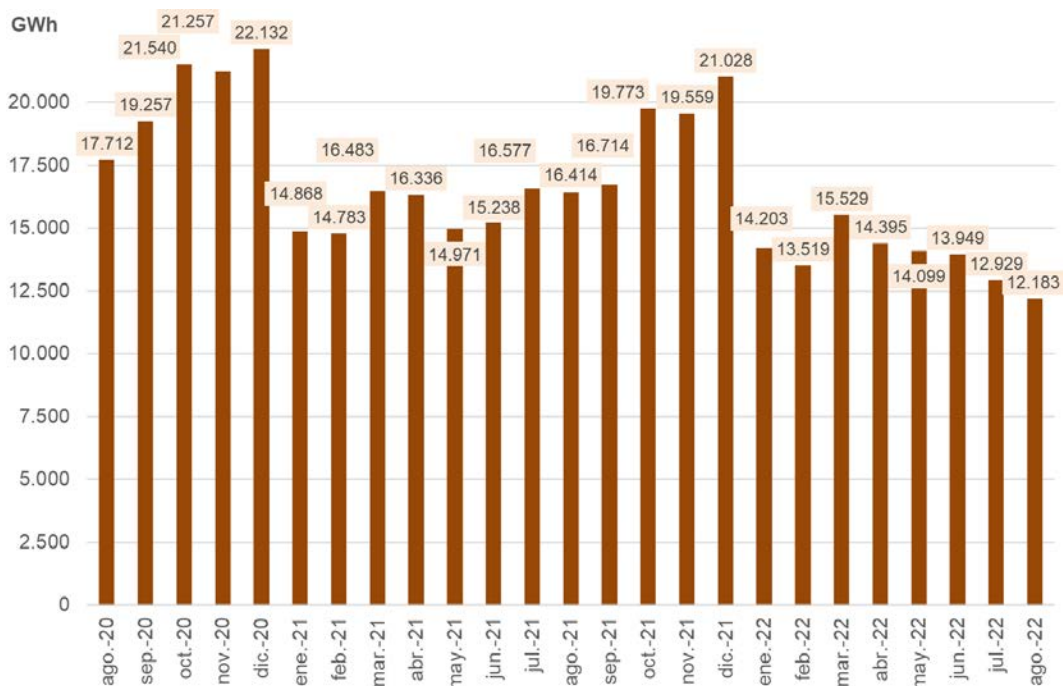
**Gráfico 11. Energía negociada en agosto (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento**



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

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

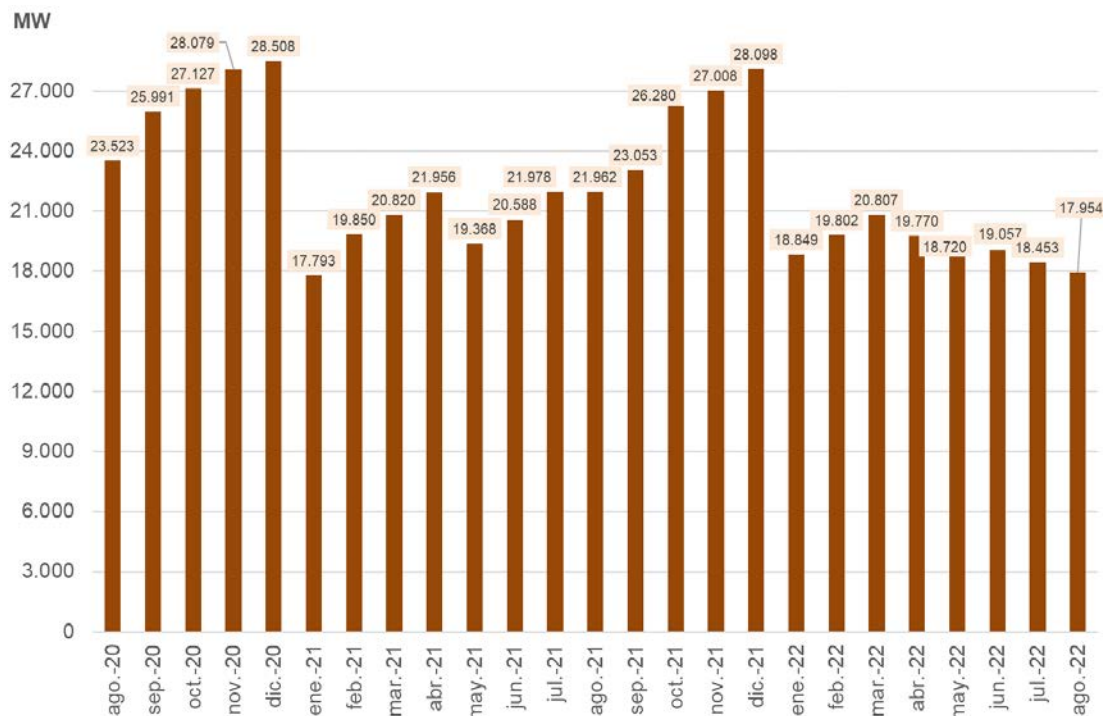
**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022<sup>7</sup>**



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

<sup>7</sup> Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de agosto se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2022: mensual agosto-22, trimestral Q3-22, anual YR-22, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en agosto de 2022, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

**Gráfico 13. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX\*, por mes de liquidación. Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022**



\* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

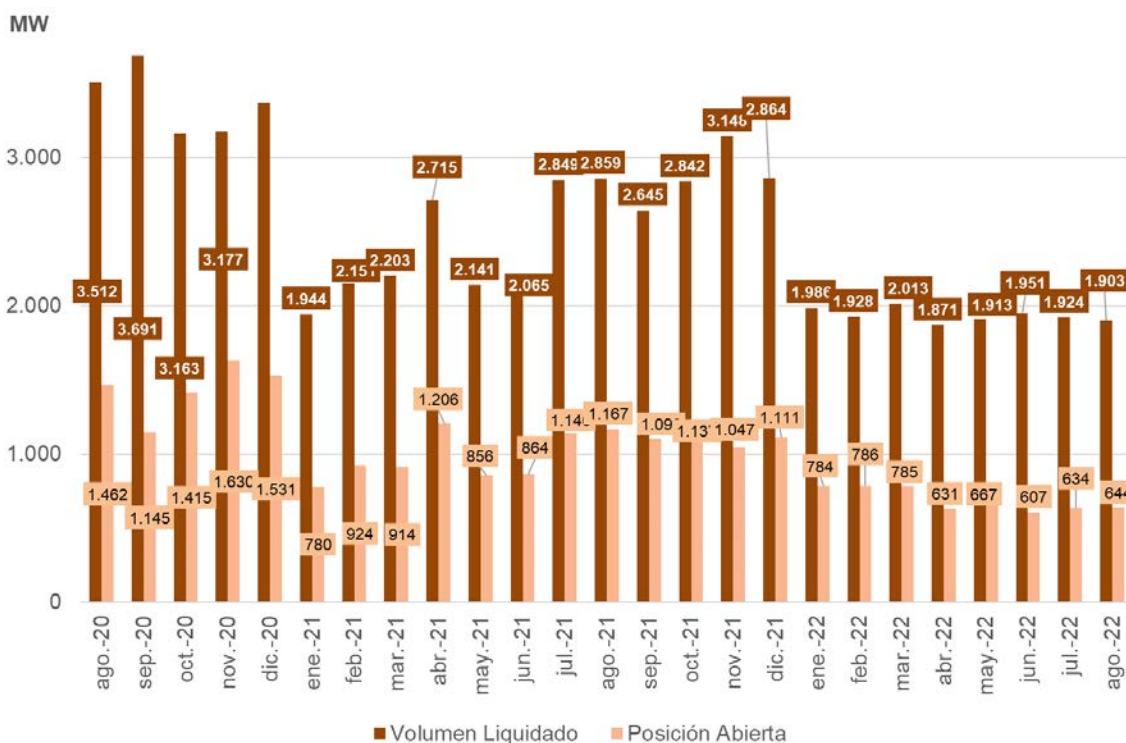
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de agosto de 2022 (17.954 MW) representó el 65,1% de la demanda horaria media de dicho mes (27.594 MWh).

## Posición abierta en OMIClear

**Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>8\*</sup>**

Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



\* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

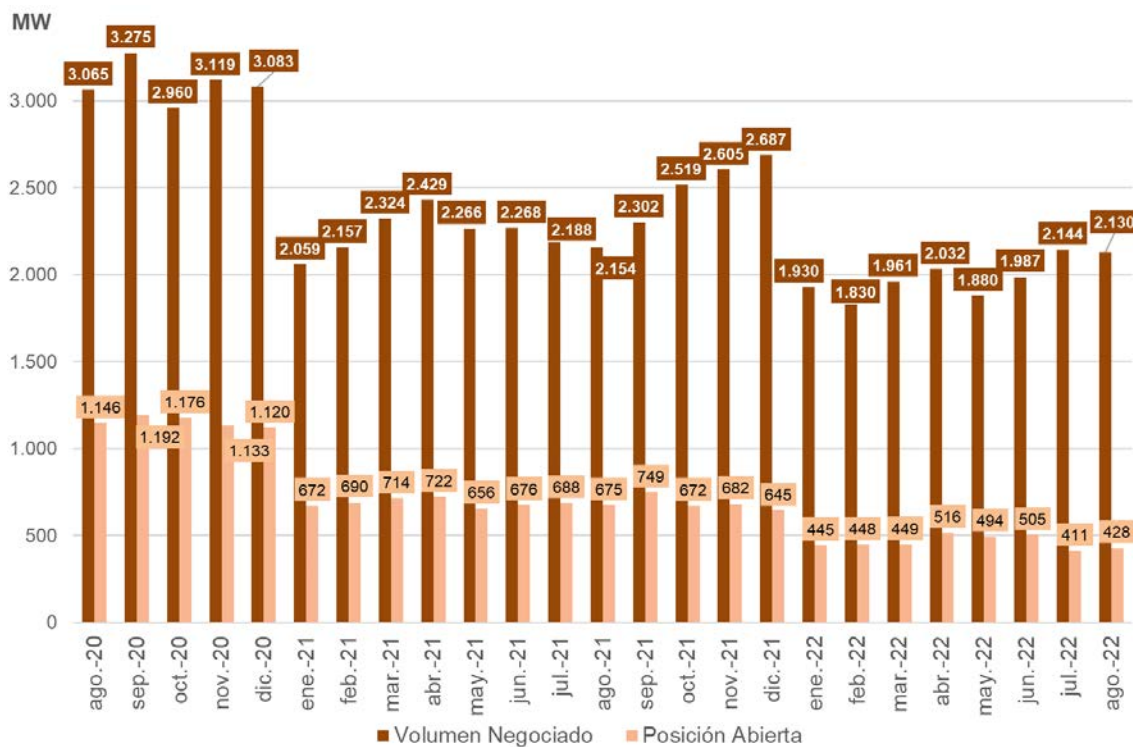
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

<sup>8</sup> Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de 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 acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir 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.

## Posición abierta en BME Clearing

**Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>9\*</sup>**

Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



\* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

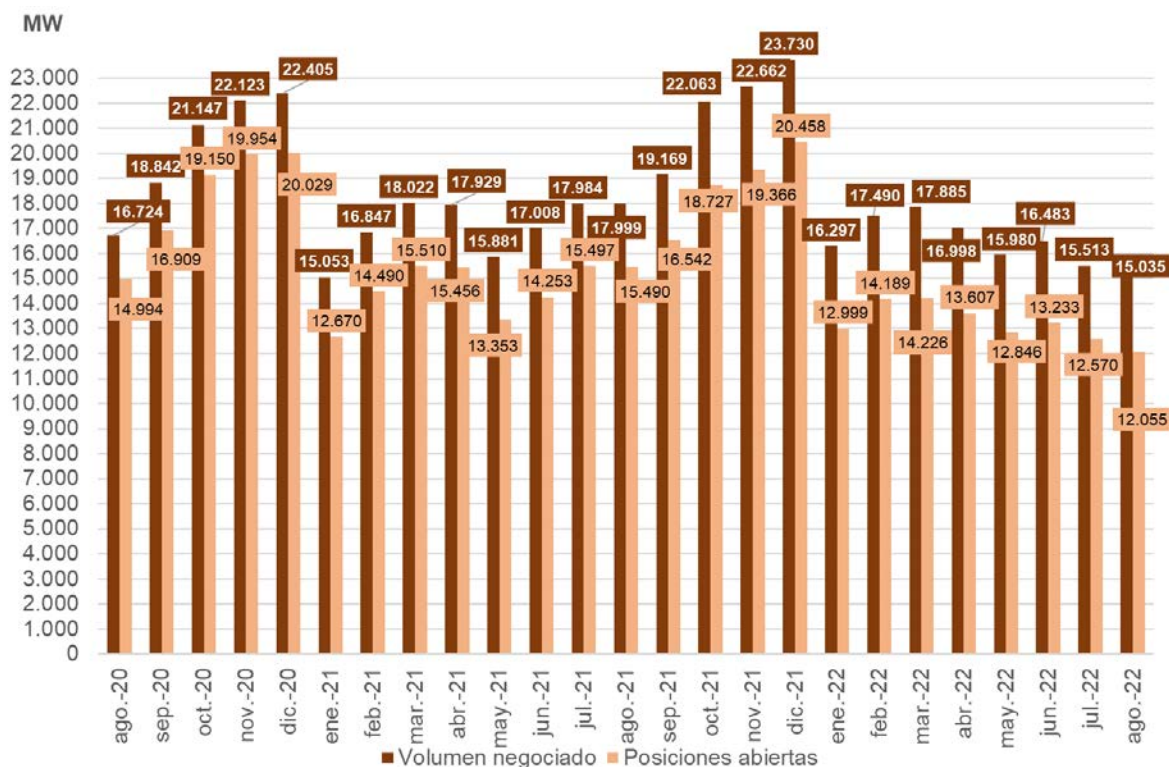
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

<sup>9</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el período 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.

## Posición abierta<sup>10</sup> en European Commodity Clearing<sup>11</sup>

**Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>12\*</sup>**

Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



\* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

<sup>10</sup> En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de 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.

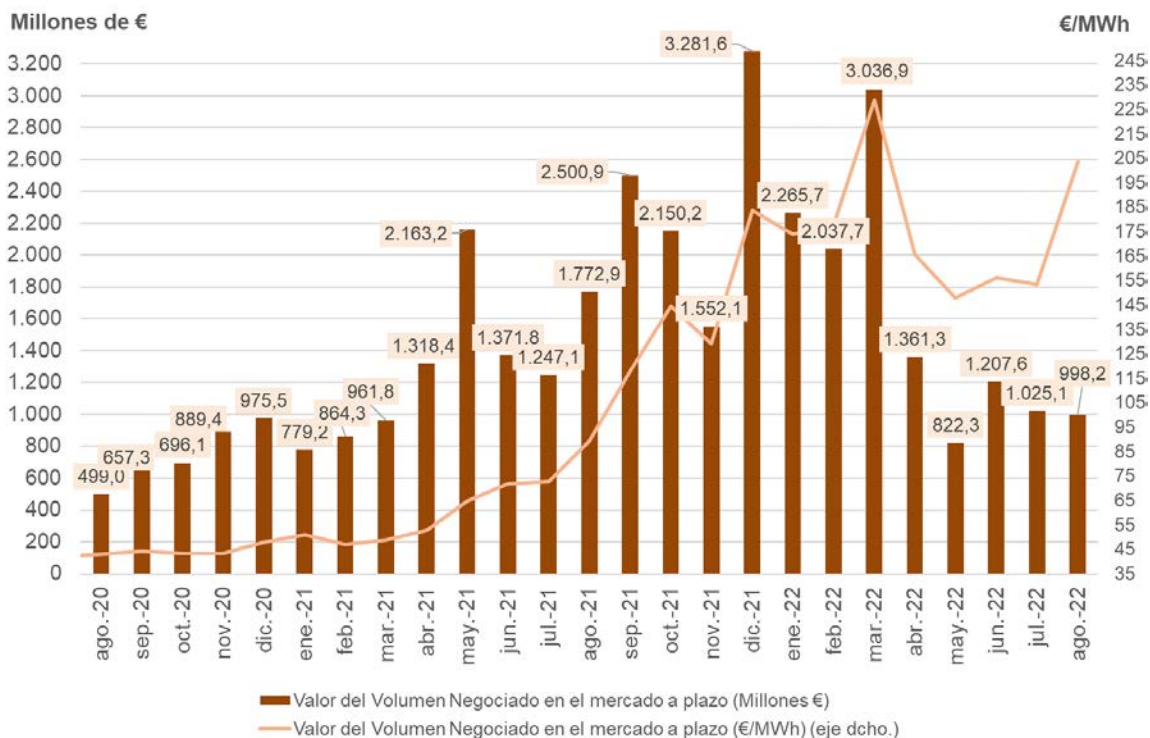
<sup>11</sup> Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

<sup>12</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir 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.

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

**Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)**

Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



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

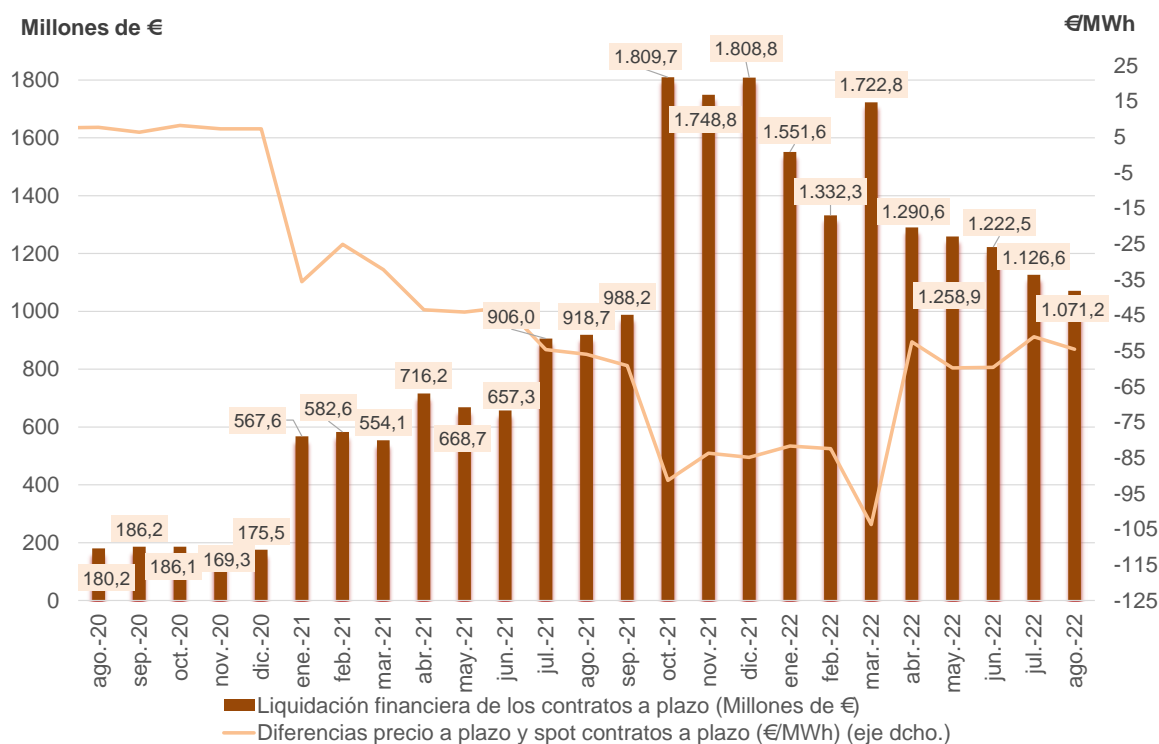
Volumen negociado en agosto de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 4,9 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en agosto de 2022: 203,63 €/MWh.



**Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de agosto de 2022.**

**Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022**



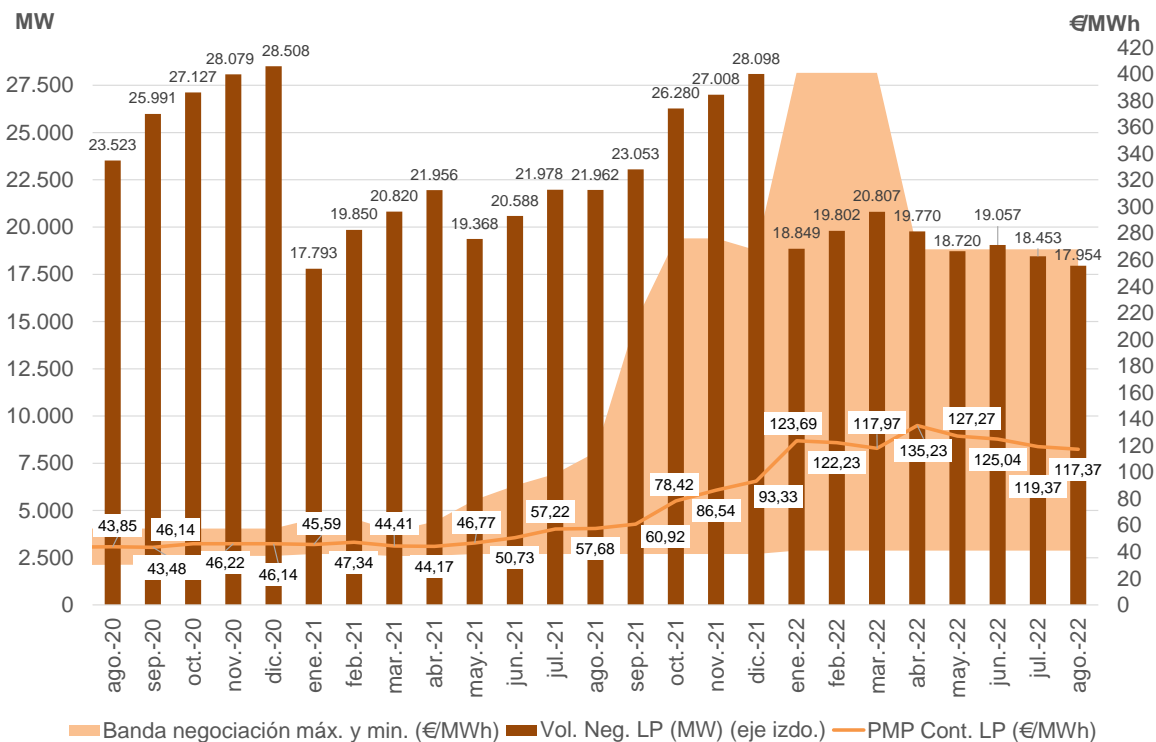
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de agosto de 2022 (mensual ago-22, trimestral Q3-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 117,37 €/MWh; siendo inferior en 55,01 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de agosto de 2022 (172,38 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en agosto de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 154,14 €/MWh, inferior en 4,85 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de agosto de 2022 (158,99 €/MWh).

**Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximo, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación\*.**

**Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022**



\* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear 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 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

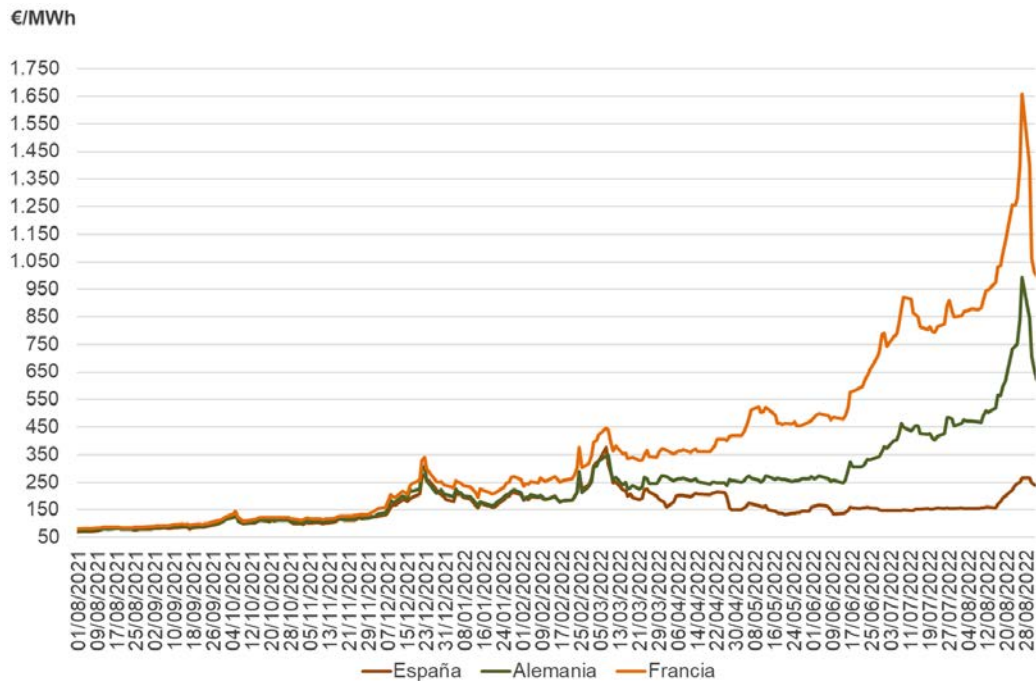
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	agosto-22	julio-22	% Variación ago. vs. jul.	agosto-22	julio-22	% Variación ago. vs. jul.	agosto-22	julio-22	% Variación ago. vs. jul.
sep.-22	183,00	149,25	22,6%	464,00	404,19	14,8%	575,00	537,50	7,0%
oct.-22	239,00	152,50	56,7%	495,40	400,49	23,7%	650,00	506,19	28,4%
Q4-22	241,50	154,00	56,8%	655,00	455,11	43,9%	1.010,60	848,99	19,0%
Q1-23	255,00	175,00	45,7%	780,01	432,27	80,4%	1.148,25	925,84	24,0%
Q2-23	255,00	191,84	32,9%	424,06	321,00	32,1%	390,00	297,76	31,0%
YR-23	258,50	211,00	22,5%	575,83	361,34	59,4%	670,52	497,25	34,8%

Nota: últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2022 y últimas cotizaciones de julio a 29/07/2022.

Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre Austria y Alemania. A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

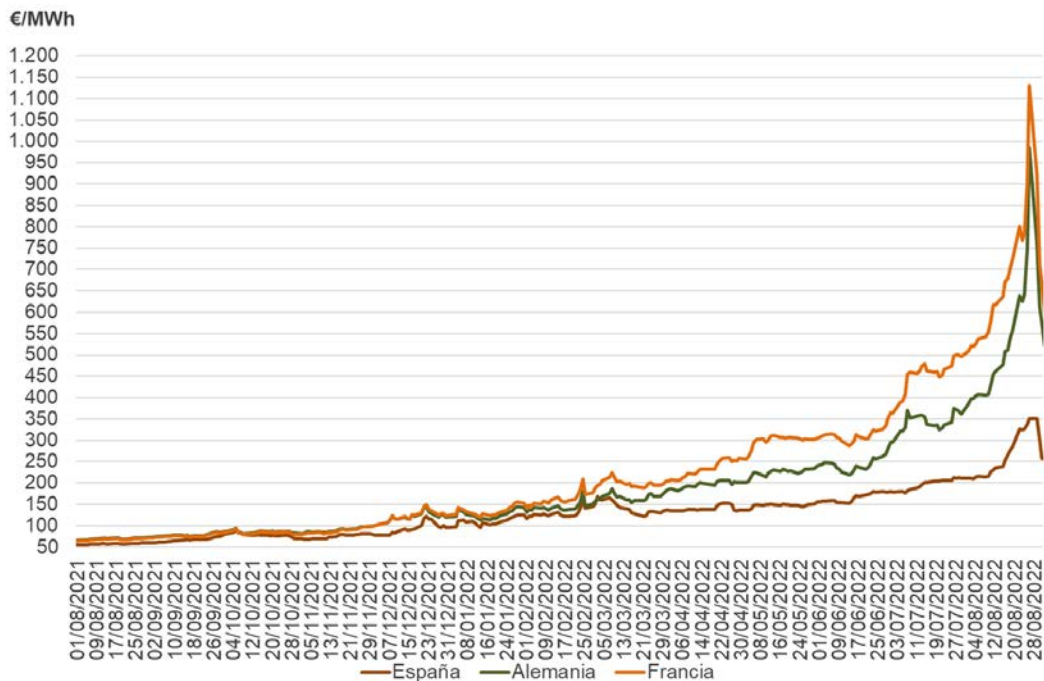
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 agosto de 2021 a 31 de agosto de 2022**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 agosto de 2021 a 31 de agosto de 2022**



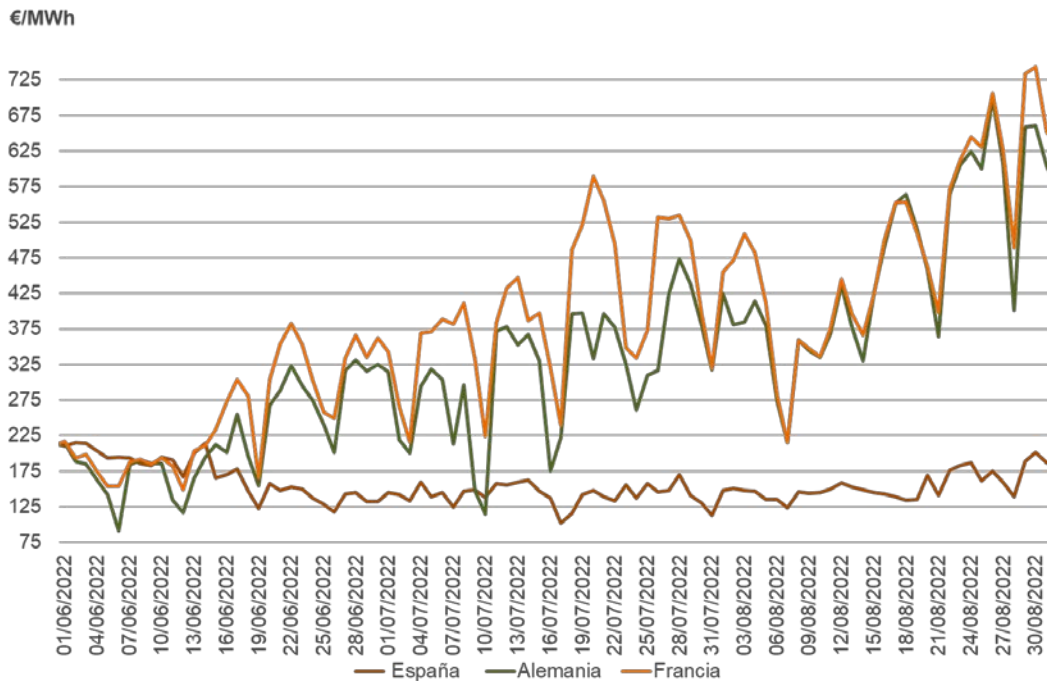
Fuente: EEX y OMIP

**Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia**

Precios medios	agosto-22	julio-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	154,89	142,66	8,6%
Alemania	465,18	315,00	47,7%
Francia	492,49	400,87	22,9%

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

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de junio a 31 de agosto de 2022**



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

**Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh). Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224
ago-21	205.555	23.832
sep-21	342.194	37.817
oct-21	311.978	37.880
nov-21	235.508	33.505
dic-21	279.008	69.661
ene-22	251.639	44.045
feb-22	274.576	34.989
mar-22	196.423	57.713
abr-22	135.034	20.120
may-22	169.662	25.417
jun-22	163.147	19.355
jul-22	151.303	20.862
ago-22	170.932	17.876

Nota: desde julio de 2017, el volumen negociado en el mercado alemán integra contratos con subyacente alemán y contratos con subyacente alemán y austriaco.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

## 5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post<sup>13</sup> en España, Alemania y Francia

**Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de agosto de 2020 a agosto de 2022, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia**

Producto	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
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	0,00	41,94	-41,94	0,00	38,79	-38,79	0,00	40,11	-40,11
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47
mar-21	40,40	45,45	-5,05	44,80	47,16	-2,36	45,99	50,22	-4,23
abr-21	48,50	65,02	-16,52	47,19	53,61	-6,42	50,26	63,10	-12,84
may-21	63,00	67,12	-4,12	54,63	53,35	1,28	56,77	55,28	1,49
jun-21	79,15	83,30	-4,15	64,28	74,08	-9,80	62,67	73,51	-10,84
jul-21	90,75	92,42	-1,67	85,16	81,37	3,79	83,65	78,37	5,28
ago-21	94,25	105,94	-11,69	83,29	82,70	0,59	76,45	77,30	-0,85
sep-21	122,20	156,14	-33,94	99,38	128,37	-28,99	101,02	135,31	-34,29
oct-21	213,50	199,90	13,60	160,46	139,49	20,97	184,25	172,45	11,80
nov-21	167,26	193,43	-26,17	151,25	176,15	-24,90	180,25	217,06	-36,81
dic-21	243,90	239,16	4,74	223,00	221,06	1,94	338,00	274,67	63,33
ene-22	209,75	201,72	8,03	221,44	167,73	53,71	272,50	211,42	61,08
feb-22	216,00	200,22	15,78	180,00	128,80	51,20	225,99	185,55	40,44
mar-22	239,00	283,39	-44,39	219,92	252,01	-32,09	246,19	295,20	-49,01
abr-22	263,38	191,52	71,86	233,09	165,73	67,36	311,27	233,10	78,17
may-22	173,00	187,13	-14,13	206,13	177,48	28,65	212,60	197,43	15,17
jun-22	192,33	169,63	22,70	195,17	218,03	-22,86	212,71	248,40	-35,69
jul-22	148,00	142,66	5,34	292,25	315,00	-22,75	356,51	400,87	-44,36
ago-22	146,00	154,89	-8,89	381,41	465,18	-83,77	462,00	492,49	-30,49

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

<sup>13</sup> 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.

### 5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

**Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en Ago.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jul.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ago-22	Mín.	Máx.	29-jul-22	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	96,68	93,27	107,07	114,14	105,93	124,79	-15,3%
Brent entrega a un mes	96,49	92,34	105,09	110,01	99,10	113,50	-12,3%
Brent entrega a doce meses	86,65	85,51	90,74	91,87	84,19	93,46	-5,7%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>TTF en €/MWh</b>							
Gas TTF Spot	235,65	190,88	315,88	191,80	145,75	203,75	22,9%
Gas TTF entrega Q4-22	239,10	195,00	346,50	191,00	151,70	217,13	25,2%
Gas TTF entrega Q1-23	238,00	188,50	345,50	182,20	144,30	194,00	30,6%
Gas TTF entrega YR-23	210,25	162,50	296,50	150,20	108,00	154,35	40,0%
<b>NBP en £/MWh</b>							
Gas NBP Spot	95,56	84,30	189,59	89,42	54,95	114,33	6,9%
Gas NBP entrega Q4-22	207,25	154,76	269,19	152,93	129,73	168,19	35,5%
Gas NBP entrega Q1-23	208,14	160,90	295,66	155,07	128,97	167,23	34,2%
Gas NBP entrega Q2-23	158,78	119,84	251,92	116,65	85,45	119,66	36,1%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	187,38	119,84	232,55	117,21	95,11	154,07	59,9%
PVB-ES a un mes	190,94	138,06	257,20	138,93	107,26	154,18	37,4%
PEG Spot	159,65	113,85	226,88	112,00	88,00	154,03	42,5%
<b>Carbón ICE ARA API2 \$/t</b>							
Carbón ICE ARA Sep-22	367,00	287,85	406,10	359,50	319,15	375,00	2,1%
Carbón ICE ARA Q4-22	350,00	269,98	388,15	337,38	303,25	356,10	3,7%
Carbón ICE ARA YR-23	303,60	225,00	325,75	276,90	251,80	295,67	9,6%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	80,03	80,03	98,01	78,55	76,14	85,65	1,9%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	83,11	82,78	100,80	80,78	78,55	88,33	2,9%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en ICE.
- Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de julio a 29/07/2022 y cotizaciones de agosto a 31/08/2022.

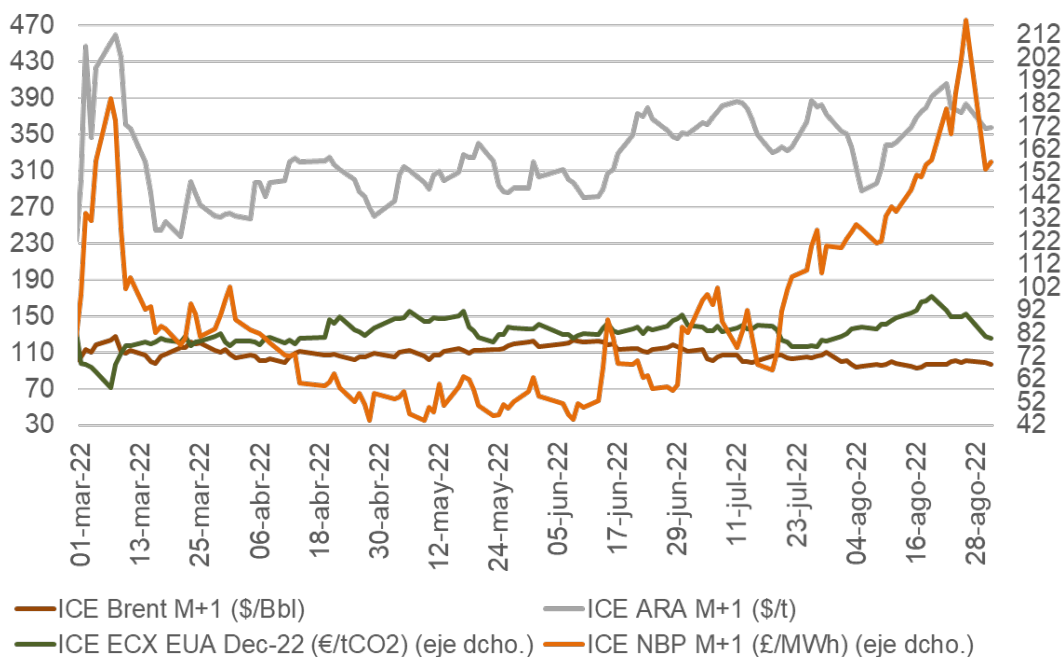
Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Refinitiv, MIBGAS, EEX y agencia de intermediación

A cierre del mes de agosto de 2022 (31 de agosto), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de julio, pasando de 1,02 \$/€ a 1 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al



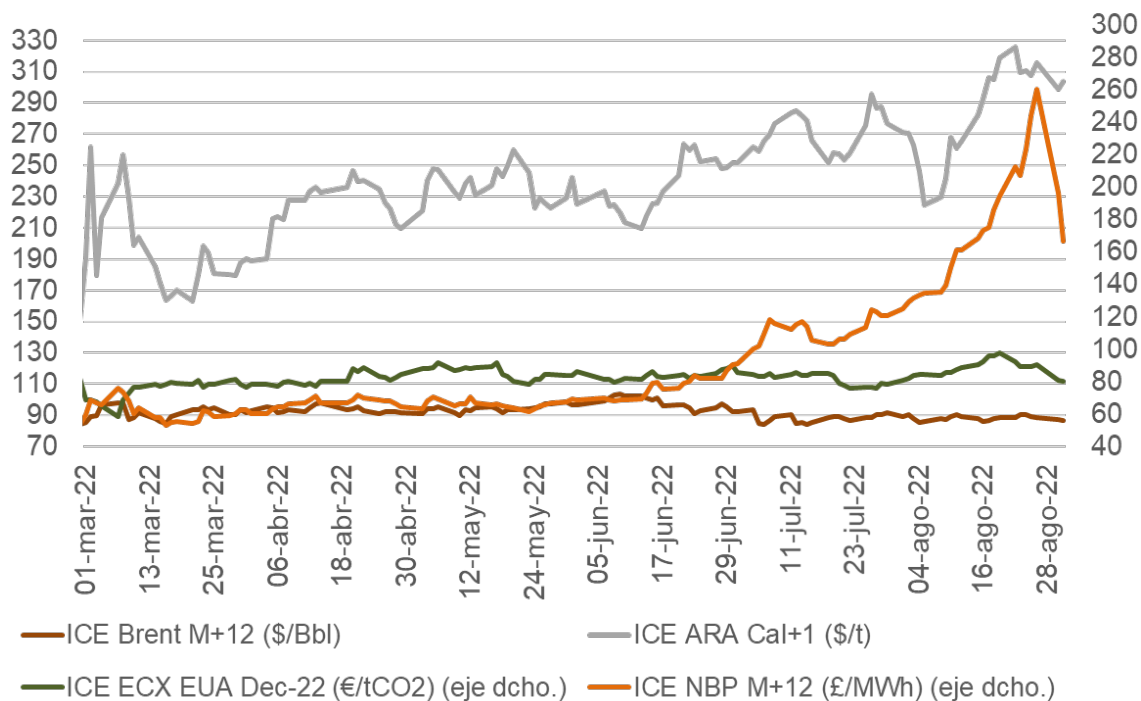
euro a 31 de agosto se depreció respecto del cambio a cierre del mes de julio, pasando de 0,85 £/€ a 0,86 £/€.

**Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de marzo a 31 de agosto de 2022**



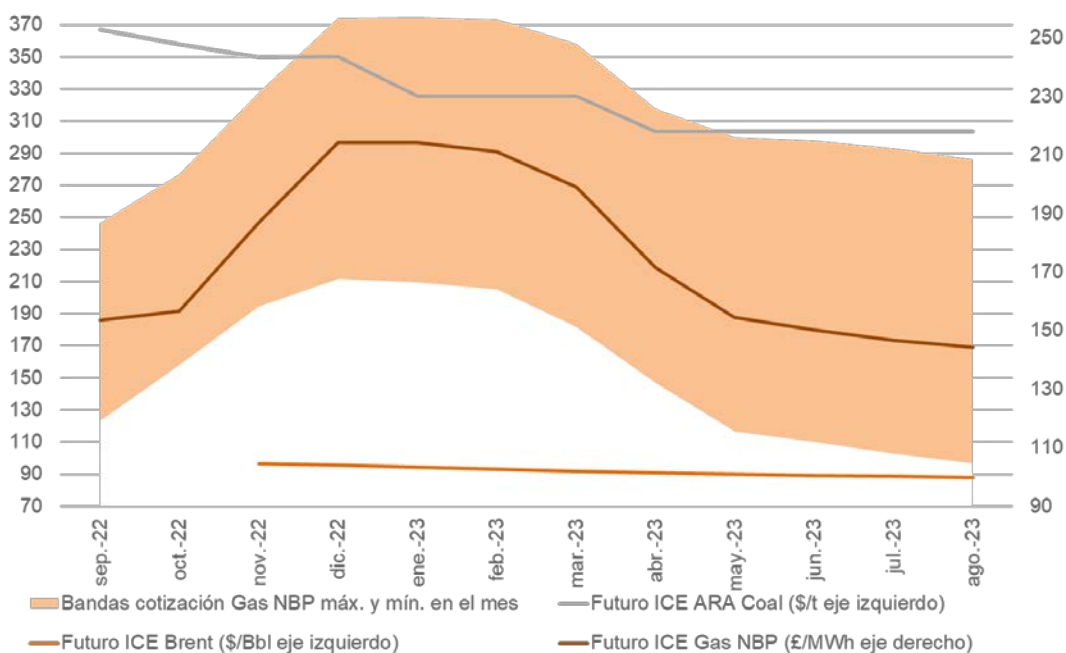
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

**Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de marzo a 31 de agosto de 2022**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de agosto de 2022 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

**Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

## 5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-22 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

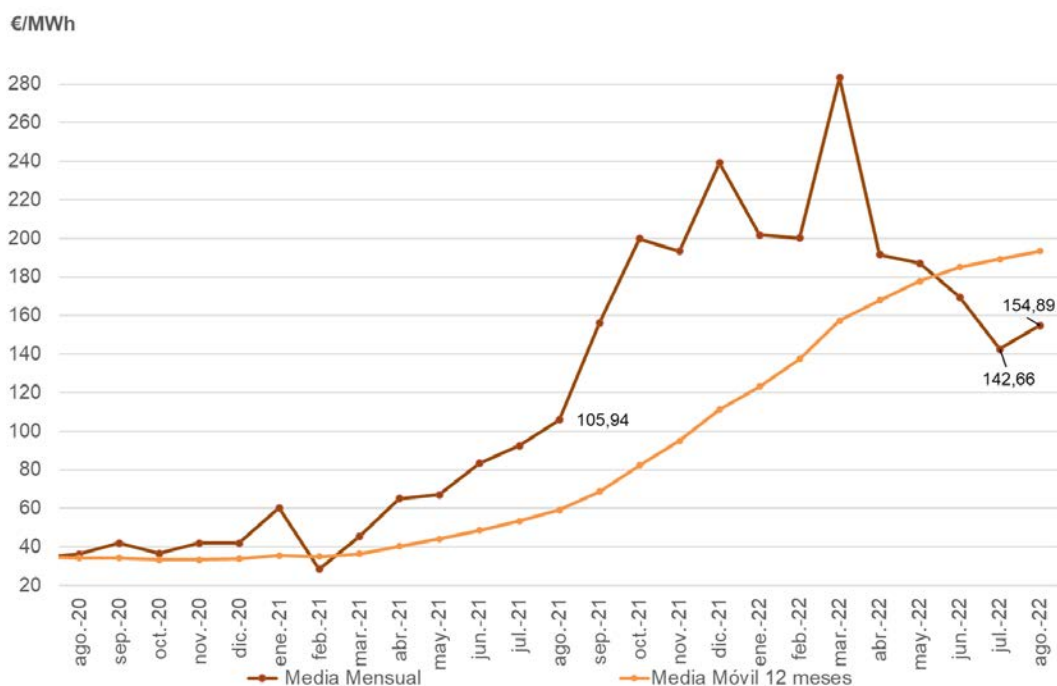
**Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

**Gráfico 28. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

## 5.5. Análisis de los precios spot en España

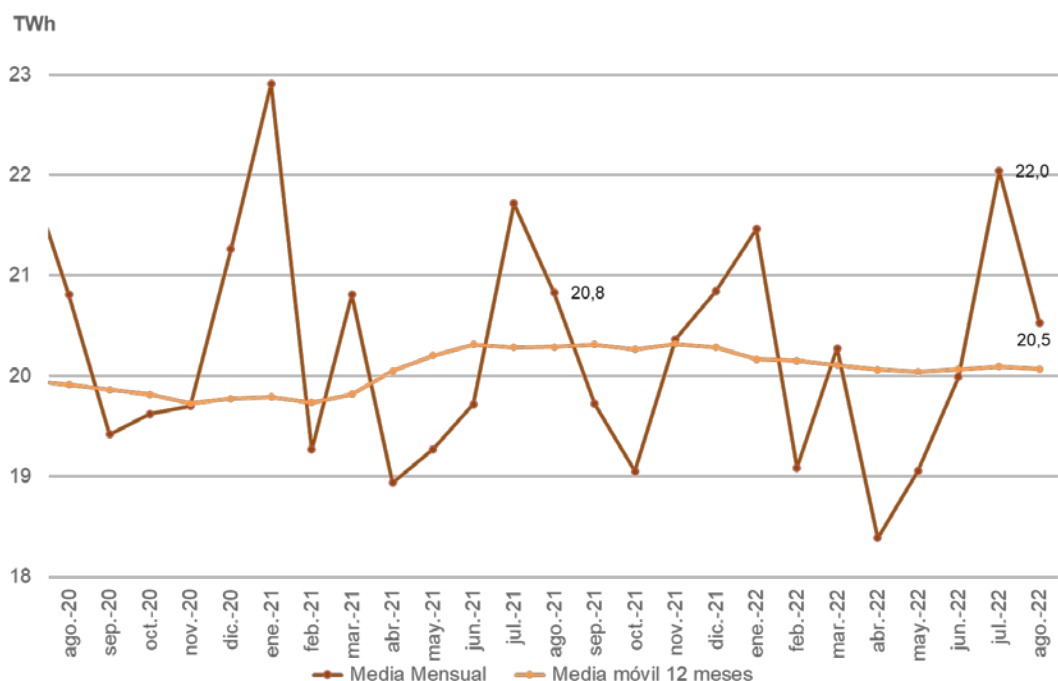
**Gráfico 29. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.**

Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



Fuente: OMIE

**Gráfico 30. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
Periodo: agosto de 2020 a agosto de 2022



Fuente: REE

**Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)**

	ago-22	jul-22	ago-21	% Var. ago-22 vs. jul-22	% Var. ago-22 vs. ago-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,31	1,24	2,05	6,0%	-36,0%	32,05	13,2%	14,03	8,7%
Nuclear	5,13	5,07	5,15	1,0%	-0,5%	54,13	22,2%	37,76	23,5%
Carbón	5,13	5,07	5,15	1,0%	-0,5%	24,67	10,1%	37,76	23,5%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	7,64	7,99	3,33	-4,4%	129,7%	37,69	15,5%	39,99	24,9%
Eólica	3,88	4,14	3,57	-6,4%	8,6%	59,30	24,4%	37,74	23,5%
Solar fotovoltaica	3,13	3,28	2,34	-4,7%	33,5%	20,31	8,3%	19,72	12,3%
Solar térmica	0,65	0,69	0,72	-5,5%	-8,9%	4,93	2,0%	3,54	2,2%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,39	0,43	0,42	-8,9%	-8,5%	4,57	1,9%	3,34	2,1%
Cogeneración	0,79	1,07	2,15	-25,8%	-63,2%	26,33	10,8%	13,49	8,4%
Residuos	0,21	0,23	0,26	-6,2%	-18,1%	2,81	1,2%	1,73	1,1%
<b>Total Generación</b>	<b>23,94</b>	<b>24,97</b>	<b>20,32</b>	<b>-4,1%</b>	<b>17,8%</b>	<b>247,48</b>	<b>101,7%</b>	<b>177,10</b>	<b>110,1%</b>
Consumo en bombeo	-0,52	-0,44	-0,22	16,9%	135,5%	-4,60	-1,9%	-3,81	-2,4%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,07	-0,06	-0,03	17,5%	117,6%	-0,87	-0,4%	-0,33	-0,2%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-2,82	-2,43	0,77	16,1%	-468,2%	1,41	0,6%	-12,12	-7,5%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>20,53</b>	<b>22,04</b>	<b>20,83</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>243,44</b>	<b>100,0%</b>	<b>160,83</b>	<b>100,0%</b>

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(3) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

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

Fuente: REE

