



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*OCTUBRE 2020*)**

11 de febrero de 2021

IS/DE/003/20

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 Q4-20 y Cal-21 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

Descenso del precio de contado en el mes de octubre

En octubre de 2020, pese al ligero incremento de la demanda (que en media diaria aumentó un 1% respecto a la del mes de septiembre), el aumento de la contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda (+8,8%) y el descenso del hueco térmico (-39% de los ciclos combinados y -17,3% de las centrales de carbón), motivaron que el precio del mercado spot en el mes de octubre de 2020 disminuyera en 5,4 €/MWh (-12,9%) respecto al registrado en septiembre de 2020, situándose en 36,56 €/MWh, frente a 41,96 €/MWh del mes anterior.

Descenso de las cotizaciones a plazo, tanto en el mercado español como en otros mercados europeos

En un contexto de preocupación por el impacto de las medidas restrictivas adoptadas para hacer frente a la segunda oleada del coronavirus, la tendencia descendente de las cotizaciones del Brent, del carbón, de los derechos de emisión de CO₂ y de las referencias europeas de más largo plazo del gas, así como la caída del precio del mercado spot, arrastraron a la baja las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad en los mercados europeos, con mayor impacto sobre los precios de los contratos con vencimiento más cercano.

Así, el descenso del precio de los contratos a plazo con subyacente español osciló entre la caída de 5,30 €/MWh (-11,7%) del contrato mensual para el mes de noviembre de 2020 (40,00 €/MWh), y la reducción de 1,20 €/MWh (-2,7%) del contrato anual para 2022 (43,20 €/MWh).

Asimismo, disminuyeron todas las cotizaciones a plazo analizadas con subyacente alemán y francés. Para el subyacente alemán, el mayor descenso de precio fue registrado por el contrato mensual con entrega en diciembre (-16,9%; 32,78 €/MWh). Por su parte, para el subyacente francés, la mayor caída de cotización correspondió al contrato mensual con entrega en noviembre de 2020 (-25,7%; 40,40 €/MWh). Los precios de los contratos sobre subyacente francés con vencimiento más próximo, los mensuales de noviembre y diciembre de 2020 y el trimestral con liquidación en el Q1-21, se mantuvieron, al igual que en el mes de septiembre, por encima de las referencias de los contratos equivalentes en los mercados español y alemán, aunque con un descenso en el spread de precios registrados. Así, el spread de -11,59 €/MWh (ES<FR) que se registró en el mes de septiembre entre el contrato Q1-21 para el subyacente español y su equivalente en el mercado francés, se redujo a -2,80 €/MWh (ES<FR).

Significativo ascenso, por segundo mes consecutivo, de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de octubre de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,1 TWh, un 8,5% más que el volumen negociado el mes anterior (14,9 TWh), aunque un 14,3% inferior al volumen

negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,8 TWh). A diferencia del mes de septiembre, el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP aumentó de forma significativa (+55,8%), compensando la caída del volumen negociado a través del mercado de EEX (-11,5%). De este modo, en octubre de 2020, el volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,1 TWh) representó el 7,1% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 6,3% del mes de septiembre.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en octubre de 2020 (16,1 TWh) representó el 83,2% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,6 TWh¹), similar al porcentaje (86,3%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2019 (215,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh).

En octubre de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en 2021 (8,4 TWh), con el 52,3% del volumen total negociado en octubre; seguidos de los contratos con liquidación en noviembre y diciembre de 2020 (6,5 TWh), con el 40,5% del volumen total negociado en dicho mes (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos en el mes de octubre

Hasta el 31 de octubre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en octubre de 2020 se situó en torno a 21.543 GWh, un 11,9% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2020 (19.257 GWh), y un 15,2% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2019 (18.701 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en octubre de 2020, el 93,8% (20.210 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual oct-20, trimestral Q4-20 y anual 2020), mientras que el 6,2% restante (1.333 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 octubre de 2020, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en octubre de 2020 (21.543 GWh)

¹ En el octubre 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (18,8 TWh) representó el 93,2% de la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (20,2 TWh).

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.

ascendería a 224,1 millones de €³; un 13,9% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en septiembre de 2020 negociados en dichos mercados (196,7 millones de €)

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en octubre de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,61 €/MWh, superior en 10,34 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de octubre de 2020 (35,26 €/MWh)⁴.

Tendencia general descendente de las cotizaciones de los combustibles y de los precios de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de octubre las cotizaciones del Brent y del carbón, los precios de los derechos de CO₂, y las referencias europeas de los contratos de gas de más largo plazo evolucionaron a la baja, en un contexto de incertidumbre sobre la evolución de la demanda y de la economía en general ante el empeoramiento en la evolución de la pandemia por COVID-19.

Por el contrario, la referencia de gas NBP para los contratos con vencimiento más cercano y las cotizaciones de gas en PVB (spot y a un mes vista), así como el spot en PEG, mostraron una evolución ascendente, influidas por la incertidumbre de suministros firmes de GNL norteamericano y gas noruego para el invierno, dadas las interrupciones de suministro registradas, y un gas argelino aún en precios no competitivos, a pesar de los mayores flujos por España e Italia. Así, el precio spot en MIBGAS registró un incremento del 14,6%, respecto al mes de septiembre, situándose en 13,41 €/MWh a 30 de octubre; y la cotización PVB-ES a un mes aumentó un 13,8%, cerrando el mes de octubre en 14,05 €/MWh. Por su parte, la cotización spot en PEG (13,30 €/MWh a 30 de octubre) y en NBP (12,20 €/MWh a 30 de octubre) aumentaron un 11,3% y un 6,4%, respectivamente.

Por el contrario, el precio del BRENT evolucionó a la baja en el mes de octubre, con caídas entre el 8,5% del contrato a un mes (37,46 \$/Bbl), y el 11% del contrato spot (36,21 \$/Bbl). Asimismo, descendieron las referencias de los contratos de carbón ICE ARA: contrato mensual de noviembre (-10,6%; 51,80 \$/t), Q1-21 (-10,9%; 52,70 \$/t) y año 2021 (-9,7%; 54,51 \$/t).

A causa de la debilidad de los mercados energéticos, y en un contexto de incertidumbre ante el BREXIT y de amplia oferta en las subastas celebradas, también fue descendente la evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂, que se situó, a 30 de octubre, en 23,71 €/tCO₂ y 23,88 €/tCO₂ para los

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 octubre provienen del contrato anual 2020, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los primeros diez meses de 2020.

derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y en diciembre de 2021, respectivamente, con una caída del 12% en ambas referencias.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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)

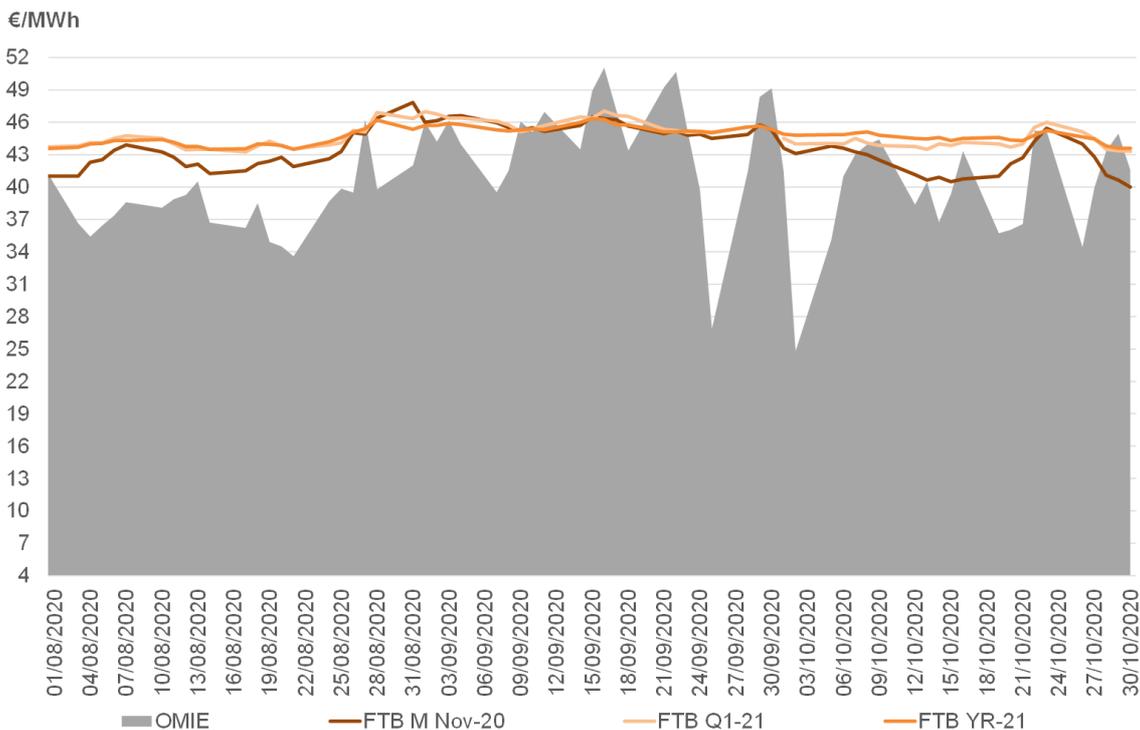
Contratos	MES DE OCTUBRE DE 2020				MES DE SEPTIEMBRE DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. oct-20 vs. sep-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Nov-20	40,00	45,45	40,00	42,31	45,30	46,62	44,50	45,61	-11,7%
FTB M Dec-20	40,90	46,00	40,90	43,33	45,30	47,11	44,70	45,68	-9,7%
FTB M Jan-21	45,09	47,91	45,04	45,84	47,32	47,55	44,38	46,27	-4,7%
FTB Q1-21	43,30	46,00	43,30	44,15	45,50	47,05	45,00	45,91	-4,8%
FTB Q2-21	38,85	40,75	38,80	39,82	40,90	42,37	40,58	41,14	-5,0%
FTB Q3-21	44,25	45,83	44,18	45,10	45,59	46,55	44,57	45,40	-2,9%
FTB Q4-21	47,94	50,09	47,94	49,07	49,37	50,50	48,70	49,66	-2,9%
FTB YR-21	43,60	45,25	43,60	44,55	45,35	46,35	45,05	45,54	-3,9%
FTB YR-22	43,20	44,50	43,20	43,91	44,40	45,23	43,90	44,34	-2,7%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 30/10/2020 y últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2020

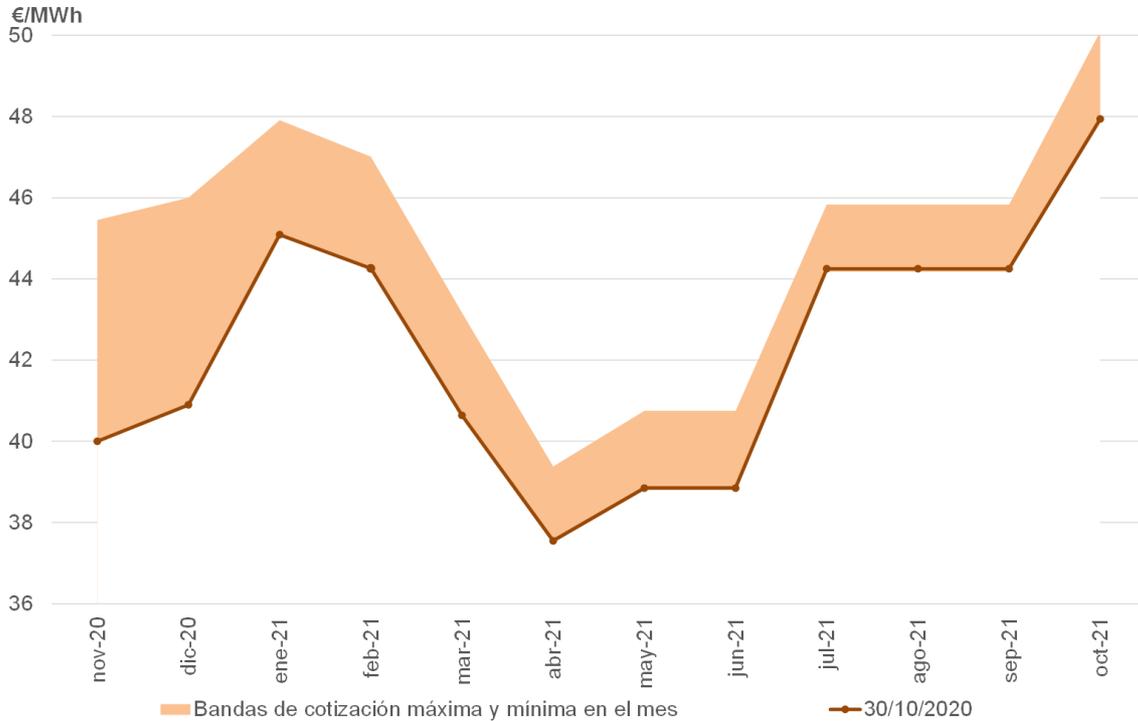
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo del 1 de agosto al 30 de octubre de 2020



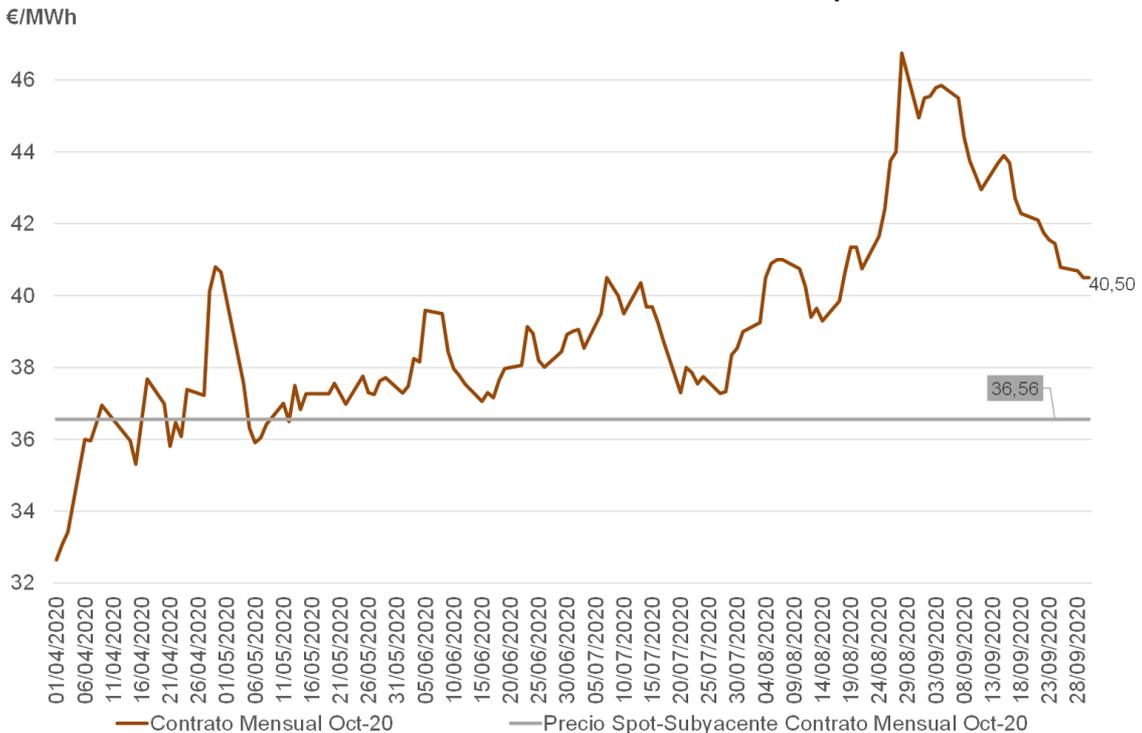
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de octubre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

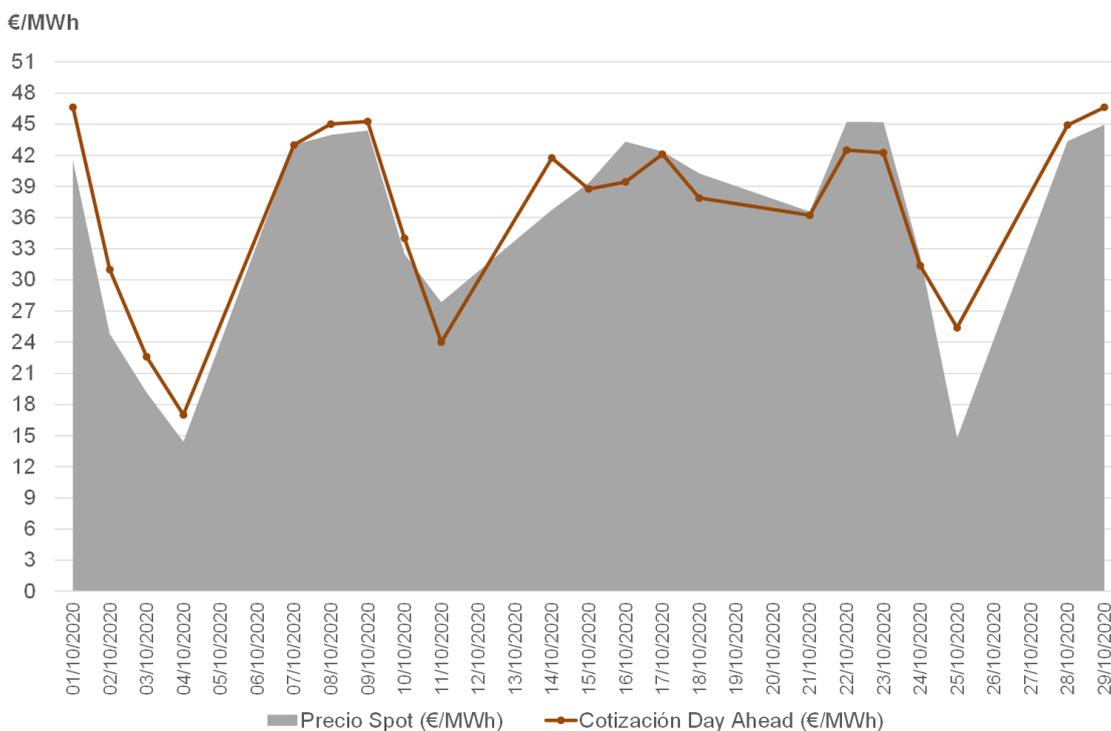
Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en octubre de 2020 en OMIP vs. precio spot de octubre de 2020. Periodo de cotización del 1 de abril de 2020 al 30 de septiembre de 2020



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: octubre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 37,03 €/MWh.
Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 35,99 €/MWh.
Prima de riesgo en octubre de los contratos *day-ahead*: 1,04 €/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 octubre 2020	Mes anterior septiembre 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	700	449	55,8%	6.473	7.402	3,3%	3,4%
EEX	438	495	-11,5%	6.293	5.818	3,2%	2,7%
OTC	14.995	13.928	7,7%	181.306	202.024	93,4%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	15.755	14.407	9,4%	187.055	197.266	96,4%	91,6%
<i>OMIClear</i>	888	617	44,0%	15.239	25.799	7,9%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	1.177	1.456	-19,2%	25.468	26.398	13,1%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	13.689	12.334	11,0%	146.348	145.069	75,4%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	16.133	14.872	8,5%	194.072	215.243	100,0%	100,0%

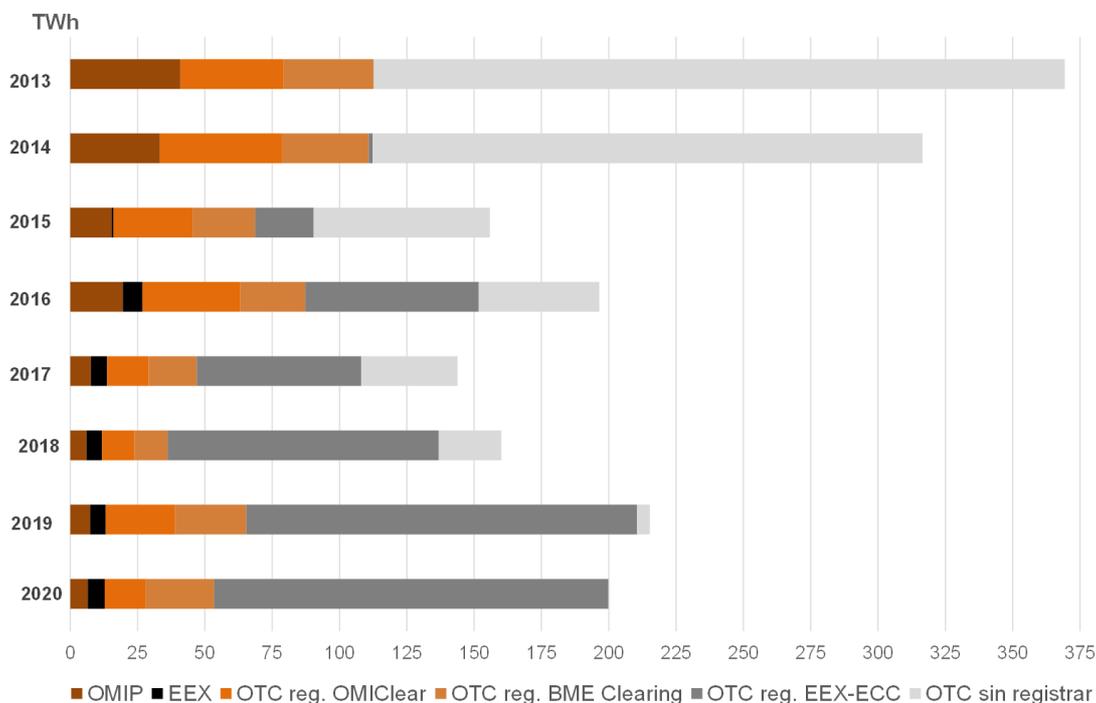
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

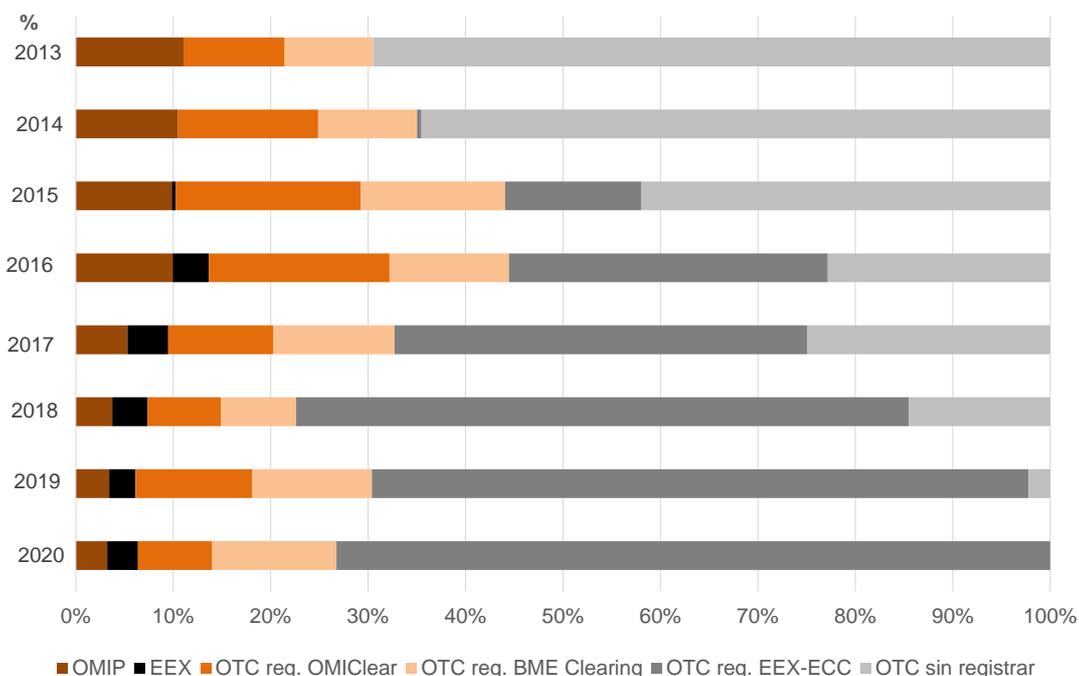
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a octubre de 2020



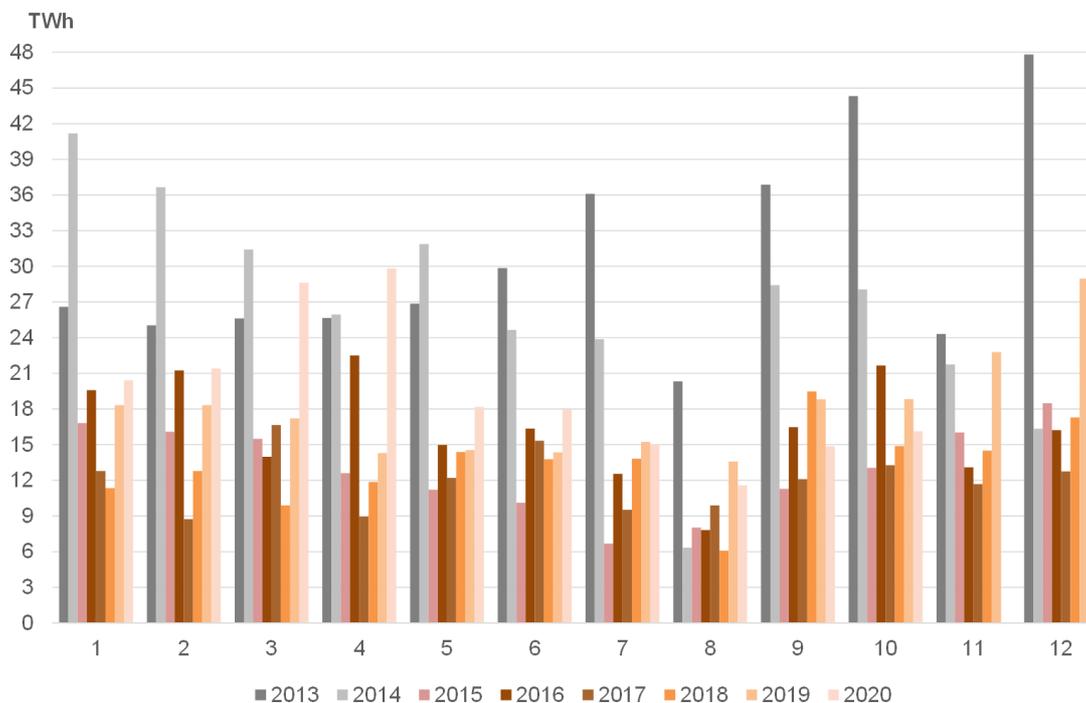
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a octubre de 2020



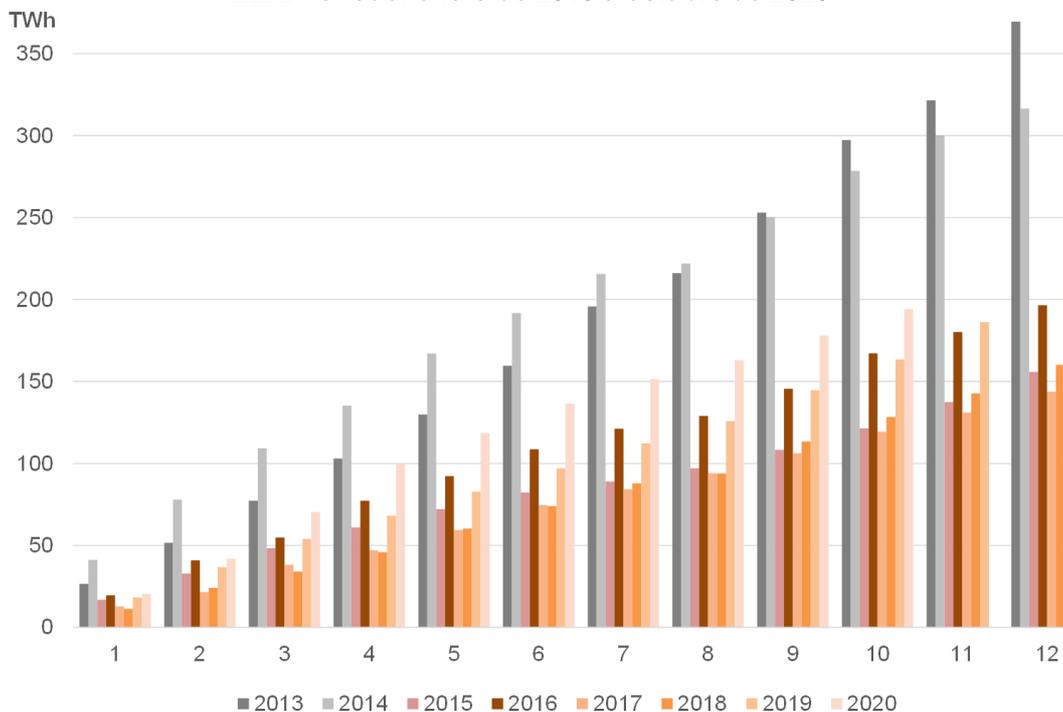
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.
Periodo: enero de 2013 a octubre de 2020



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 2013 a octubre de 2020



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

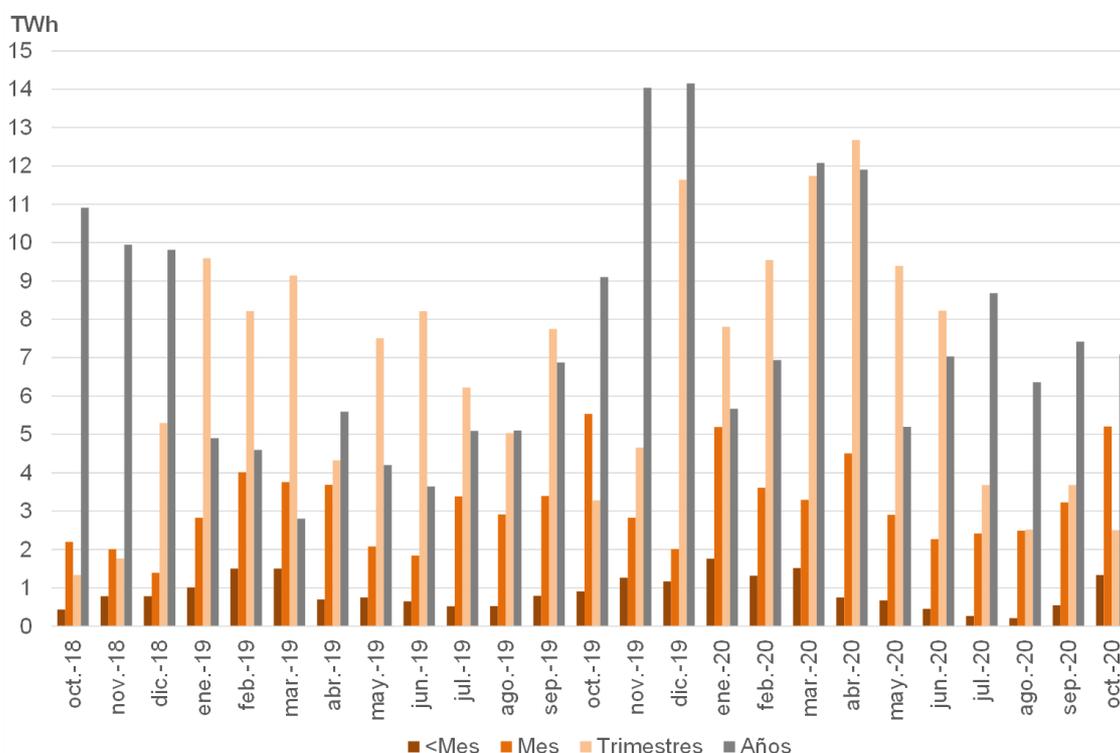
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 octubre-20	Mes anterior septiembre-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	386	230	67,8%	2.880	32,7%	4.830	42,8%
Fin de semana	107	78	37,1%	670	7,6%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	840	235	257,0%	5.260	59,7%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.333	543	145,3%	8.811	4,5%	11.287	5,2%
Mensual	5.208	3.228	61,3%	35.122	19,0%	38.275	18,8%
Trimestral	2.502	3.680	-32,0%	71.766	38,7%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	7.090	7.420	-4,5%	78.373	42,3%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	14.800	14.328	3,3%	185.261	95,5%	203.956	94,8%
Total	16.133	14.872	8,5%	194.072	100%	215.243	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: octubre de 2018 a octubre de 2020

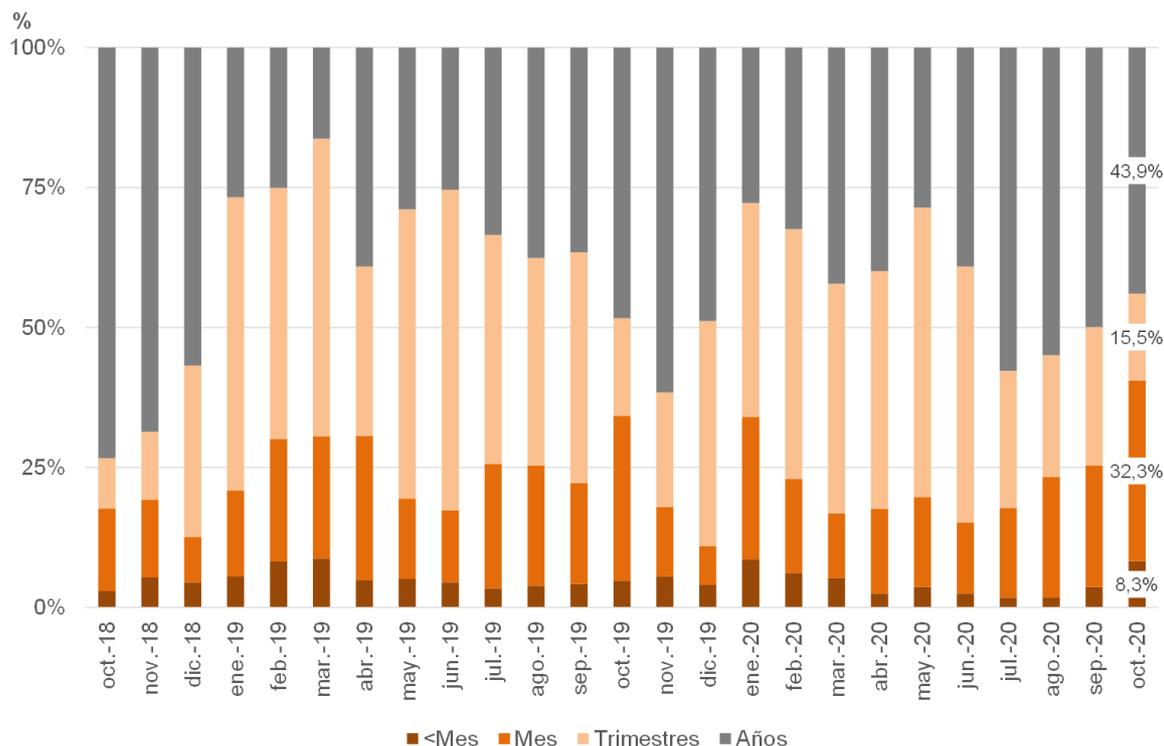


Nota: <Mes>: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)

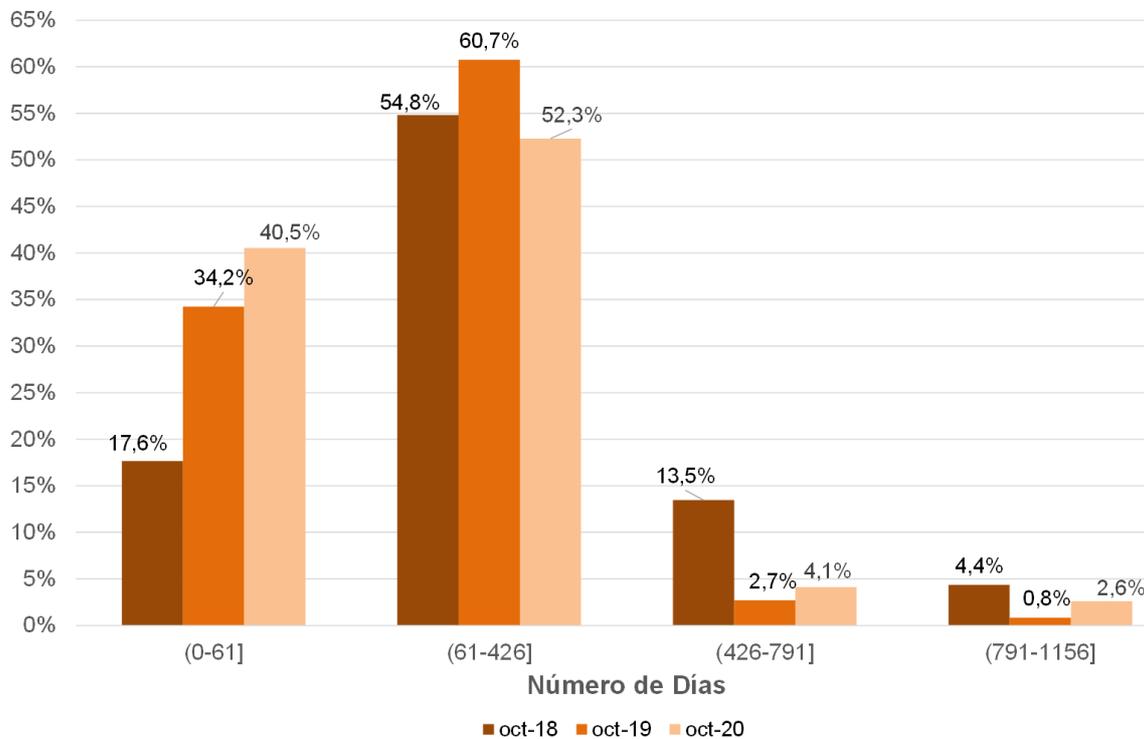
Periodo: octubre 2018 a octubre de 2020



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. Volumen negociado en octubre (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

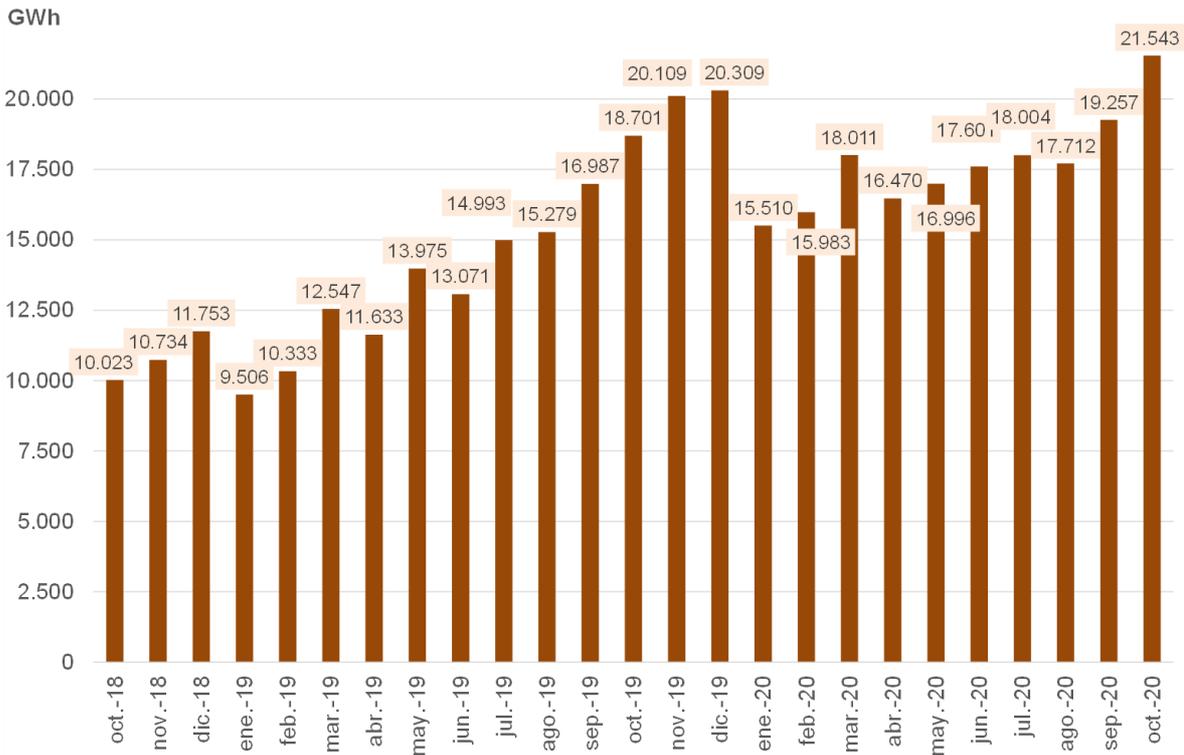


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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: octubre de 2018 a octubre de 2020⁶

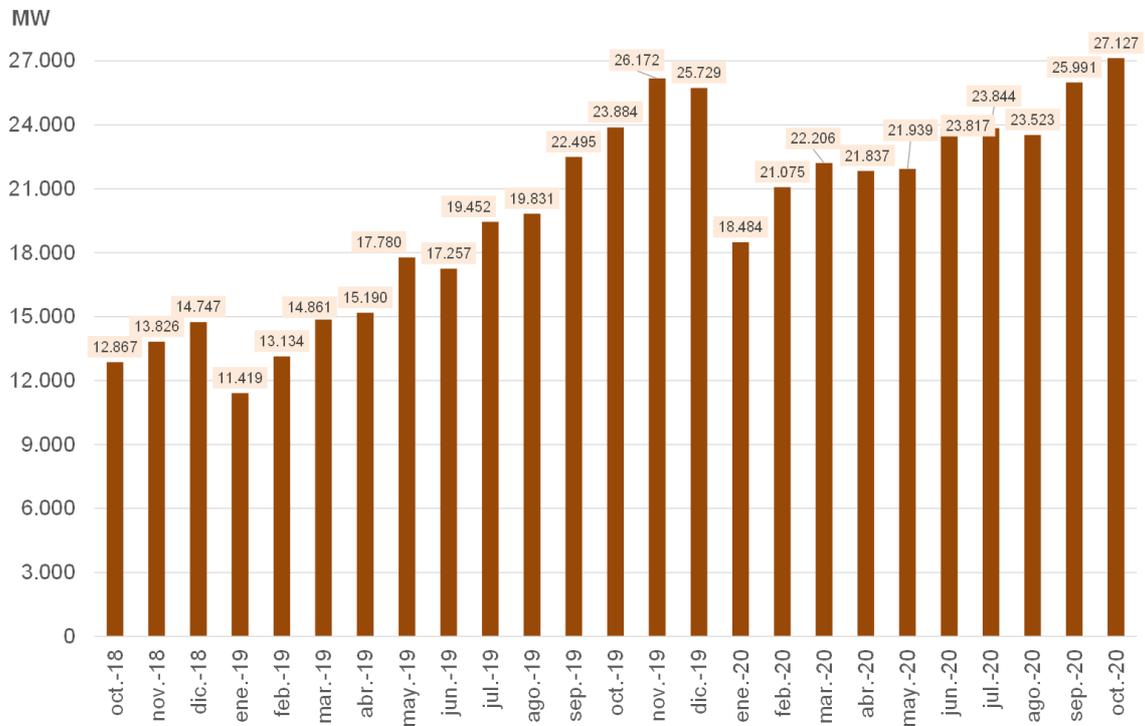


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de octubre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2020: mensual octubre-20, trimestral Q4-20, anual YR-20, 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 octubre de 2020, 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: octubre de 2018 a octubre de 2020



* 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.

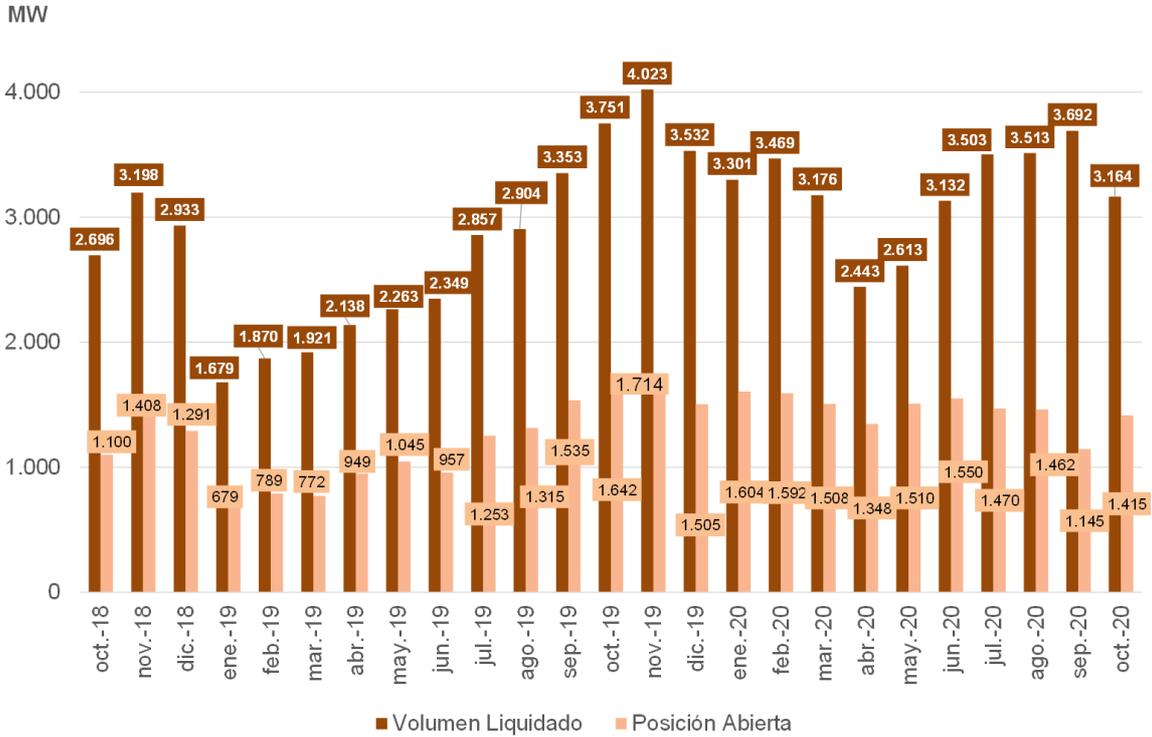
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de octubre de 2020 (27.127 MW) representó el 102,9% de la demanda horaria media de dicho mes (26.372 MWh).

Posición abierta en OMIClear

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

Periodo: octubre de 2018 a octubre de 2020



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

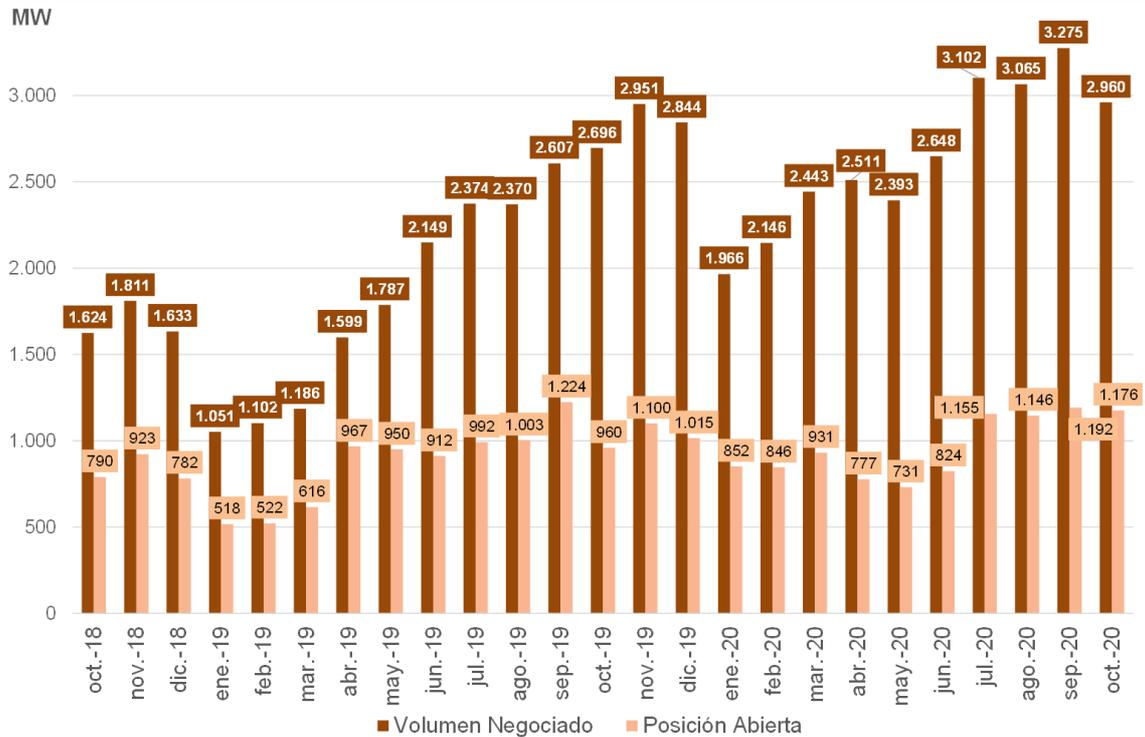
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{8*}

Periodo: octubre de 2018 a octubre de 2020



* 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.

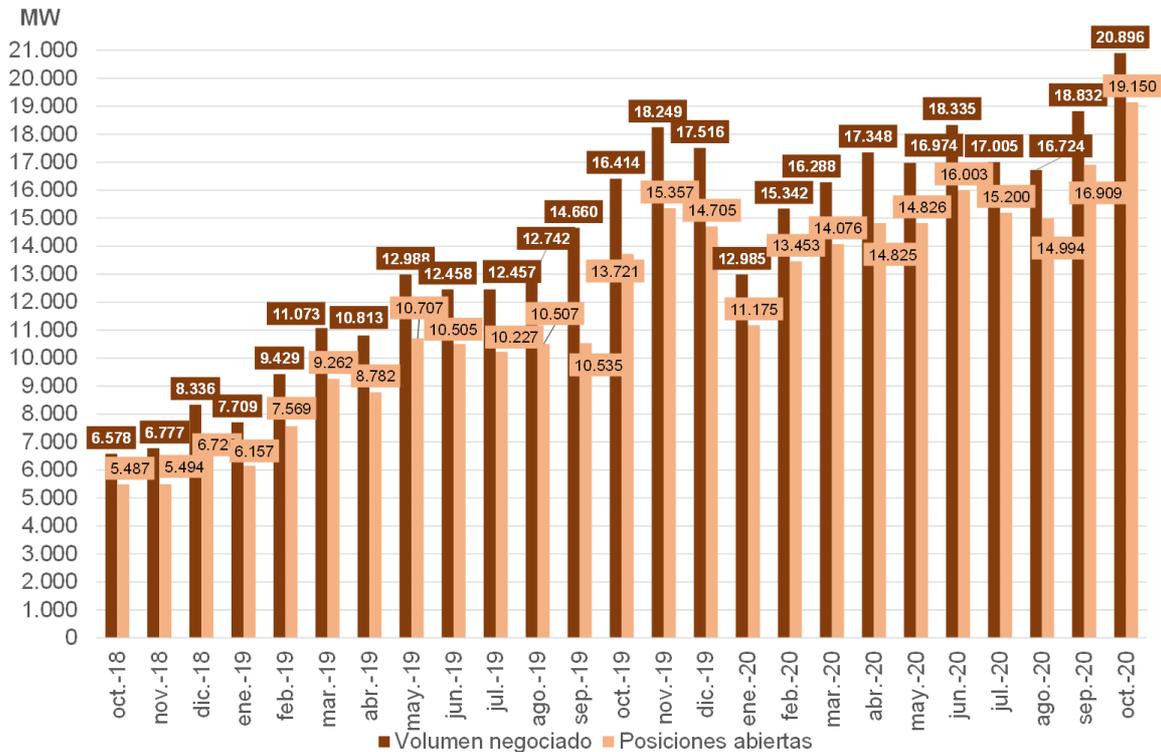
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹¹ *

Periodo: octubre de 2018 a octubre de 2020



*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

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 del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

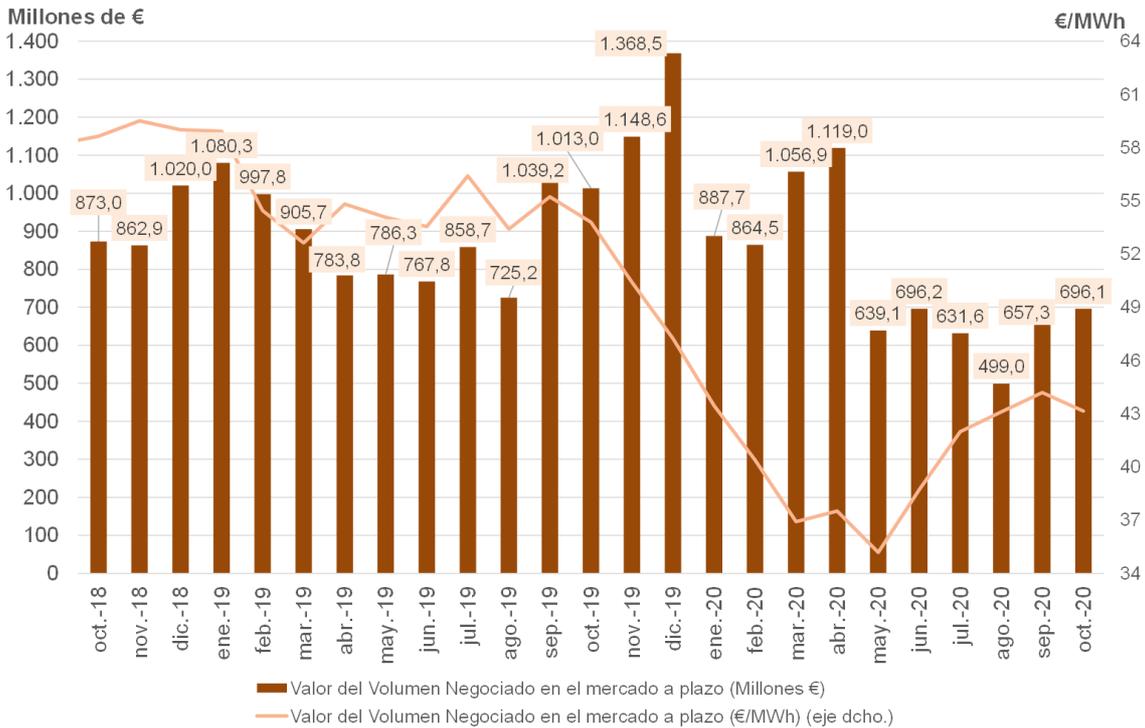
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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: octubre de 2018 a octubre de 2020



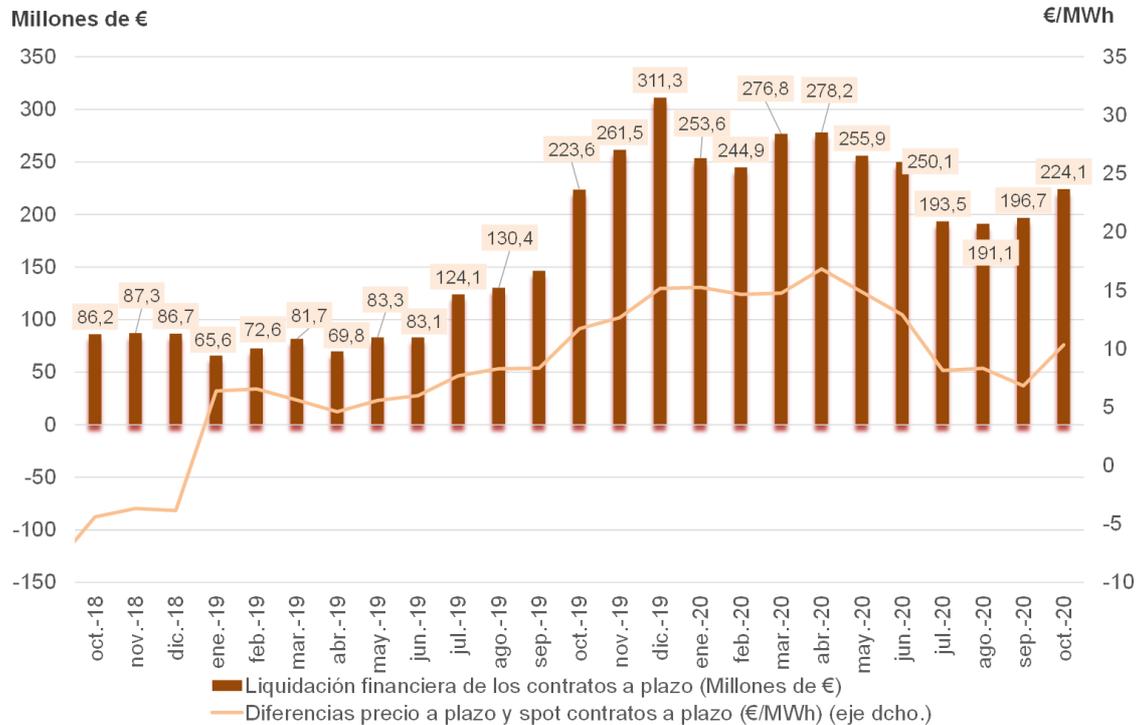
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en octubre de 2020 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 16,1 TWh

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en octubre de 2020: 43,15 €/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 octubre de 2020.

Periodo: de octubre de 2018 a octubre de 2020



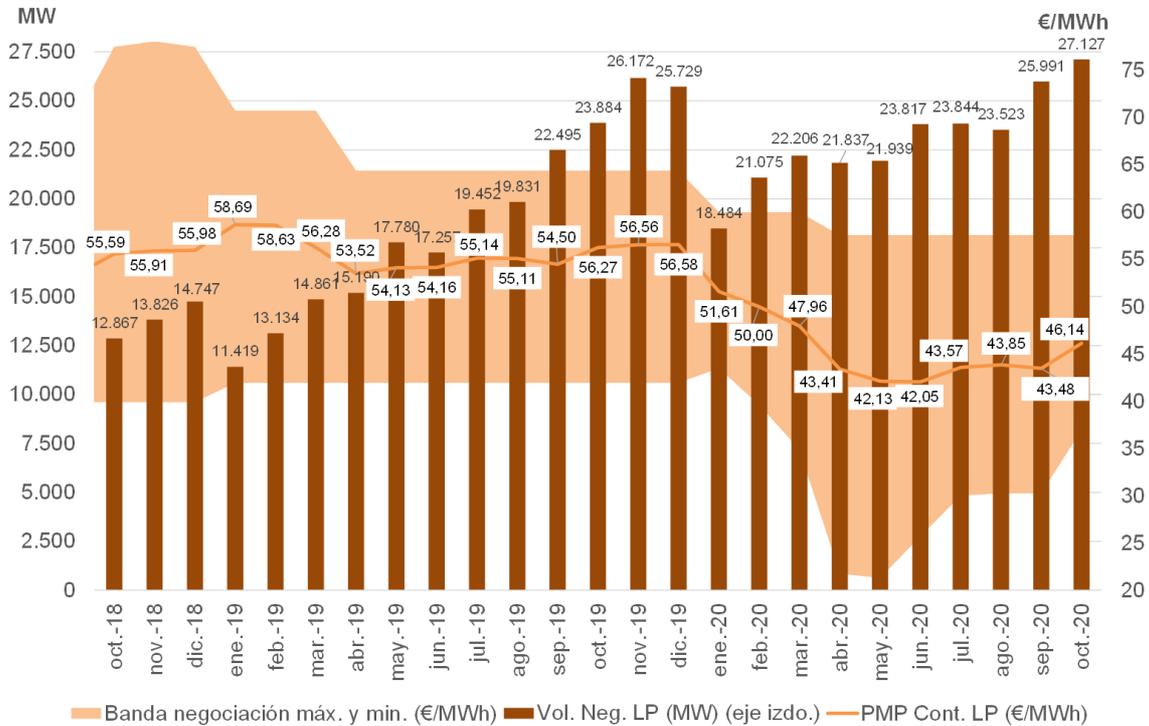
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de octubre de 2020 (mensual oct-20, trimestral Q4-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,14 €/MWh, y fue superior en 10,98 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de octubre de 2020 (35,16 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en octubre de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 37,52 €/MWh, y fue superior en 0,74 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de octubre de 2020 (36,78 €/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: octubre de 2018 a octubre de 2020



* 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

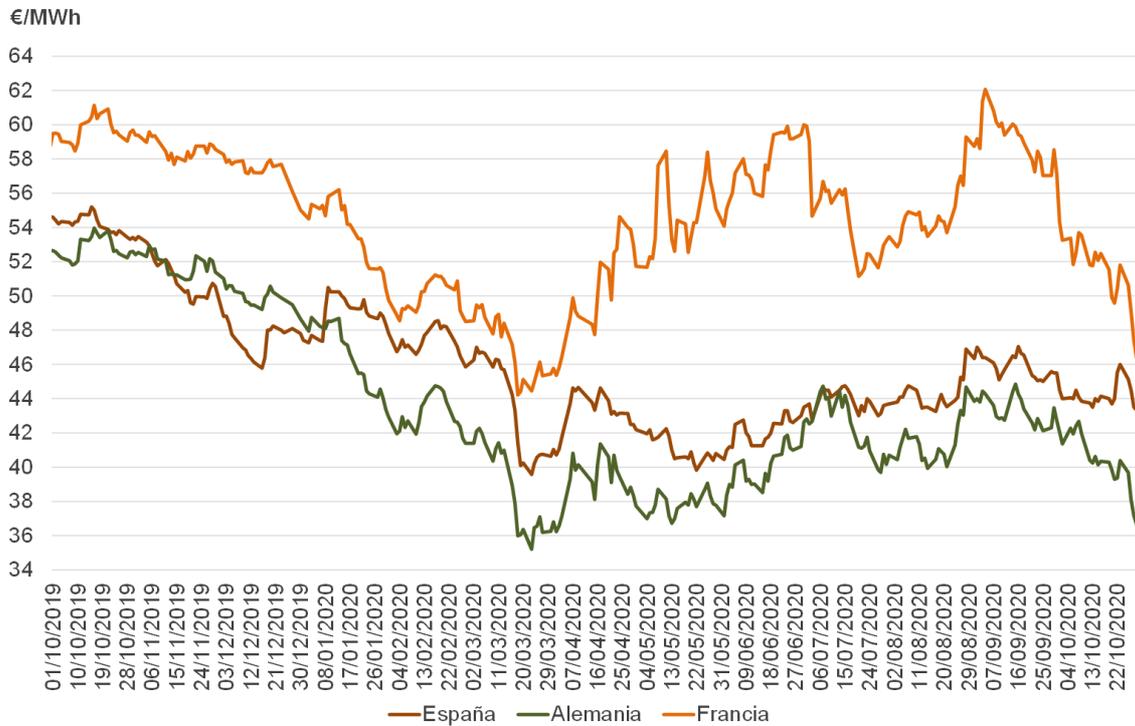
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	octubre-20	septiembre-20	% Variación oct. vs. sep.	octubre-20	septiembre-20	% Variación oct. vs. sep.	octubre-20	septiembre-20	% Variación oct. vs. sep.
nov.-20	40,00	45,30	-11,7%	36,09	41,96	-14,0%	40,40	54,39	-25,7%
dic.-20	40,90	45,30	-9,7%	32,78	39,43	-16,9%	43,27	56,07	-22,8%
Q1-21	43,30	45,50	-4,8%	36,25	42,71	-15,1%	46,10	57,09	-19,3%
Q2-21	38,85	40,90	-5,0%	34,44	37,57	-8,3%	34,17	37,30	-8,4%
Q3-21	44,25	45,59	-2,9%	37,54	39,88	-5,9%	36,10	39,05	-7,6%
YR-21	43,60	45,35	-3,9%	37,40	41,36	-9,6%	41,64	47,18	-11,7%

Nota: últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2020 y últimas cotizaciones de octubre a 30/10/2020.

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.

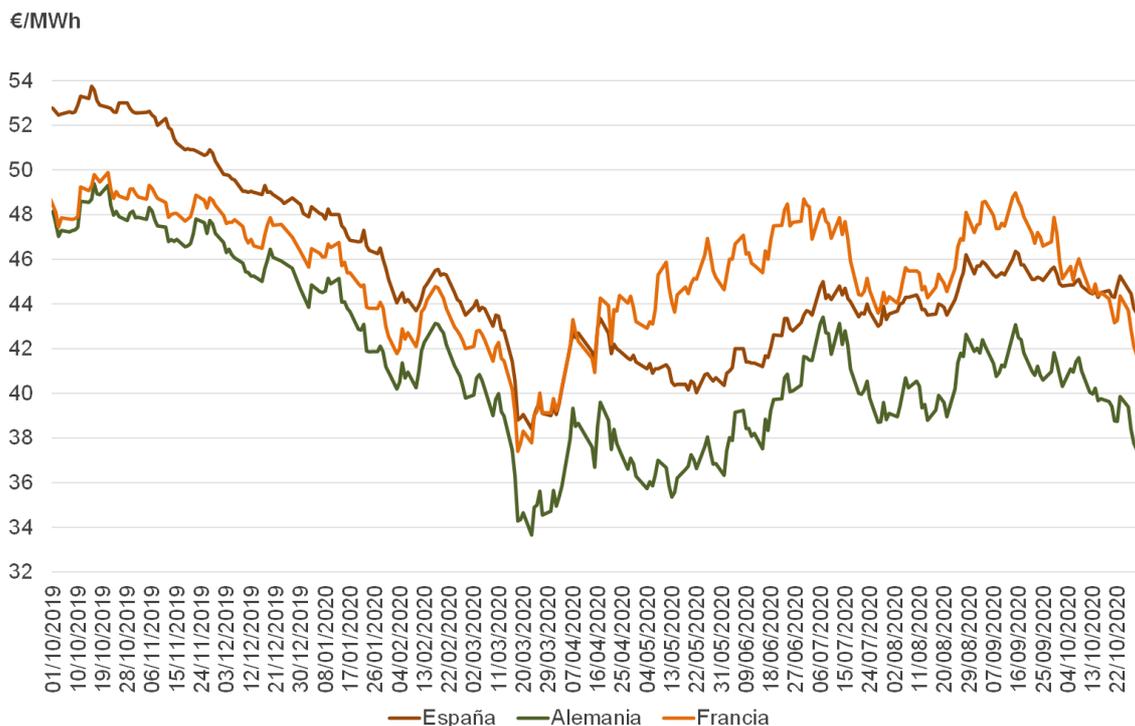
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 octubre de 2019 a 30 de octubre de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 octubre de 2019 a 30 de octubre de 2020



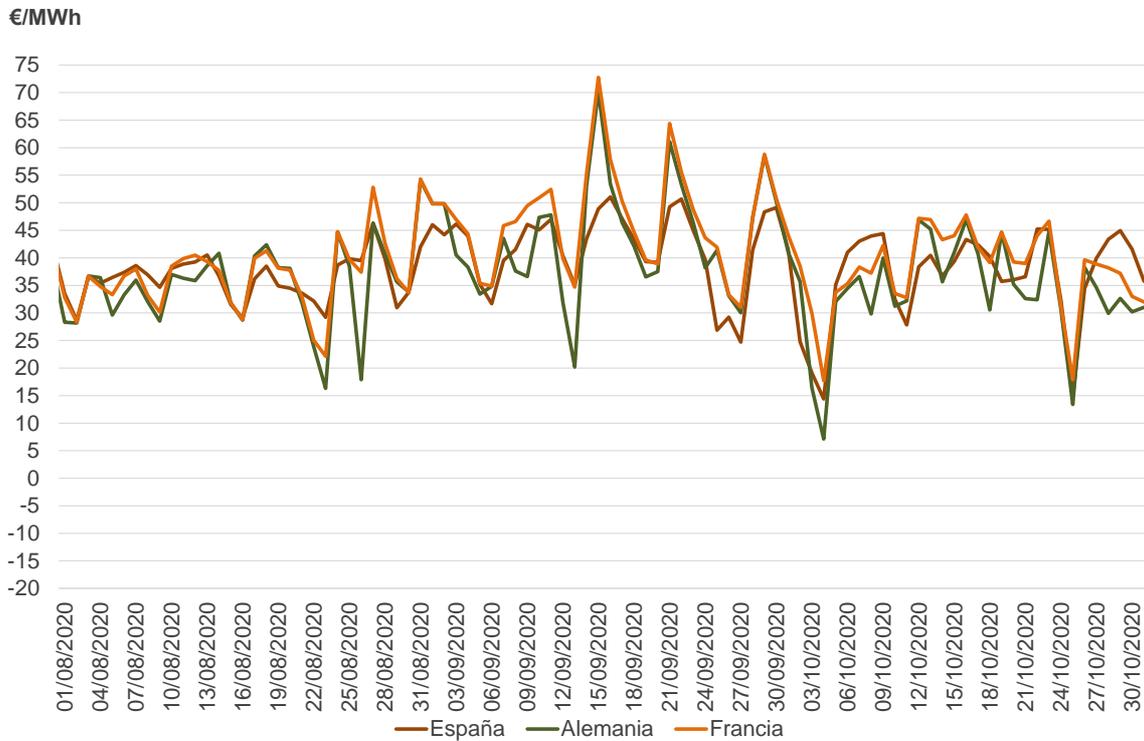
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	octubre-20	septiembre-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	36,56	41,96	-12,9%
Alemania	33,97	43,69	-22,2%
Francia	37,89	47,20	-19,7%

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 agosto de 2020 a 31 de octubre de 2020



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: octubre de 2018 a octubre de 2020

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
oct-18	194.609	32.235
nov-18	215.528	30.857
dic-18	152.727	27.443
ene-19	216.228	16.452
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
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

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 octubre de 2018 a octubre de 2020, 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
oct-18	69,50	65,08	4,42	55,96	53,11	2,85	68,33	65,63	2,70
nov-18	62,30	61,97	0,33	57,09	56,68	0,41	66,35	67,80	-1,45
dic-18	60,95	61,81	-0,86	51,05	48,13	2,92	61,24	54,90	6,34
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,61	36,85	2,76	34,73	33,39	1,34
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	0,00	36,94	-36,94	0,00	38,60	-38,60
nov-19	46,80	42,19	4,61	0,00	41,00	-41,00	0,00	45,94	-45,94
dic-19	50,00	33,80	16,20	0,00	31,97	-31,97	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

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 Oct.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Sep.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-oct-20	Mín.	Máx.	30-sep-20	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	36,21	36,21	41,96	40,67	38,40	44,31	-11,0%
Brent entrega a un mes	37,46	37,46	43,34	40,95	39,61	45,58	-8,5%
Brent entrega a doce meses	41,28	41,26	46,06	45,25	44,22	48,52	-8,8%
Gas natural Europa							
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	12,20	11,16	14,16	11,47	9,13	11,77	6,4%
Gas NBP entrega Q1-21	14,04	13,42	15,51	13,91	13,51	14,31	1,0%
Gas NBP entrega Q2-21	11,67	11,29	12,73	11,72	11,09	11,97	-0,4%
Gas NBP entrega Q3-21	11,09	10,87	12,16	11,37	10,72	11,62	-2,5%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	13,41	10,81	15,07	11,70	9,53	12,81	14,6%
PVB-ES a un mes	14,05	13,45	15,85	12,35	11,60	12,85	13,8%
PEG Spot	13,30	11,80	15,25	11,95	9,88	11,95	11,3%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Nov-20	51,80	51,80	58,45	57,95	52,00	58,15	-10,6%
Carbón ICE ARA Q1-21	52,70	52,70	59,52	59,18	53,27	59,50	-10,9%
Carbón ICE ARA CAL-21	54,51	54,51	60,53	60,35	55,38	60,88	-9,7%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	23,71	23,03	27,03	26,93	26,17	30,47	-12,0%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	23,88	23,21	27,24	27,14	26,38	30,77	-12,0%

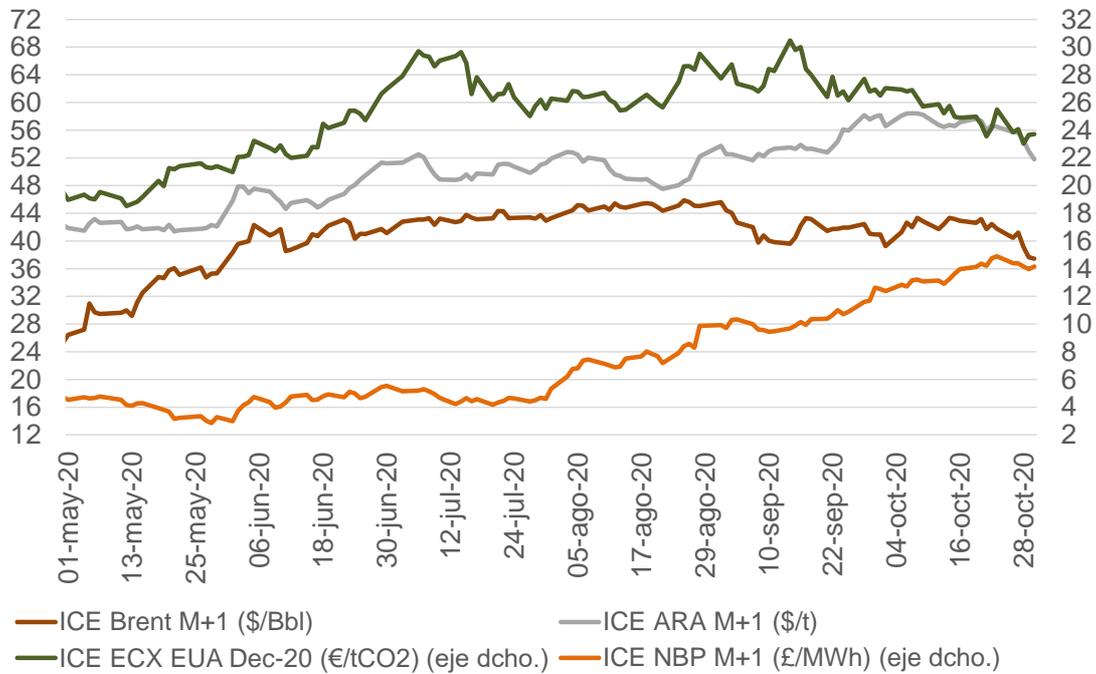
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 septiembre a 30/09/2020 y cotizaciones de octubre a 30/10/2020.

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

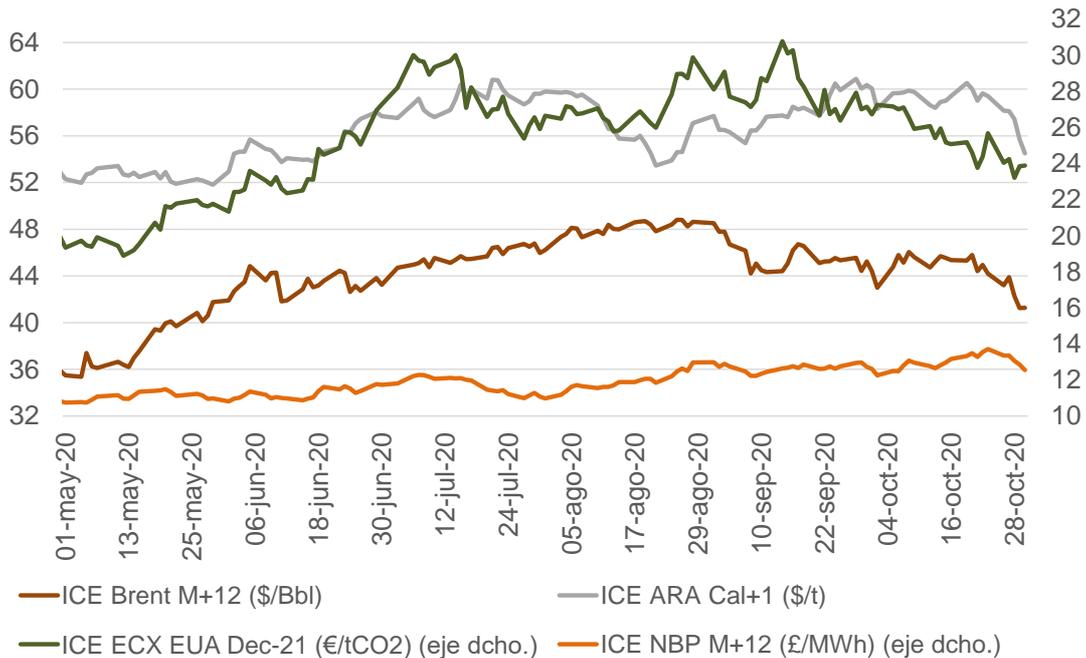
A cierre del mes de octubre de 2020 (30 de octubre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, situándose en 1,170 \$/€ frente a 1,171 \$/€ a cierre del mes de septiembre, del mismo modo se apreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 30 de octubre en 0,90 £/€ frente a 0,91 £/€ a cierre de mes de septiembre.

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 mayo de 2020 a 31 de octubre de 2020



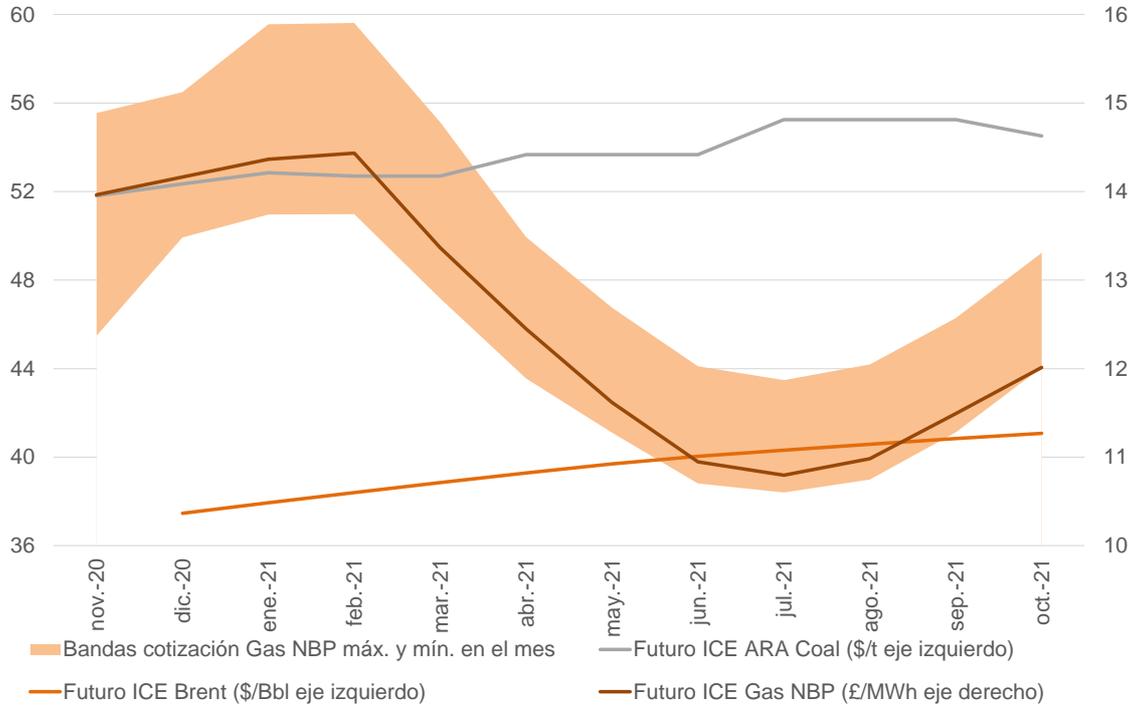
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 mayo a 31 de octubre de 2020



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de octubre de 2020 (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].

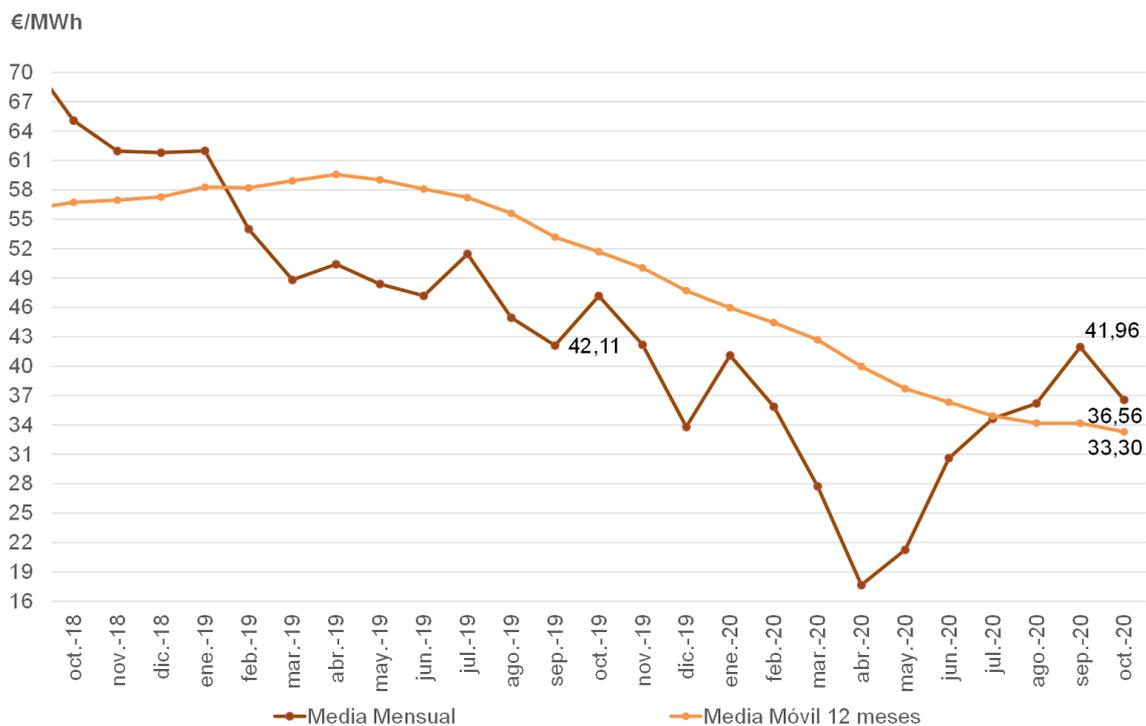
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-21 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

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.

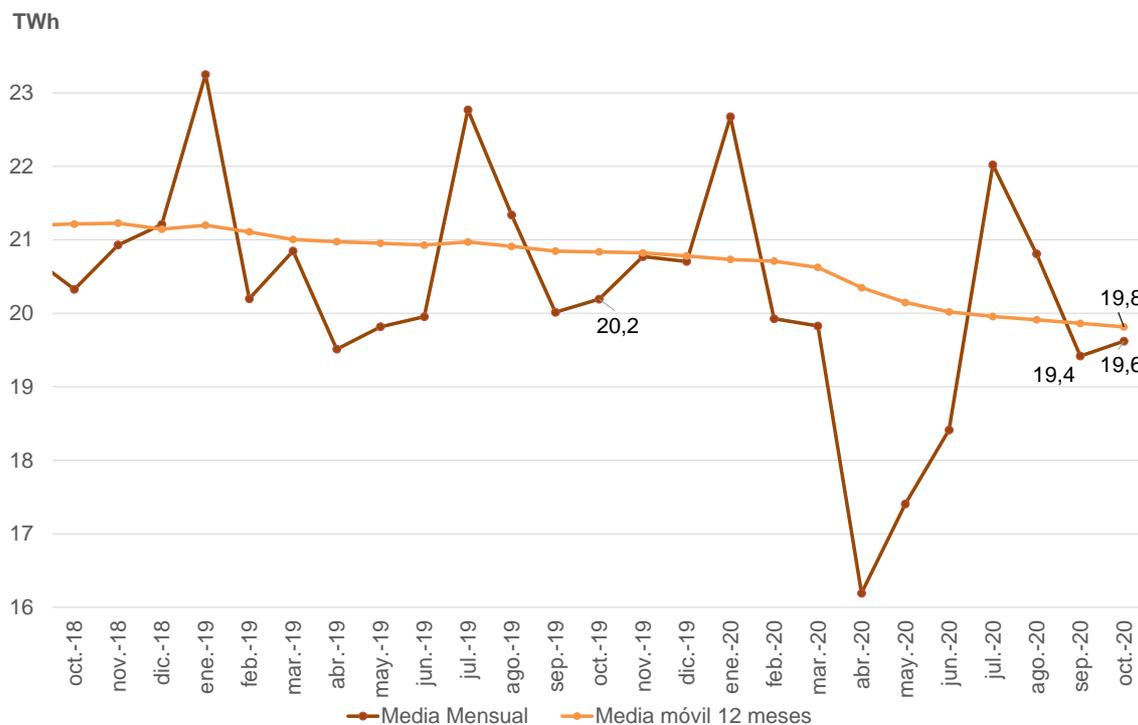
Periodo: octubre de 2018 a octubre de 2020



Fuente: OMIE

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

Periodo: octubre de 2018 a octubre de 2020



Fuente: REE

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

	oct-20	sep-20	oct-19	% Var. oct-20 vs. sep-20	% Var. oct-20 vs. oct-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,10	1,88	1,21	12,0%	73,3%	25,87	10,4%	26,86	13,7%
Nuclear	4,54	4,88	4,53	-7,0%	0,3%	55,92	22,4%	45,79	23,3%
Carbón	0,24	0,29	0,69	-17,3%	-64,6%	10,84	4,3%	4,44	2,3%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,78	4,55	5,71	-39,0%	-51,4%	51,36	20,6%	32,54	16,6%
Eólica	5,62	3,81	3,68	47,5%	52,9%	52,79	21,2%	41,96	21,4%
Solar fotovoltaica	1,29	1,44	0,76	-10,6%	69,3%	8,84	3,5%	13,47	6,9%
Solar térmica	0,37	0,47	0,33	-22,4%	11,9%	5,41	2,2%	4,66	2,4%
Otras renovables ⁽²⁾	0,43	0,40	0,32	6,2%	35,4%	3,68	1,5%	3,82	1,9%
Cogeneración	2,39	2,44	2,47	-2,0%	-3,4%	29,55	11,8%	22,59	11,5%
Residuos	0,22	0,23	0,23	-7,7%	-6,9%	2,77	1,1%	2,09	1,1%
Total Generación	19,97	20,40	19,93	-2,1%	0,2%	247,09	99,1%	198,48	101,1%
Consumo en bombeo	-0,36	-0,22	-0,17	62,0%	110,6%	-3,04	-1,2%	-4,00	-2,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,12	-0,14	-7,6%	-22,0%	-1,69	-0,7%	-1,20	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,12	-0,64	0,58	-118,6%	-79,3%	7,02	2,8%	3,01	1,5%
Total Demanda transporte	19,62	19,42	20,19	1,0%	-2,8%	249,37	100,0%	196,31	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

