



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*SEPTIEMBRE 2021*)**

25 de noviembre de 2021

IS/DE/003/21

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	10
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	10
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	21
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
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	24
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	28
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	31
5.5. Análisis de los precios spot en España	32

1. Hechos relevantes

Mantenimiento tendencia alcista del precio de contado por séptimo mes consecutivo

En septiembre de 2021, respecto al mes de agosto, el precio del mercado spot volvió a registrar un aumento significativo respecto al mes anterior (+47,4%). En media, el incremento fue de 50,20 €/MWh (+13,53 €/MWh en agosto con respecto a julio), situándose en 156,14 €/MWh frente a 105,94 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular disminuyó un 5,3% en septiembre respecto a la del mes de agosto de 2021, aumentando un 1,6% respecto al mismo mes del año anterior. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda cabe destacar, respecto al mes anterior, el aumento de la producción térmica convencional +8% (+27,7% los CCGTs y -4,9% la generación con carbón) y el descenso de la producción renovable (-6,6%).

Los precios spot en Alemania y Francia aumentaron también de manera acusada. En particular, el precio spot en Alemania aumentó un 55,2% (+45,68 €/MWh, situándose en 128,37 €/MWh) y en Francia aumentó un 75% (+58,01 €/MWh, situándose en 135,31 €/MWh).

Significativo aumento de las cotizaciones a plazo en los mercados español, alemán y francés.

Durante el mes de septiembre, al igual que en los meses anteriores, aumentaron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Cabe mencionar que a cierre de mes de septiembre las cotizaciones de los contratos analizados con subyacente español se mantuvieron por encima de las de sus equivalentes con subyacente alemán.

Para el subyacente español la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un incremento de 97,50 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (215 €/MWh a cierre de septiembre) y de 28,21 €/MWh para el contrato trimestral Q2-22 (108 €/MWh a cierre de septiembre). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un incremento de 86,40 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (194,57 €/MWh a cierre de septiembre) y de 28,06 €/MWh para el contrato trimestral Q2-22 (105,16 €/MWh a cierre de septiembre). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, al igual que para el resto de subyacentes, el mayor incremento fue el registrado para el contrato trimestral Q1-22 (+97,70 €/MWh; 220,50 €/MWh a cierre de septiembre) y el menor aumento de cotización fue registrado para el contrato trimestral Q2-22 (+28,04 €/MWh; 100,96 €/MWh a cierre de septiembre).

A 30 de septiembre de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español (135,50 €/MWh) se mantuvo ligeramente por encima de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (+0,28 €/MWh) y 6,22 €/MWh por encima de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán.

Ascenso de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de septiembre de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 21,1 TWh, un 6,4% superior al volumen negociado el mes anterior (19,9 TWh), y un 42% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,9 TWh). Por tanto, no se aprecia en septiembre un cambio en la liquidez derivado de las medidas adoptadas por la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre. Descendió la negociación en EEX (-47,9%, pasando de 1,4 TWh en el mes anterior a 0,7 GWh en septiembre), mientras que aumentó el volumen OTC (+10,4%, pasando de 17,8 TWh a 19,6 TWh en el mes de septiembre) así como el volumen negociado en OMIP (+14,1% pasando de 0,7 TWh a 0,8 TWh en septiembre). El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 7,1%; 1,5 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en septiembre de 2021 que en el mes anterior (10,5%; 2,1 TWh).

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en septiembre de 2021 (21,1 TWh) representó el 107,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,7 TWh); superior al porcentaje (76,6%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (14,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,4 TWh)¹.

En septiembre de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el año 2022, con un volumen de 9,7 TWh (el 45,7% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2021, cuyo volumen se situó en 6,9 TWh (el 32,7% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 2,7 TWh negociados (el 12,7% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 1,9 TWh (el 8,9% del volumen total negociado en septiembre) (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos en el mes de septiembre

Hasta el 30 de septiembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2021 se situó en torno a 16.714 GWh, un 1,8% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2021 (16.414 GWh), y un 13,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2020 (19.257 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en septiembre de 2021, el 99,3% (16.598 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual sep-21, trimestral

¹ En el conjunto del año 2020, el volumen total negociado en los mercados a plazo (235 TWh) representó el 99% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

Q3-21 y anual 2021), mientras que el 0,7% restante (116 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 30 de septiembre de 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en septiembre de 2021 (16.714 GWh) ascendería a 737,5 millones de €³, un 11,8% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en agosto de 2021 (659,6 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en septiembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 61,56 €/MWh, inferior en 44,12 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2021 (105,67 €/MWh)⁴.

Los precios del gas alcanzaron valores máximos históricos en todos los mercados internacionales

En el mes de septiembre, las cotizaciones de gas natural en los mercados europeos aumentaron de forma considerable, influenciadas por la elevada cotización del GNL en Europa (arrastrada por el alto precio del JKM, la restricción de oferta de GNL del golfo de México, a consecuencia del huracán Ida, y el recorte de producción en Malasia e Indonesia), el flujo reducido desde Rusia, los cortes por mantenimiento en Noruega y el descenso de la producción en Holanda y en Reino Unido, así como por el posible retraso de la puesta en marcha del Nord Stream 2 hasta 2022. Asimismo, la demanda fue presionada al alza por la recuperación económica asociada a la remisión de la pandemia, muy relevante en la cuenca asiática, especialmente en China.

El fuerte aumento de los precios del gas natural provocó un incremento del uso del carbón en sustitución del gas para generación eléctrica en mercados clave, incluidos Estados Unidos, Europa y Asia. Así, fue también ascendente la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA), presionadas por el incremento de la demanda de este combustible. Así, el precio del contrato para Oct-21 aumentó un 44,5% (218,65 \$/t a 30 de septiembre), y el

² 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.

³ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de septiembre provienen del contrato del contrato anual 2021, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot hasta el 30 de septiembre de 2021.

de los contratos Q4-21 y Cal-22 se incrementó un 43,6% y un 38,2% respectivamente, situándose, a cierre del mes de septiembre, en 211,78 \$/t y 157,58 \$/t.

Asimismo, los precios de los derechos de emisión de CO₂ mantuvieron la tendencia alcista de meses pasados, y ascendieron en torno al 1,6% respecto al mes anterior, marcando un récord histórico, al situarse en torno a 62 €/tCO₂ a 30 de septiembre.

Al igual que para el resto de combustibles, el comportamiento del precio del Brent fue ascendente, debido a las limitaciones de suministro provocadas por la escasez de la oferta en Estados Unidos y a la mejora de la demanda, a raíz de la flexibilización de las restricciones consecuencia de la pandemia en todo el mundo. Así, a cierre del mes de septiembre, aumentó la cotización spot un 8,9% respecto a la del mes anterior, situándose en 78,82 \$/Bbl (cotización a 30 de septiembre), mientras que las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 7,6% y un 7,2%, respectivamente, cerrando el mes de septiembre (cotizaciones a 30 de septiembre) en 78,52 \$/Bbl y 72,24 \$/Bbl, respectivamente.

A 30 de septiembre, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 30 de septiembre, la cotización del JKM M+1 se incrementó un 74,4%, hasta 91,63 €/MWh, respecto a la de 31 de agosto (52,53 €/MWh).

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 SEPTIEMBRE DE 2021				MES DE AGOSTO DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. sep-21 vs. ago-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-21	213,50	213,50	130,30	157,28	127,25	129,65	105,00	115,07	67,8%
FTB M Nov-21	220,75	220,75	134,55	162,55	132,41	133,83	108,95	121,63	66,7%
FTB M Dec-21	223,00	223,00	129,29	161,62	130,42	131,84	106,37	119,29	71,0%
FTB Q4-21	189,85 (*)	189,85	131,90	155,73	130,00	131,75	106,75	118,63	46,0%
FTB Q1-22	215,00	215,00	120,25	150,69	117,50	117,50	90,50	103,73	83,0%
FTB Q2-22	108,00	108,00	81,00	88,16	79,79	80,28	66,75	75,04	35,4%
FTB Q3-22	109,96	109,96	83,04	91,41	83,55	84,91	72,54	79,51	31,6%
FTB YR-22	135,50	135,50	91,25	104,43	89,87	89,87	75,15	83,83	50,8%
FTB YR-23	79,25	79,25	60,20	67,32	59,35	59,66	55,10	57,51	33,5%

(*) Cotización a 28 de septiembre

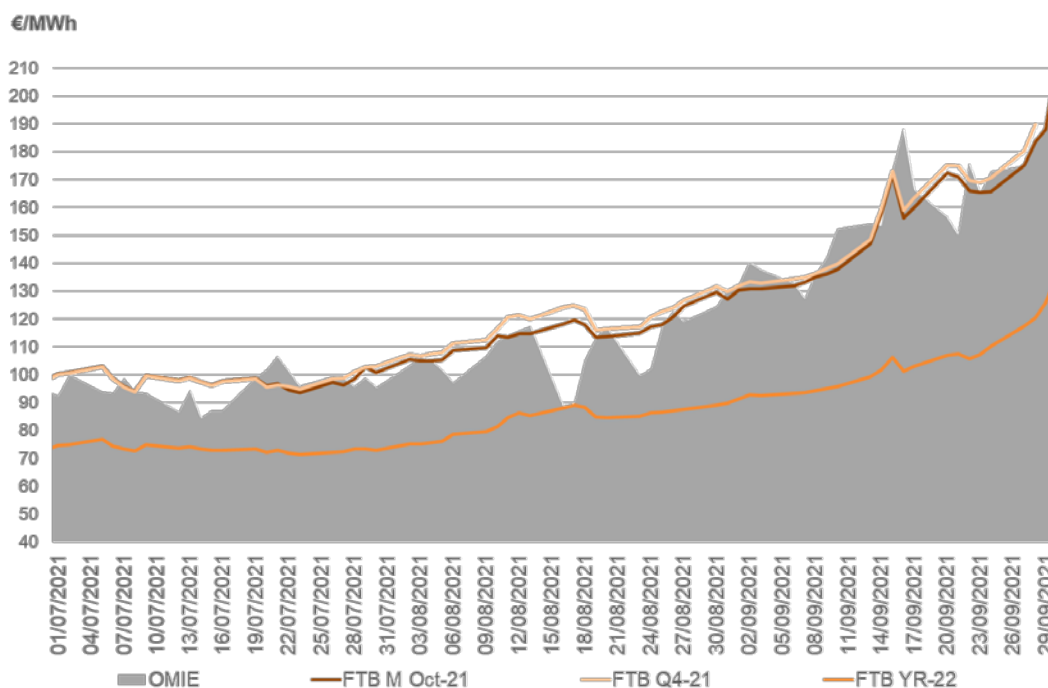
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2021 y últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

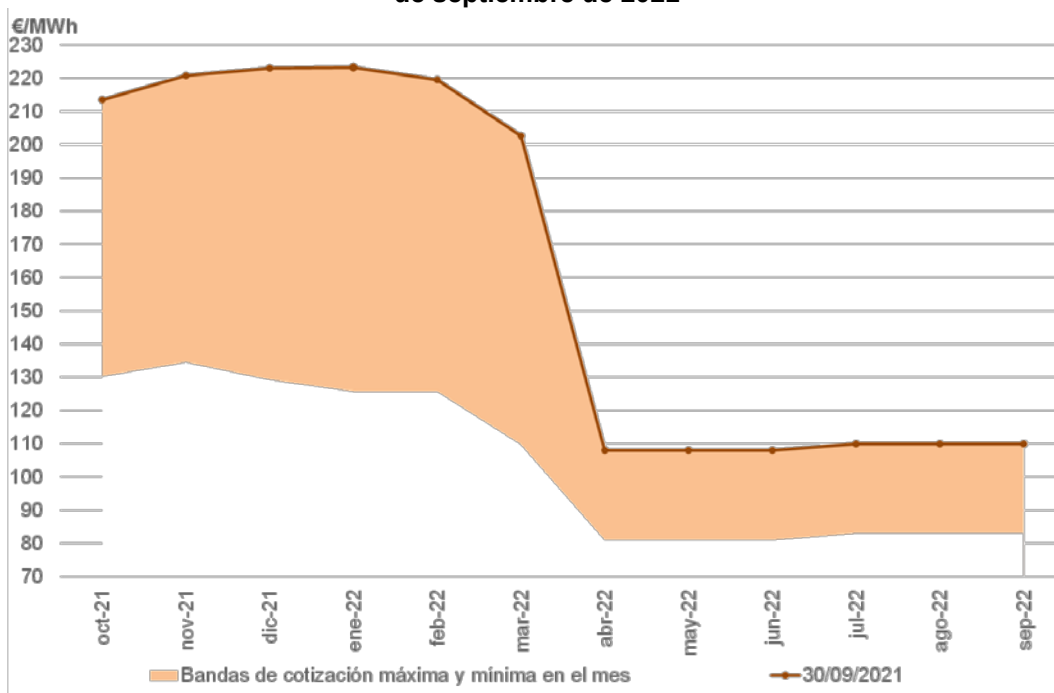
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de julio al 30 de septiembre de 2021



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

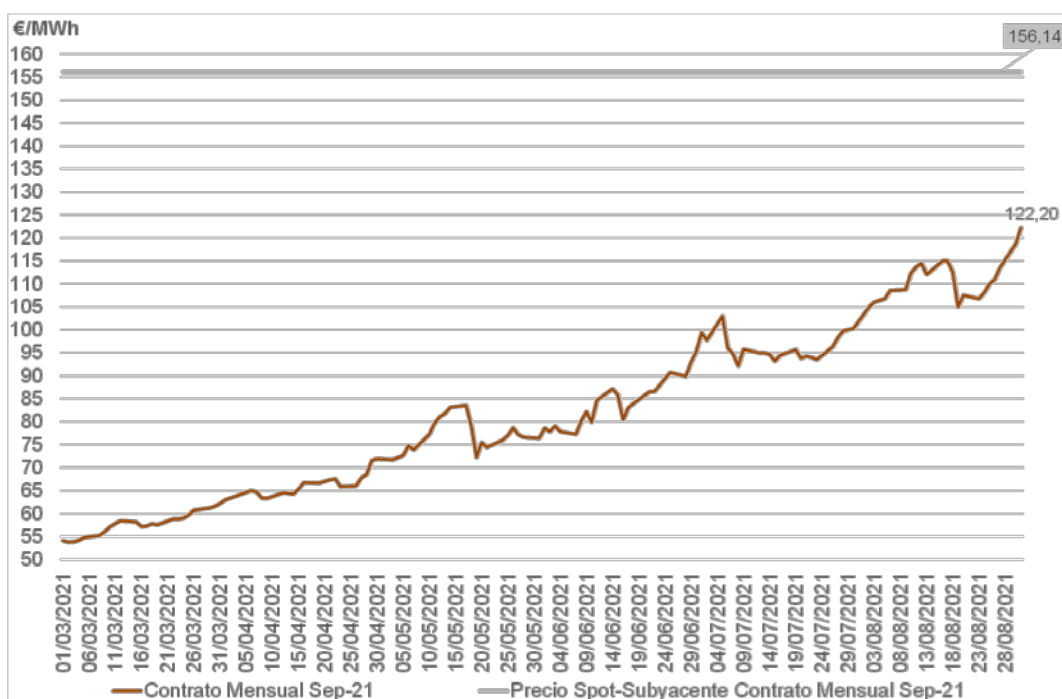
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de septiembre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2021 en OMIP vs. precio spot de septiembre de 2021.

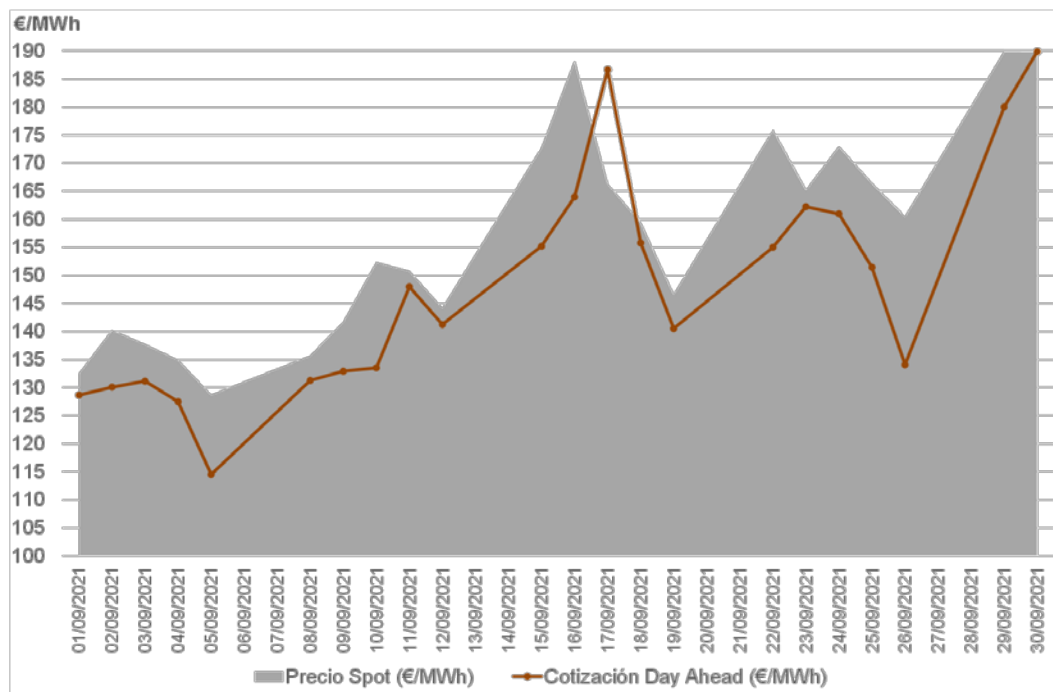
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de marzo al 31 de agosto de 2021



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: septiembre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 147,94 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 156,92 €/MWh.

Prima de riesgo en septiembre de los contratos *day-ahead*: -8,98 €/MWh.

⁵ 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 septiembre 2021	Mes anterior agosto 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	781	685	14,1%	8.133	8.632	4,3%	3,7%
EEX	729	1.399	-47,9%	7.214	7.536	3,8%	3,2%
OTC	19.613	17.769	10,4%	173.486	218.815	91,9%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	21.955	18.934	16,0%	182.252	228.065	96,5%	97,1%
<i>OMIClear</i>	923	402	129,3%	17.496	18.447	9,3%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	2.462	1.841	33,7%	19.269	27.772	10,2%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	18.570	16.691	11,3%	145.487	181.845	77,0%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	21.123	19.853	6,4%	188.833	234.983	100,0%	100,0%

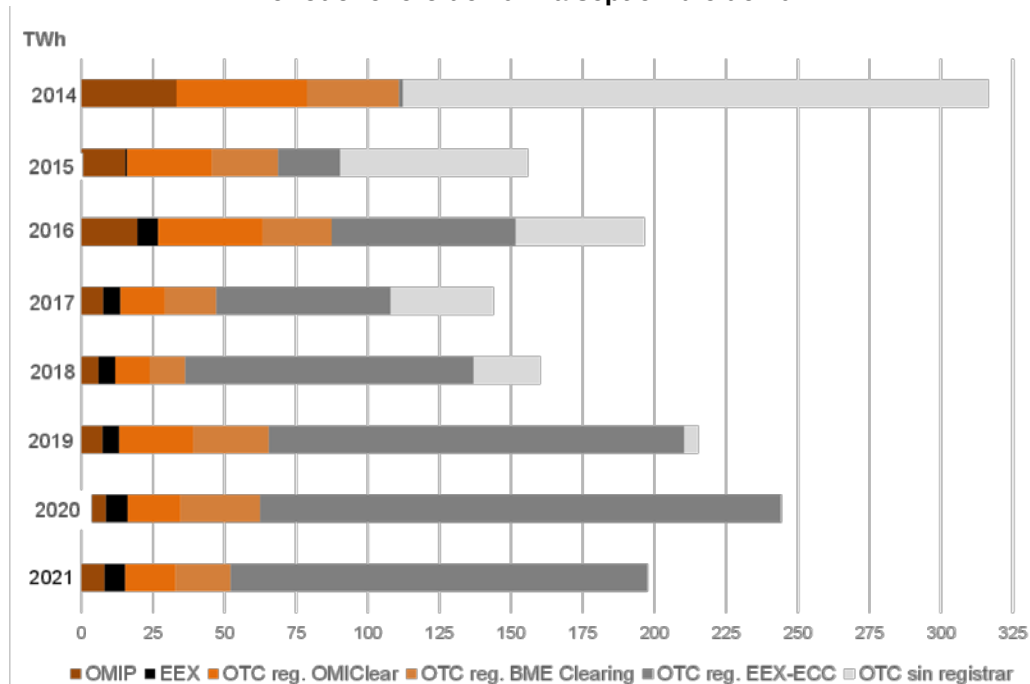
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

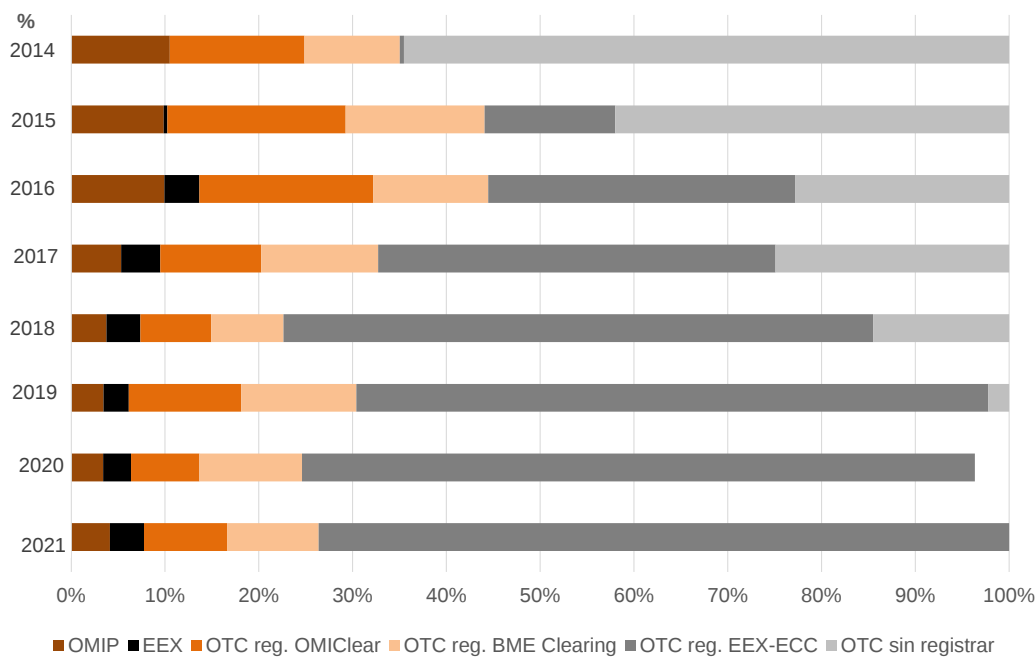
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a septiembre de 2021



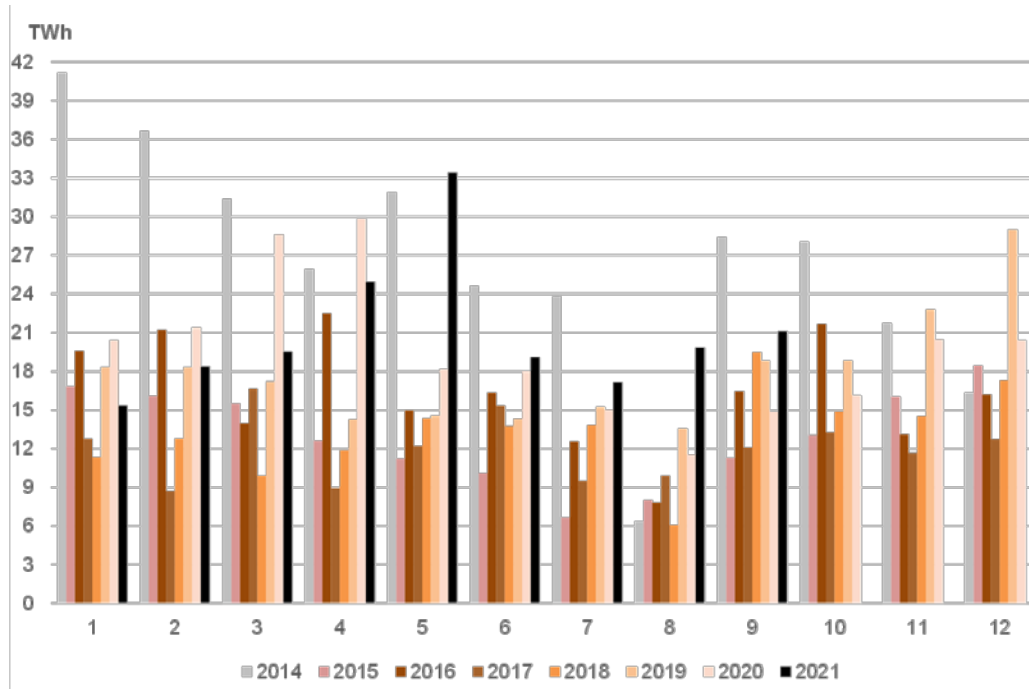
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a septiembre de 2021



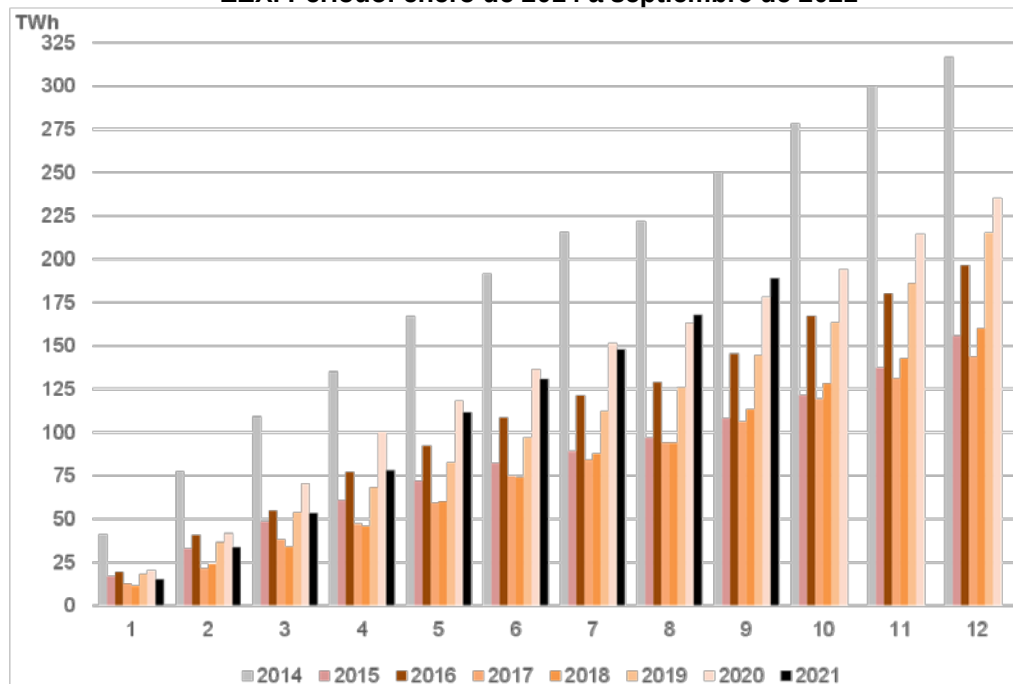
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a septiembre de 2021



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 septiembre de 2021



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

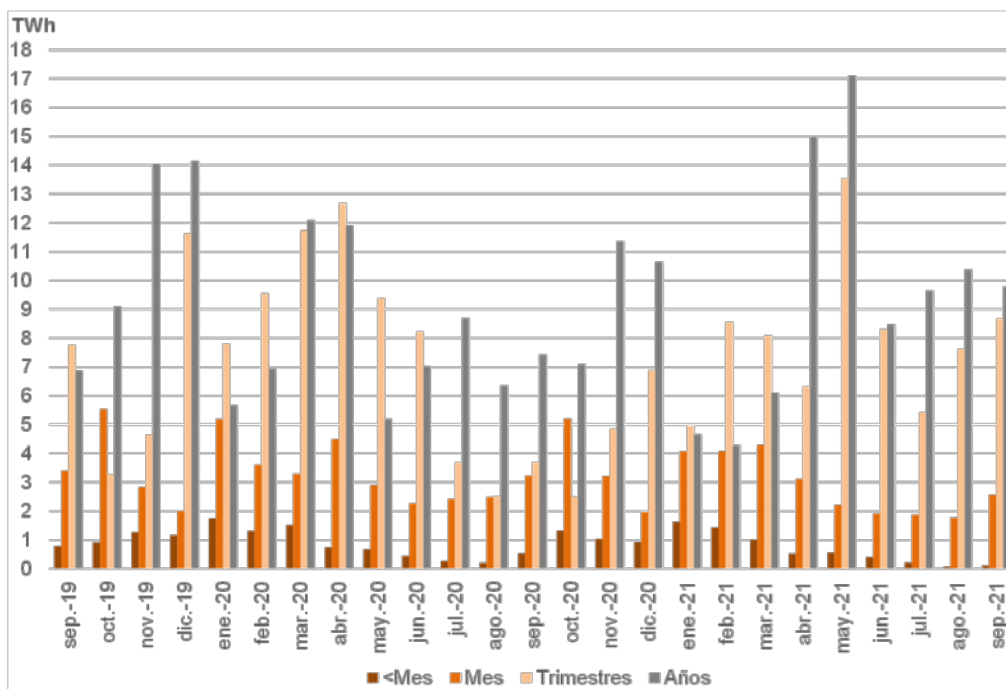
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual septiembre-21	Mes anterior agosto-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	40	41	-2,5%	1.527	25,4%	3.464	32,2%
Fin de semana	5	25	-78,8%	726	12,1%	768	7,1%
Semana	71	9	681,5%	3.753	62,5%	6.539	60,7%
Total Corto Plazo	116	75	55,0%	6.007	3,2%	10.770	4,6%
Mensual	2.567	1.767	45,3%	25.883	14,2%	40.310	18,0%
Trimestral	8.655	7.629	13,5%	71.514	39,1%	83.520	37,3%
Anual	9.785	10.383	-5,8%	85.430	46,7%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	21.007	19.779	6,2%	182.826	96,8%	224.213	95,4%
Total	21.123	19.853	6,4%	188.833	100,0%	234.983	100%

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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021

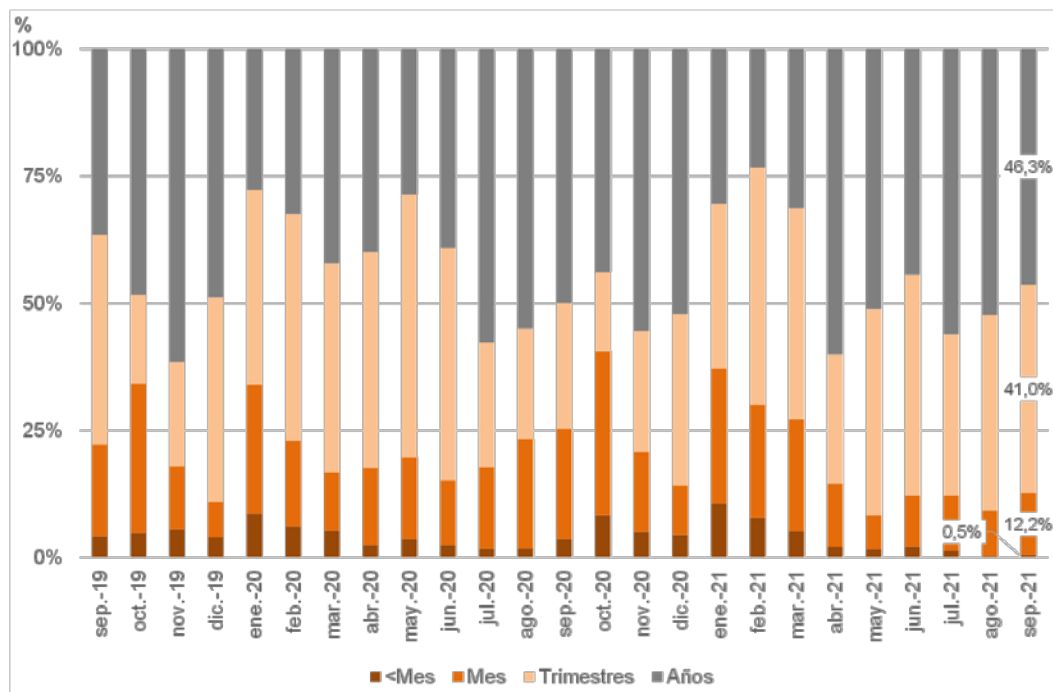


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

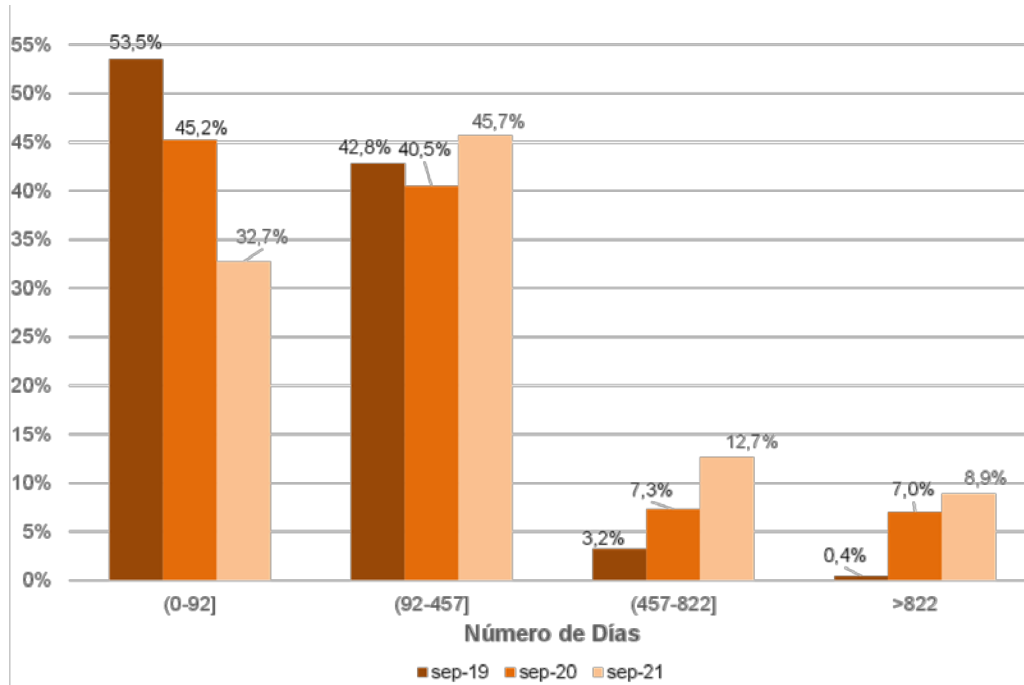
Periodo: septiembre 2019 a septiembre de 2021



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

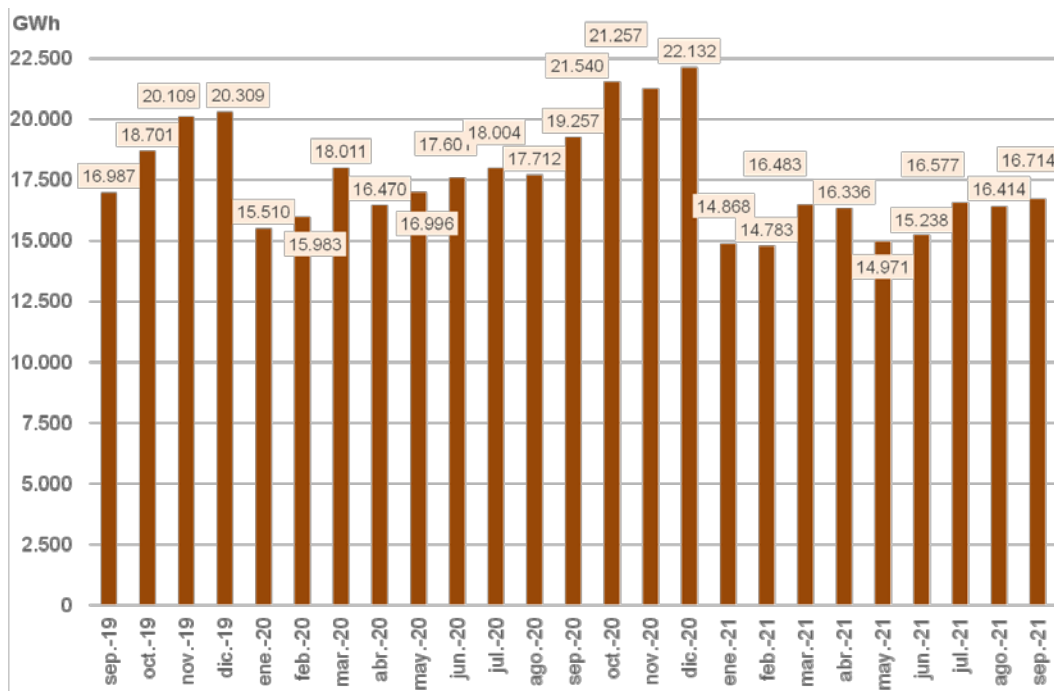
Gráfico 11. Energía negociada en septiembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021 ⁶

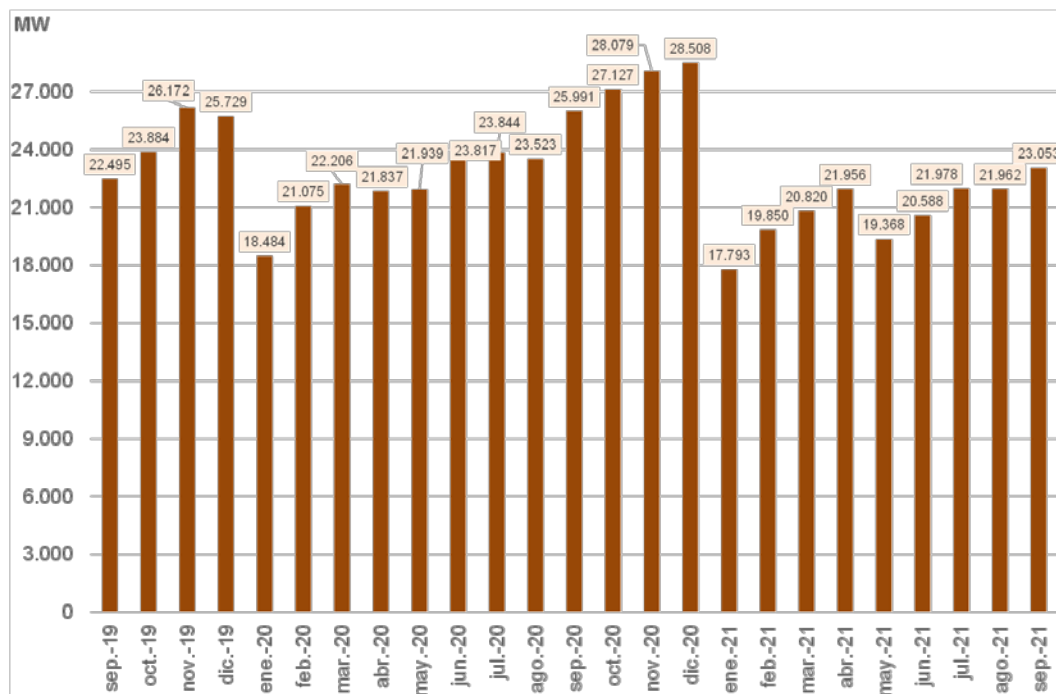


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de septiembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2021: mensual septiembre-21, trimestral Q3-21, anual YR-21, 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 septiembre de 2021, 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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



* 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 periodo de liquidación.

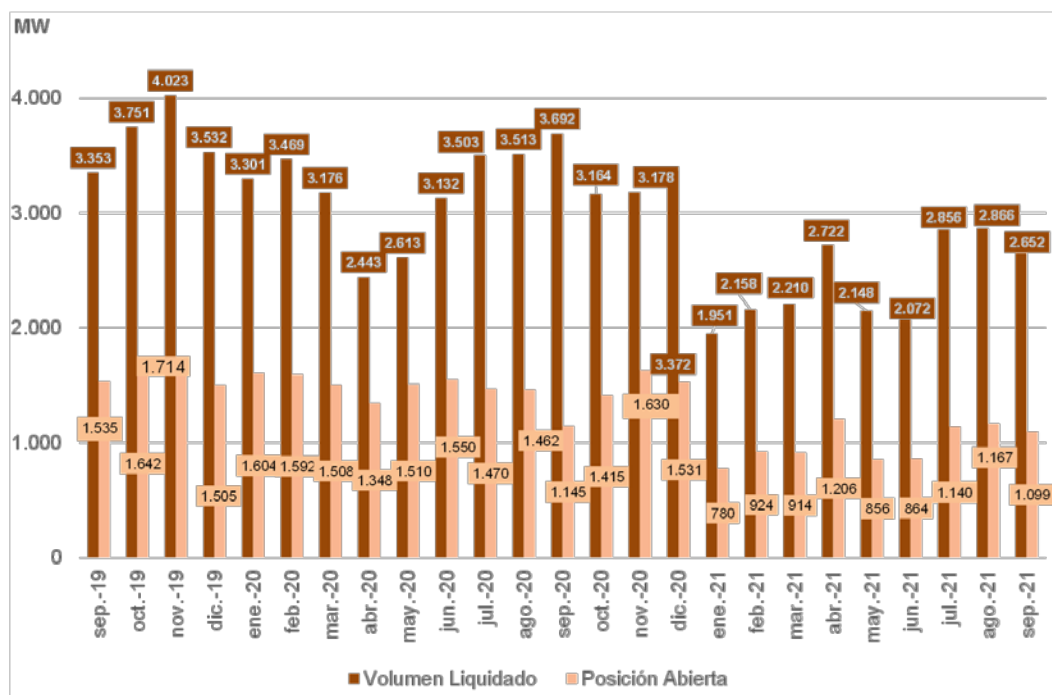
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de septiembre de 2021 (23.053 MW) representó el 84,1 % de la demanda horaria media de dicho mes (27.396 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁷ *

Periodo: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



* 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 nomenclal de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del periodo de liquidación.

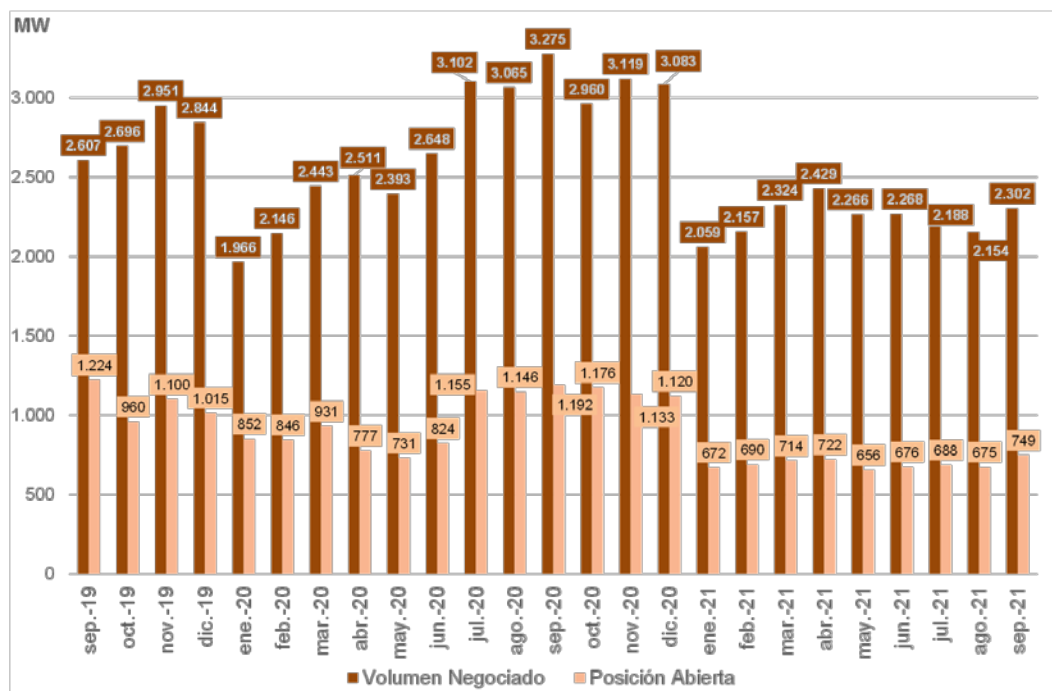
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁷ 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^{8*}

Periodo: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



* 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 periodo de liquidación.

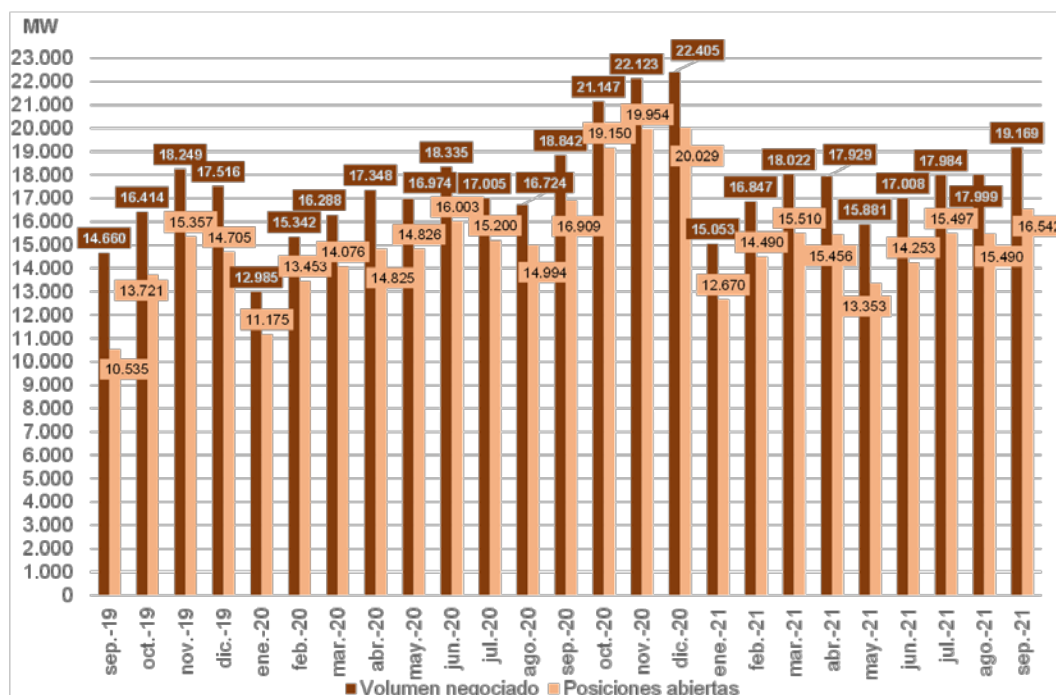
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁸ 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 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 abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{11*}

Periodo: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



* 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 nomenclal 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 EEX-ECC

⁹ 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.

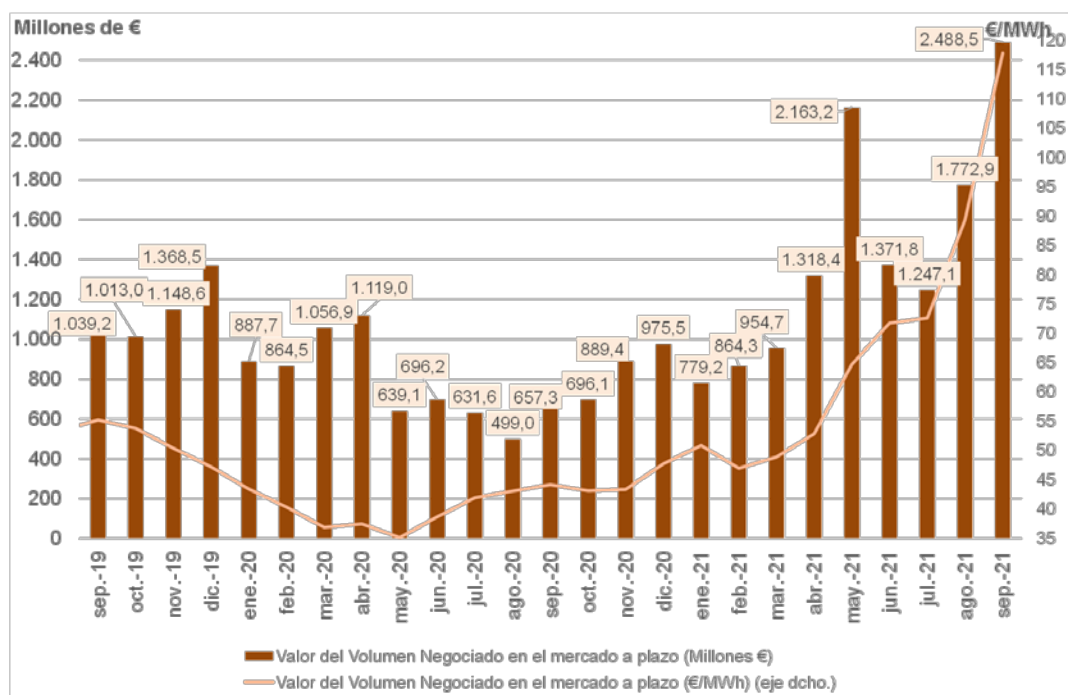
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹¹ 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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



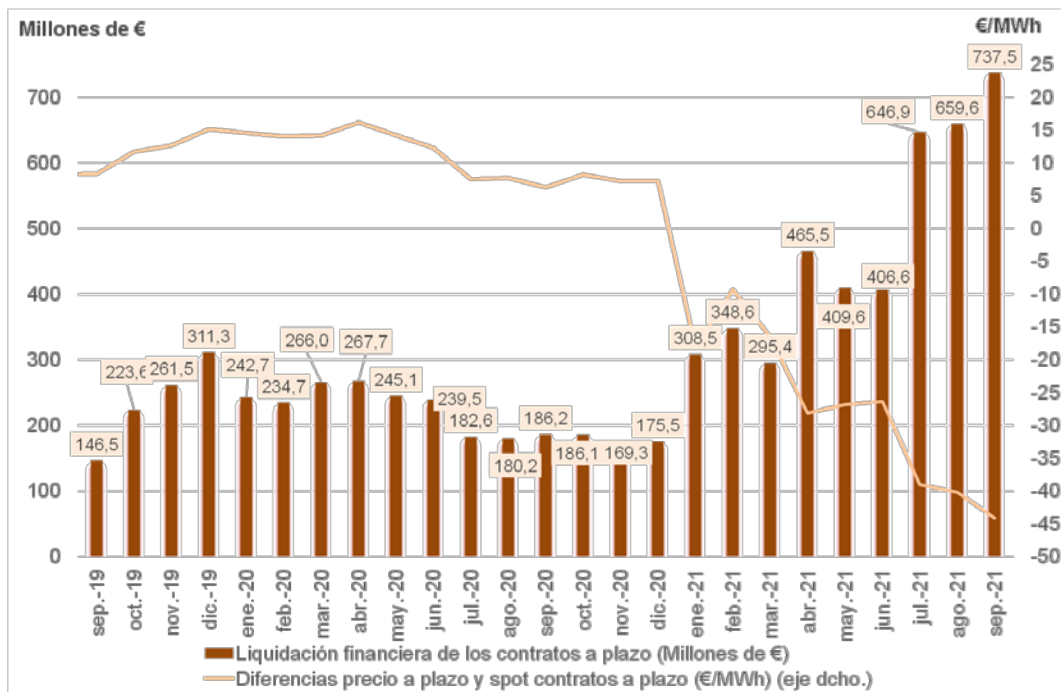
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en septiembre de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 21,1 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en septiembre de 2021: 117,81 €/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 30 de septiembre de 2021.

Periodo: de septiembre de 2019 a septiembre de 2021

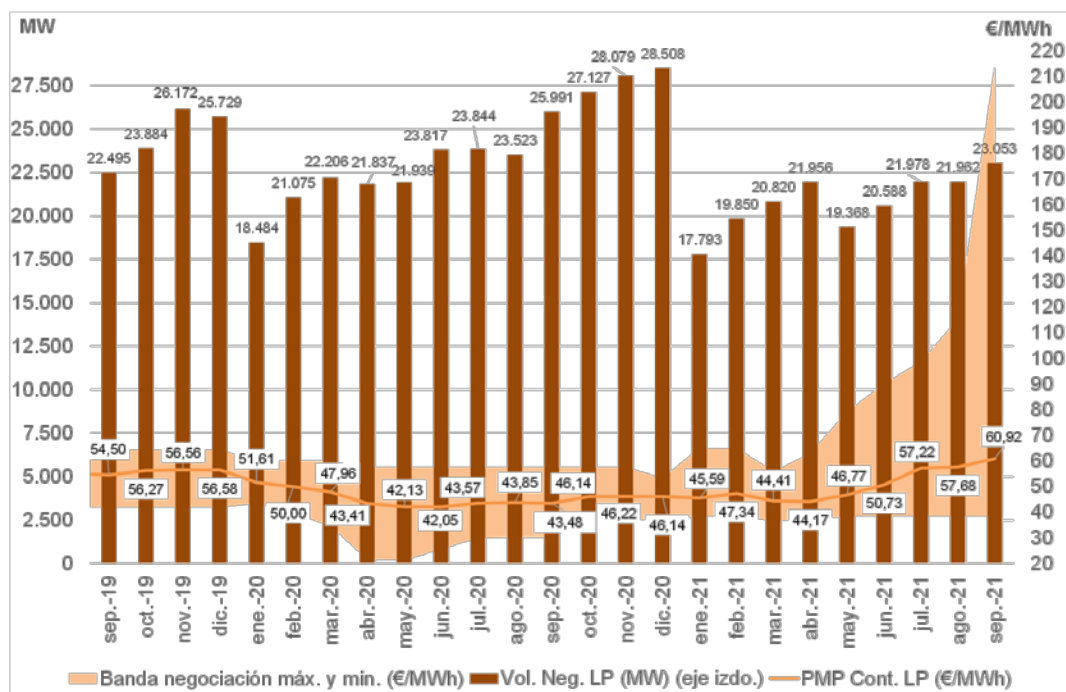


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de septiembre de 2021 (mensual sep-21, trimestral Q3-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 60,92 €/MWh; siendo inferior en 44,34 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de septiembre de 2021 (105,26 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en septiembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 153,00 €/MWh, inferior en 12,44 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de septiembre de 2021 (165,45 €/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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



* 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 periodo 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)		
	septiembre-21	agosto-21	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-21	agosto-21	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-21	agosto-21	% Variación sep. vs. ago.
oct.-21	213,50	127,25	67,8%	160,46	102,11	57,1%	184,25	112,26	64,1%
nov.-21	220,75	132,41	66,7%	188,66	111,00	70,0%	220,83	128,33	72,1%
Q4-21	189,85 (*)	130,00	46,0%	164,44 (*)	106,09	55,0%	192,20 (*)	122,06	57,5%
Q1-22	215,00	117,50	83,0%	194,57	108,17	79,9%	220,50	122,80	79,6%
Q2-22	108,00	79,79	35,4%	105,16	77,10	36,4%	100,96	72,92	38,5%
YR-22	135,50	89,87	50,8%	129,28	86,88	48,8%	135,22	89,65	50,8%

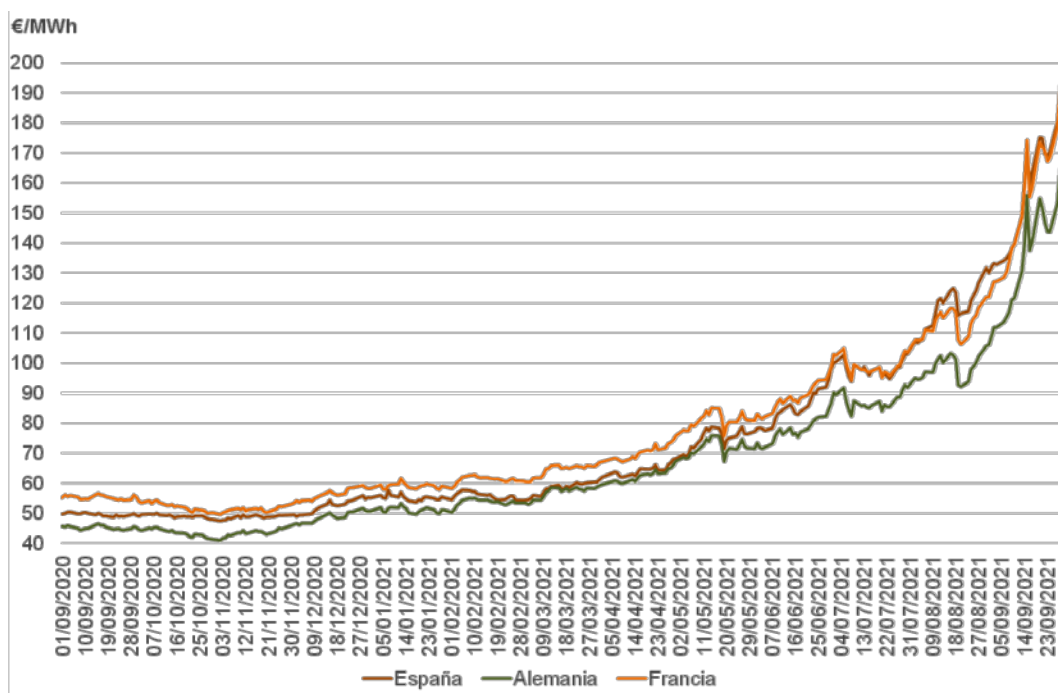
(*) Cotizaciones a 28/09/2021

Nota: últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2021 y últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2021.

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.

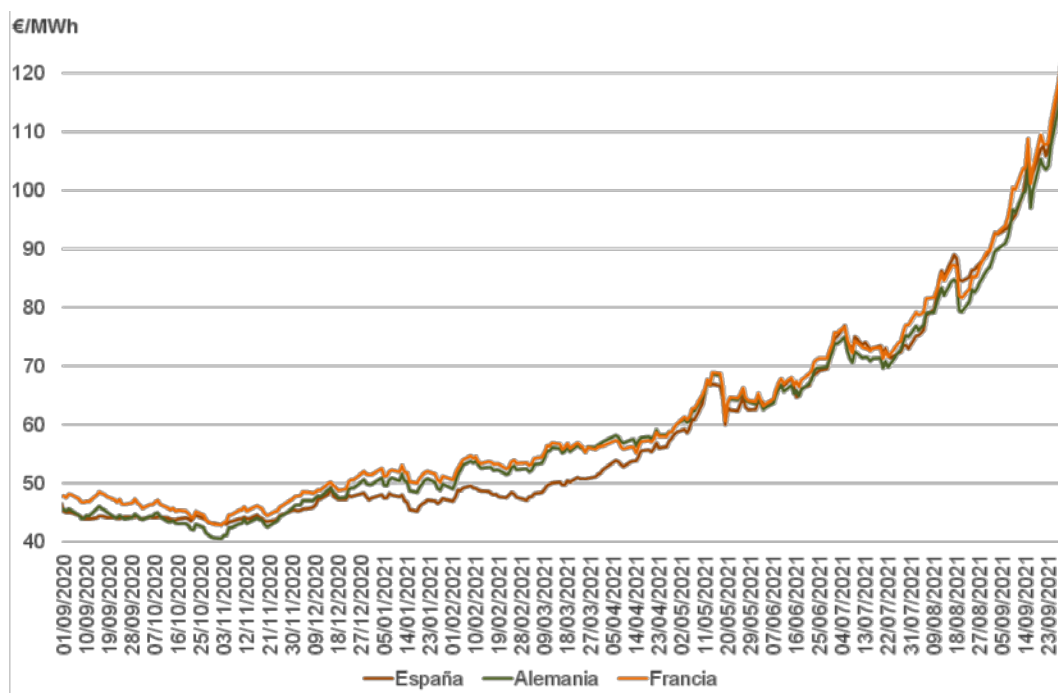
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2020 a 30 de septiembre de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2020 a 30 de septiembre de 2021



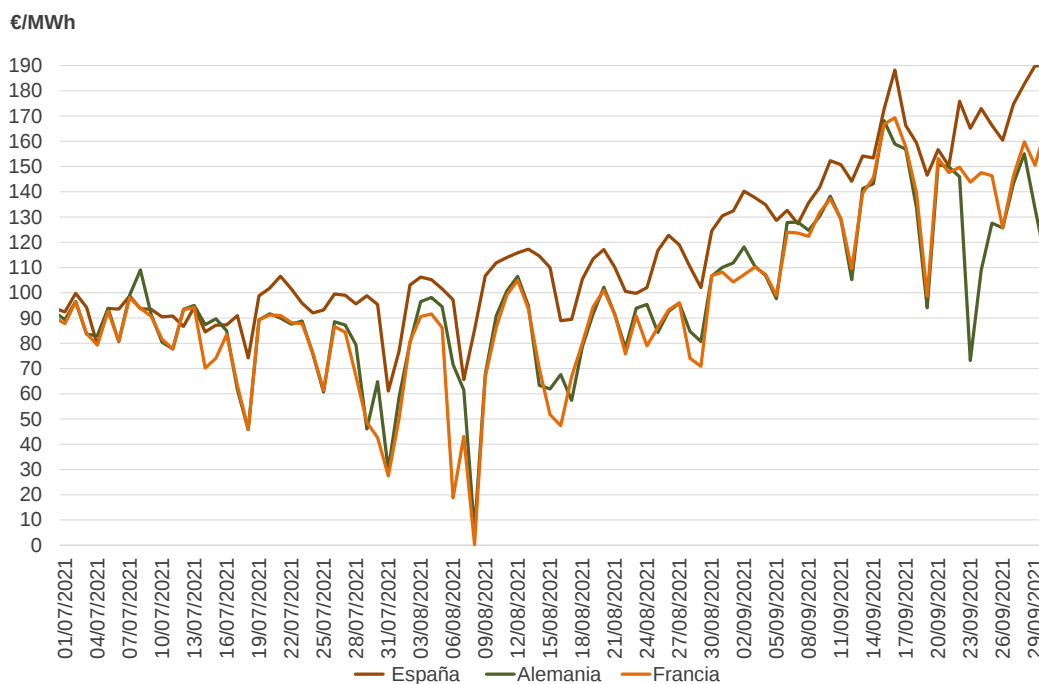
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	septiembre-21	agosto-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	156,14	105,94	47,4%
Alemania	128,37	82,70	55,2%
Francia	135,31	77,30	75,0%

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 julio a 30 de septiembre de 2021



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: septiembre de 2019 a septiembre de 2021

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
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	25.203
feb-21	227.415	26.492
mar-21	251.836	34.213
abr-21	198.148	24.736
may-21	252.033	26.104
jun-21	225.724	31.300
jul-21	193.446	26.061
ago-21	205.555	26.570
sep-21	342.194	38.817

Nota: desde mayo 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 post¹² en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de septiembre de 2019 a septiembre de 2021, 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
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
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	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
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

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

¹² 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 CO₂

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en Sep.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ago.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	30-sep-21	Mín.	Máx.	31-ago-21	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago
Brent Spot	78,82	71,36	79,12	72,41	66,17	73,95	8,9%
Brent entrega a un mes	78,52	71,45	79,53	72,99	65,18	73,41	7,6%
Brent entrega a doce meses	72,24	66,81	72,52	67,40	61,67	67,72	7,2%
Gas natural Europa	30-sep-21	Mín.	Máx.	31-ago-21	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	68,26	43,00	68,26	42,41	33,96	42,41	61,0%
Gas NBP entrega Q4-21	76,51 (*)	44,54	85,41	44,50	35,76	43,67	71,9%
Gas NBP entrega Q1-22	85,41	43,64	85,41	43,67	34,50	43,67	95,6%
Gas NBP entrega Q2-22	41,13	25,74	41,13	25,90	21,49	26,34	58,8%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	93,43	51,54	93,43	51,78	40,93	51,78	80,4%
PVB-ES a un mes	87,91	53,43	87,91	49,11	41,20	49,11	79,0%
PEG Spot	84,35	49,03	84,35	49,45	40,15	49,45	70,6%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-sep-21	Mín.	Máx.	31-ago-21	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago
Carbón ICE ARA Oct-21	218,65	154,00	218,65	151,35	131,10	151,35	44,5%
Carbón ICE ARA Q4-21	211,78	150,10	211,78	147,52	126,00	147,52	43,6%
Carbón ICE ARA YR-22	157,58	116,22	157,58	114,05	95,57	114,05	38,2%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-sep-21	Mín.	Máx.	31-ago-21	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	61,74	59,31	64,37	60,76	53,50	60,76	1,6%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	62,16	59,63	64,72	61,07	53,84	61,08	1,8%

(*) Cotización a 29/09/2021

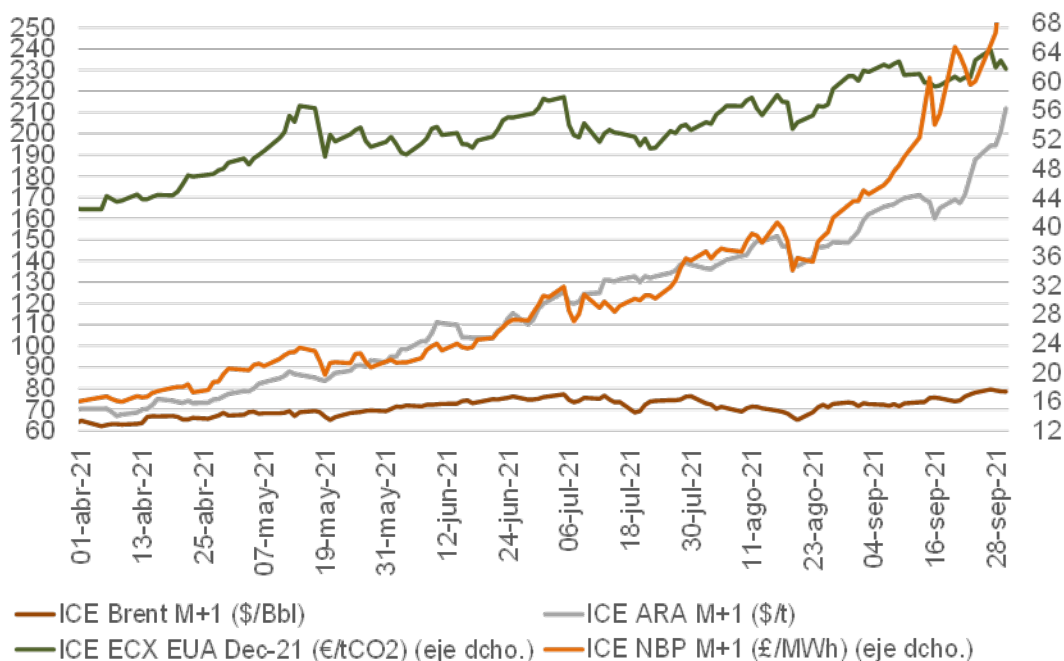
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 CO₂ en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de agosto a 31/08/2021 y cotizaciones de septiembre a 30/09/2021.

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

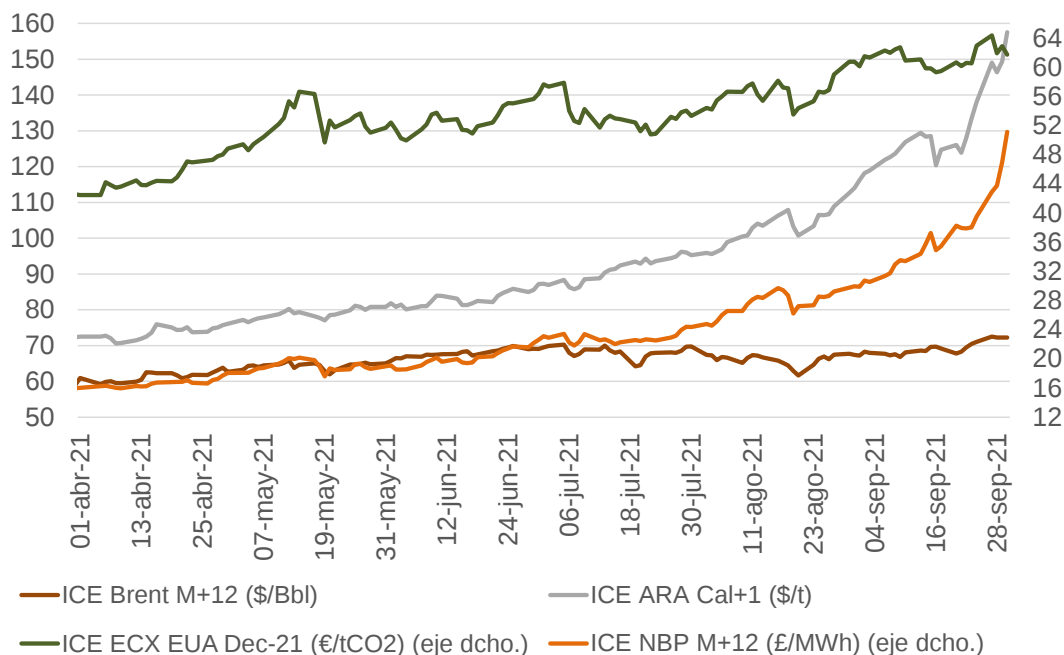
A cierre del mes de septiembre de 2021 (30 de septiembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de agosto, pasando de 1,18 \$/€ a 1,16 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 30 de septiembre se mantuvo 0,86 £/€.

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 CO2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de abril a 30 de septiembre de 2021



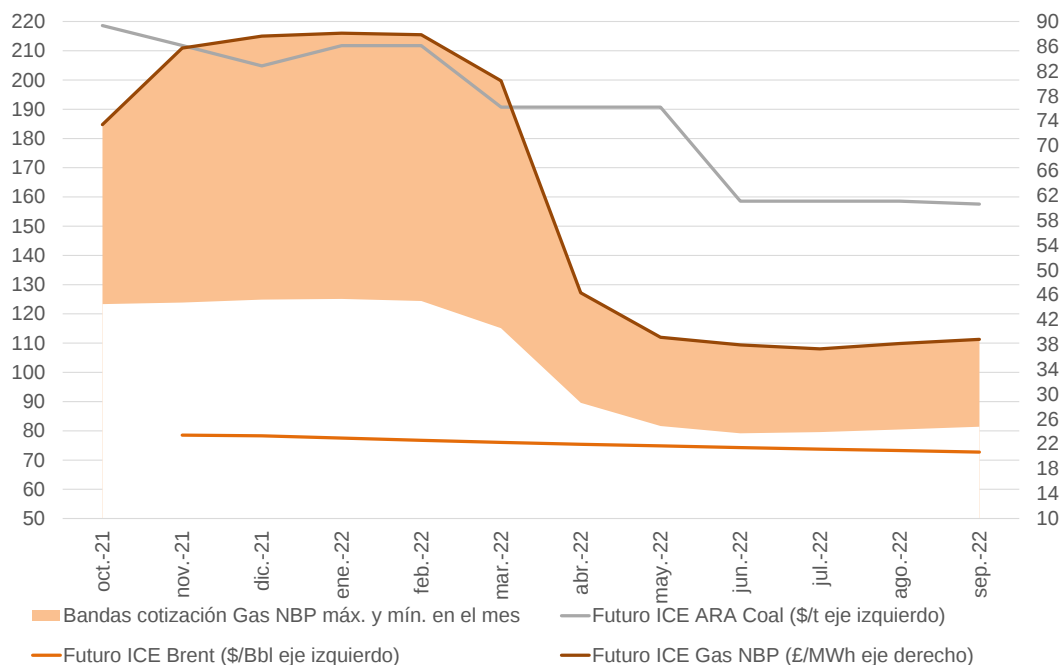
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 CO2. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de abril a 30 de septiembre de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de septiembre de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

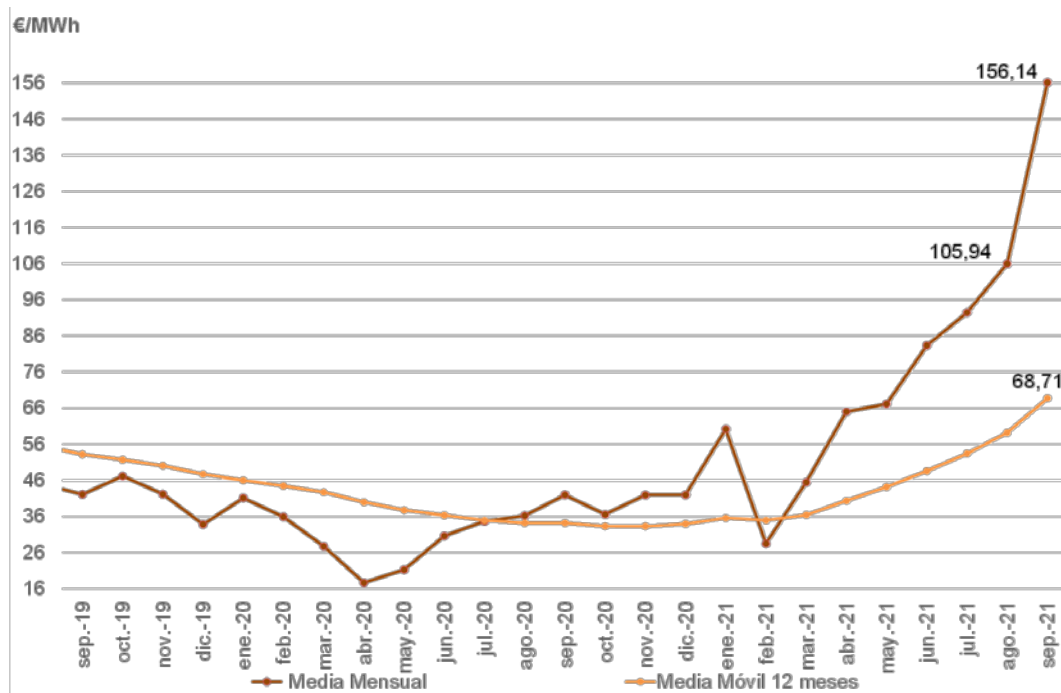
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-21 y Cal-22 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]

5.5. Análisis de los precios spot en España

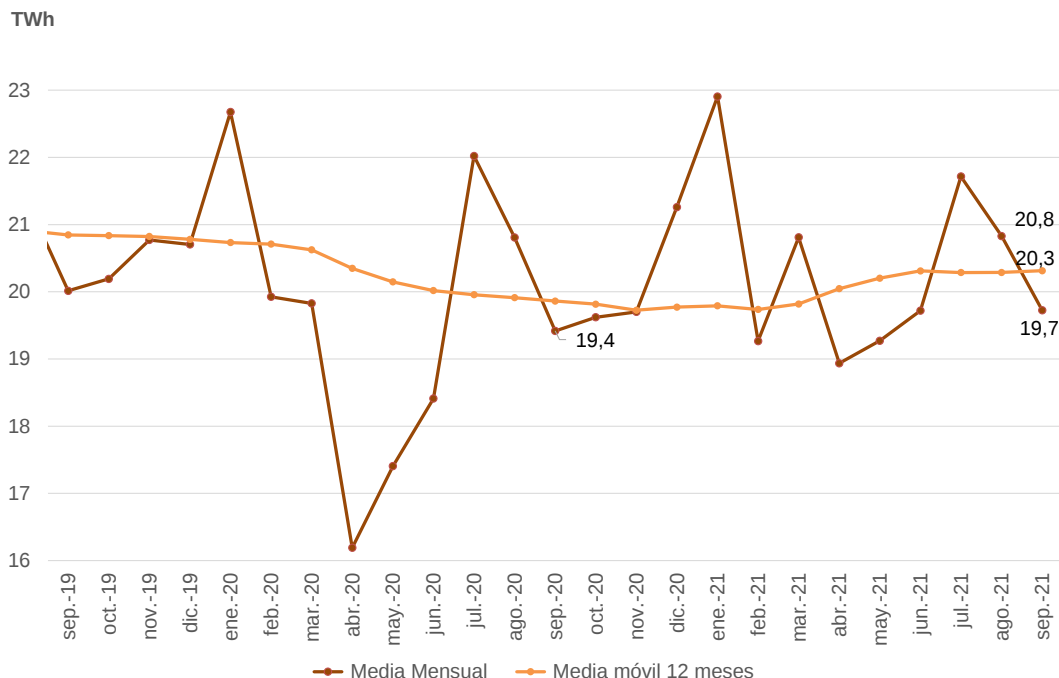
Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
Periodo: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



Fuente: OMIE

Gráfico 29. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: septiembre de 2019 a septiembre de 2021



Fuente: REE

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

	sep-21	ago-21	sep-20	% Var. sep-21 vs. ago-21	% Var. sep-21 vs. sep-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,51	2,05	1,88	-26,1%	-19,3%	33,01	13,9%	26,76	14,6%
Nuclear	4,90	5,15	4,88	-4,9%	0,3%	55,83	23,5%	41,86	22,9%
Carbón	4,90	5,15	0,29	-4,9%	1565,6%	4,97	2,1%	12,40	6,8%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	4,25	3,33	4,55	27,7%	-6,7%	38,39	16,2%	23,50	12,8%
Eólica	3,08	3,57	3,81	-13,7%	-19,2%	53,57	22,6%	41,99	22,9%
Solar fotovoltaica	1,87	2,34	1,44	-20,2%	29,7%	15,00	6,3%	16,29	8,9%
Solar térmica	0,45	0,72	0,47	-37,1%	-4,9%	4,86	2,0%	4,33	2,4%
Otras renovables ⁽²⁾	0,41	0,42	0,40	-4,5%	0,5%	4,63	2,0%	3,48	1,9%
Cogeneración	2,19	2,15	2,44	1,8%	-10,1%	27,38	11,5%	19,81	10,8%
Residuos	0,23	0,26	0,23	-13,1%	-3,4%	2,53	1,1%	2,12	1,2%
Total Generación	19,36	20,32	20,40	-4,7%	-5,1%	240,21	101,2%	183,32	100,1%
Consumo en bombeo	-0,16	-0,22	-0,22	-26,8%	-27,1%	-4,83	-2,0%	-3,41	-1,9%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,03	-0,03	-0,12	-11,8%	-74,8%	-1,44	-0,6%	-0,77	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,55	0,77	-0,64	-27,6%	-186,0%	3,31	1,4%	4,03	2,2%
Total Demanda transporte	19,73	20,83	19,42	-5,3%	1,6%	237,27	100,0%	183,18	100,0%

⁽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

