



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*FEBRERO 2020*)

20 de mayo de 2020

IS/DE/003/20

Índice

1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	3
1.2.	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos <i>day-ahead</i>)	6
2.	Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1.	Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2.	Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	14
2.3.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	18
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	19
3.	Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	27
3.1.	Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	27
3.2.	Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	28
4.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	31
4.1.	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	32
4.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	38
4.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	39
4.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	45
4.5.	Análisis de los precios spot en España	45

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

A continuación, se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

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

En febrero de 2020 se invirtió la tendencia ascendente registrada por el precio medio del mercado de contado en el mes anterior (41,10 €/MWh), al disminuir un 12,7% respecto al mes anterior, hasta situarse en 35,87 €/MWh.

De la misma manera, las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados disminuyeron. El mayor descenso de precio correspondió al contrato mensual con liquidación en marzo de 2020, que se situó en 30,90 €/MWh (-16,5%), seguido del contrato mensual con liquidación en abril de 2020 y del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2020, cuyos precios se redujeron un 7,4%, situándose en 33,00 €/MWh y en 35,95 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones del contrato mensual con vencimiento en mayo de 2020 (-6,8%; 36,59 €/MWh), y de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2020 y en el primer trimestre de 2021, que se redujeron un 6,2%, un 5,2%, y un 4,1%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de febrero, en 39,45 €/MWh, 44,95 €/MWh y 45,86 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, a 28 de febrero y en relación al cierre del mes de enero, la cotización del contrato anual con liquidación en 2021 (43,50 €/MWh) disminuyó un 3,5%, mientras que la cotización del contrato anual con liquidación en 2022 (44,35 €/MWh) disminuyó un 1,4%.

¹ No existen ganancias de arbitraje entre el mercado organizado (OMIP) y no organizado (OTC), ya que no se registran diferencias significativas entre las cotizaciones de los contratos equivalentes negociados en ambos mercados. En este sentido, las cotizaciones públicas de OMIP son representativas de los precios en los mercados a plazo de energía eléctrica en España.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

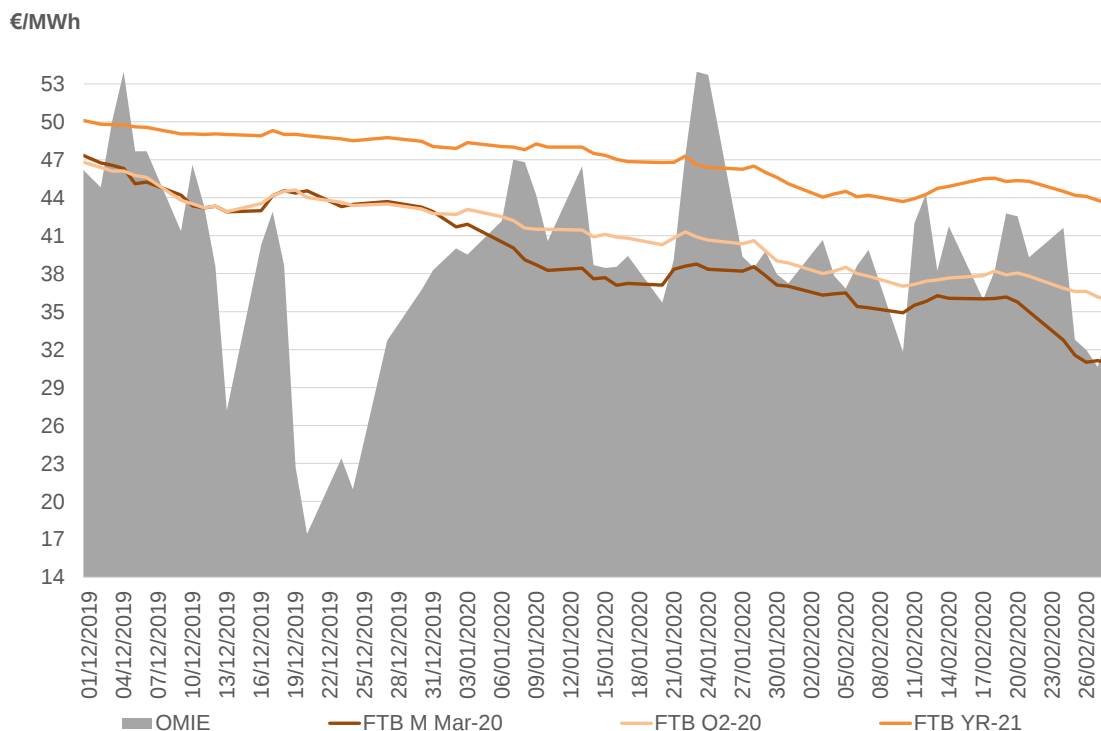
Contratos	MES DE FEBRERO DE 2020				MES DE ENERO DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. feb-20 vs. ene-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Mar-20	30,90	36,48	30,90	34,73	37,00	41,90	37,00	38,55	-16,5%
FTB M Apr-20	33,00	36,18	33,00	35,08	35,65	38,90	35,50	37,03	-7,4%
FTB M May-20	36,59	38,39	36,59	37,44	39,25	42,50	39,25	40,79	-6,8%
FTB Q2-20	35,95	38,50	35,95	37,46	38,84	43,08	38,84	41,03	-7,4%
FTB Q3-20	39,45	42,15	39,45	40,85	42,05	47,93	42,05	45,44	-6,2%
FTB Q4-20	44,95	47,50	44,95	46,23	47,40	53,30	47,40	50,55	-5,2%
FTB Q1-21	45,86	48,56	45,86	47,30	47,82	50,50	47,26	48,97	-4,1%
FTB YR-21	43,50	45,55	43,50	44,49	45,10	48,35	45,10	47,11	-3,5%
FTB YR-22	44,35	45,30	43,80	44,51	45,00	46,63	45,00	45,99	-1,4%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de enero 31/01/2020 y últimas cotizaciones de febrero a 28/02/2020

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

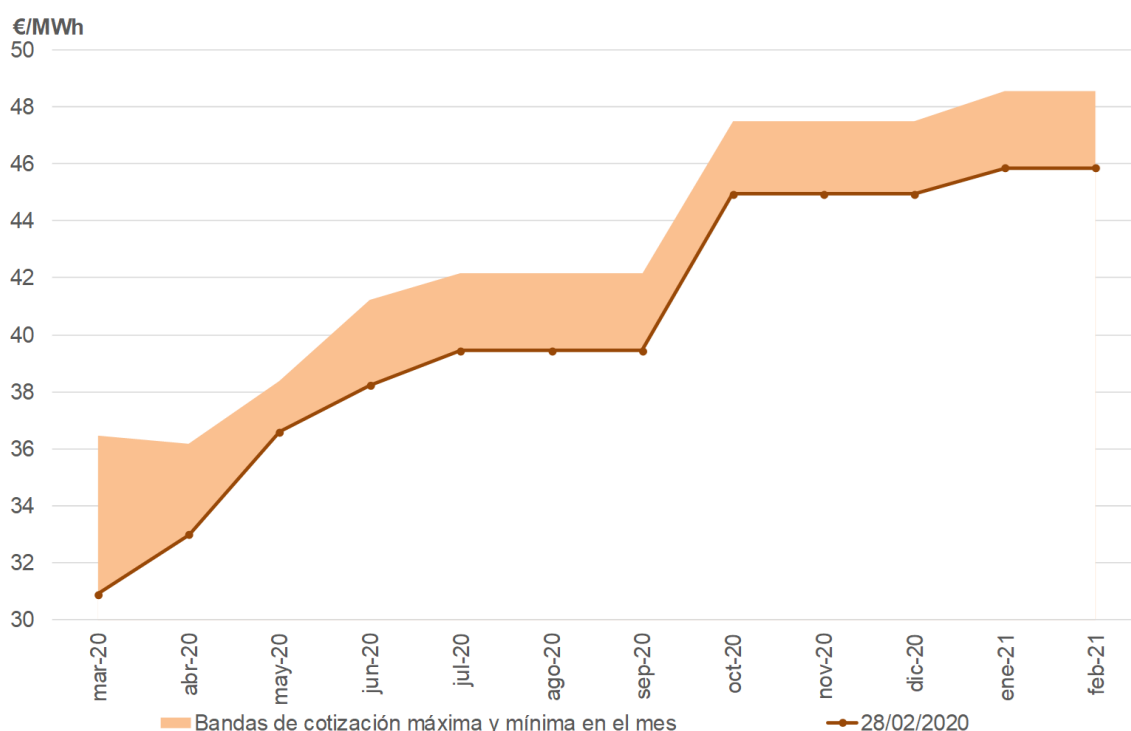
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de diciembre de 2019 a 28 de febrero de 2020



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de febrero de 2020. A 28 de febrero, la curva presenta una tendencia ascendente (curva en “contango”²), durante todo el periodo, partiendo de 30,90 €/MWh para marzo de 2020 y alcanzándose un máximo de 45,86 €/MWh para el primer trimestre de 2021.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de febrero, el precio medio del mercado diario (35,87 €/MWh) fue un 12,7% inferior al registrado en el mes anterior (41,10 €/MWh).

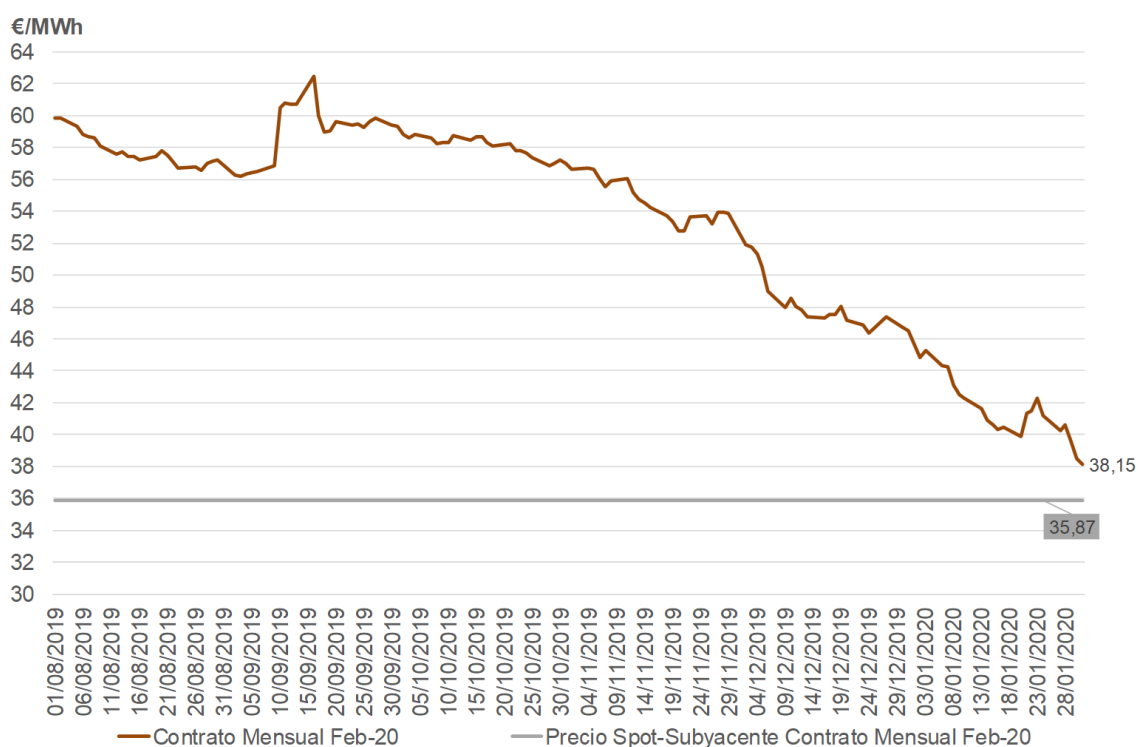
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en febrero de 2020 (de 31 de enero de 2020) anticipaba un precio medio del mercado diario de 38,15 €/MWh para dicho mes, un 6,4% superior al precio spot finalmente registrado (35,87 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron el 16 de septiembre de 2019 (máxima de 62,44 €/MWh) y el 31 de enero de 2020 (mínima de 38,15 €/MWh), con un diferencial máximo de cotización del contrato de 24,29 €/MWh.

² Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

³ Del 1 de agosto de 2019 al 31 de enero 2020.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de febrero (35,87 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de febrero de 2020 durante todo el periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de agosto de 2019 hasta el 31 de enero de 2020). Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post del contrato mensual de febrero fueron siempre positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en febrero de 2020 en OMIP vs. precio spot de febrero de 2020. Periodo del 1 de agosto de 2019 al 31 de enero de 2020



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en marzo de 2020, a 28 de febrero, anticipa un precio medio del mercado diario en marzo de 30,90 €/MWh.

1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

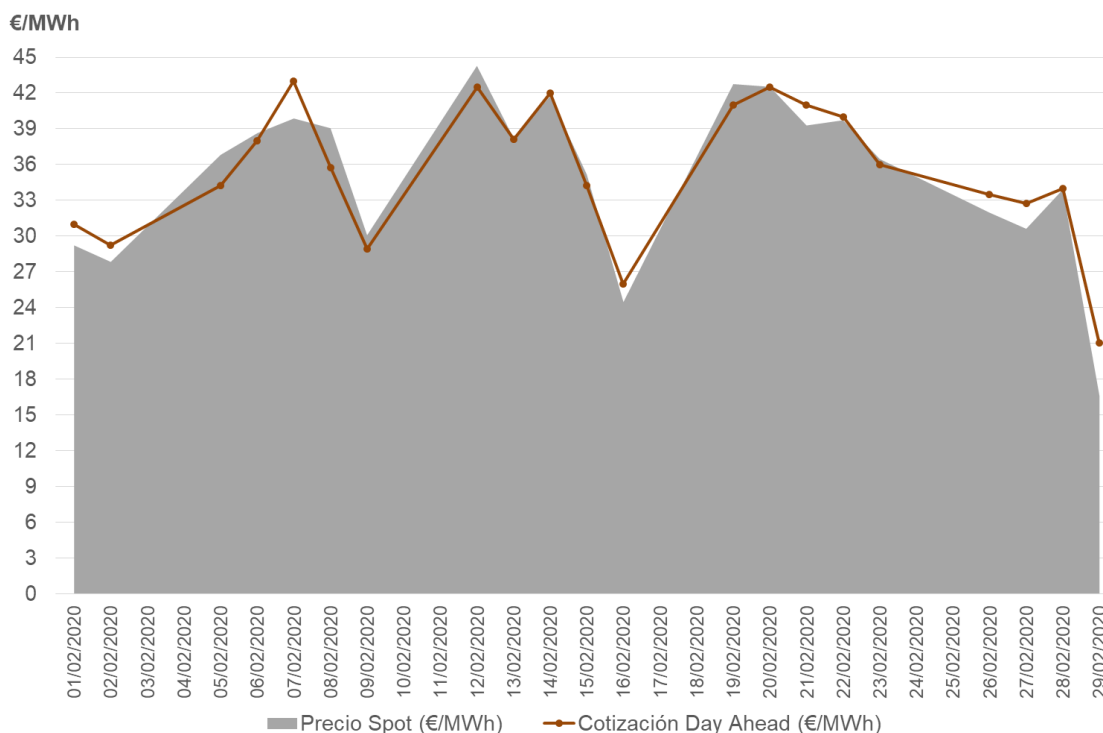
En febrero de 2020 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en febrero de 2020 (35,47 €/MWh) fue ligeramente superior al precio medio diario del mercado de contado en febrero de 2020 (considerando los precios con

liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) que se situó en 35,21 €/MWh.

Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en febrero de 2020 fue positiva (+0,26 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de febrero de 2020, la máxima prima de riesgo ex post⁵ de los contratos *day-ahead* se registró el día 29 (+4,41 €/MWh).

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).
Periodo: febrero de 2020**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

⁴ 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.

⁵ Máximo en valor absoluto.

2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo

A continuación, se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁶– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de enero y febrero de 2020⁷.

En el mes de febrero de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 21,4 TWh, un 4,8% superior al volumen negociado el mes anterior (20,4 TWh), y un 16,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,3 TWh). En 2019, el volumen de negociación en dichos mercados se situó en torno a 215,2 TWh, un 34,5% superior al volumen negociado en 2018 (160,1 TWh); el mayor incremento interanual del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde la no validación de la 25ª subasta CESUR, el 20 de diciembre de 2013.

⁶ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

⁷ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX (European Energy Exchange) está disponible en su página web (<https://www.eex.com>). Dicha información no incluye la identidad de las contrapartes.

Por último, en relación a la información negociada en el mercado OTC, la CNMC recibe diariamente (o mensualmente) un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica con subyacente el precio spot español, que estas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias, así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, “bid”, y mejor precio de venta, “ask”). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,5 TWh) representó el 7,0% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en febrero de 2020, frente al 8,1% del mes de enero.

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2019 se situó en 13,2 TWh (+11,9% respecto al volumen negociado en 2018), lo que representó el 6,1% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en febrero de 2020 (21,4 TWh) representó el 107,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,9 TWh⁸), superior 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 el mes de febrero de 2020, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing⁹ y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹⁰) aumentó un 8,5% respecto al volumen registrado el mes anterior, debido principalmente al aumento del volumen registrado en BME Clearing (+89,9%). El volumen registrado (21,0 TWh) ha sido superior al volumen OTC remitido por las agencias de intermediación (19,9 TWh). Esto podría deberse a que el volumen registrado en una de las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado (ver nota al pie del Cuadro 2).

En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs aumentó un 57,7% respecto al volumen registrado en 2018, representando el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). En 2019, y al igual que 2018, ECC fue la CCP con mayor cuota del registro OTC (73,5%).

⁸ En febrero de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (18,3 TWh) representó el 90,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,2 TWh).

⁹ El 21 de marzo de 2011 se registró la primera operación en BME Clearing.

¹⁰ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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 febrero 2020	Mes anterior enero 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	713	632	12,9%	1.344	7.402	3,2%	3,4%
EEX	786	1.013	-22,4%	1.799	5.818	4,3%	2,7%
OTC	19.911	18.781	6,0%	38.692	202.024	92,5%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	21.010	19.356	8,5%	40.366	197.266	96,5%	91,6%
<i>OMIClear</i>	1.864	2.323	-19,7%	4.187	25.799	10,0%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	4.115	2.167	89,9%	6.282	26.398	15,0%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	15.030	14.866	1,1%	29.897	145.069	71,5%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	21.409	20.426	4,8%	41.835	215.243	100,0%	100,0%

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

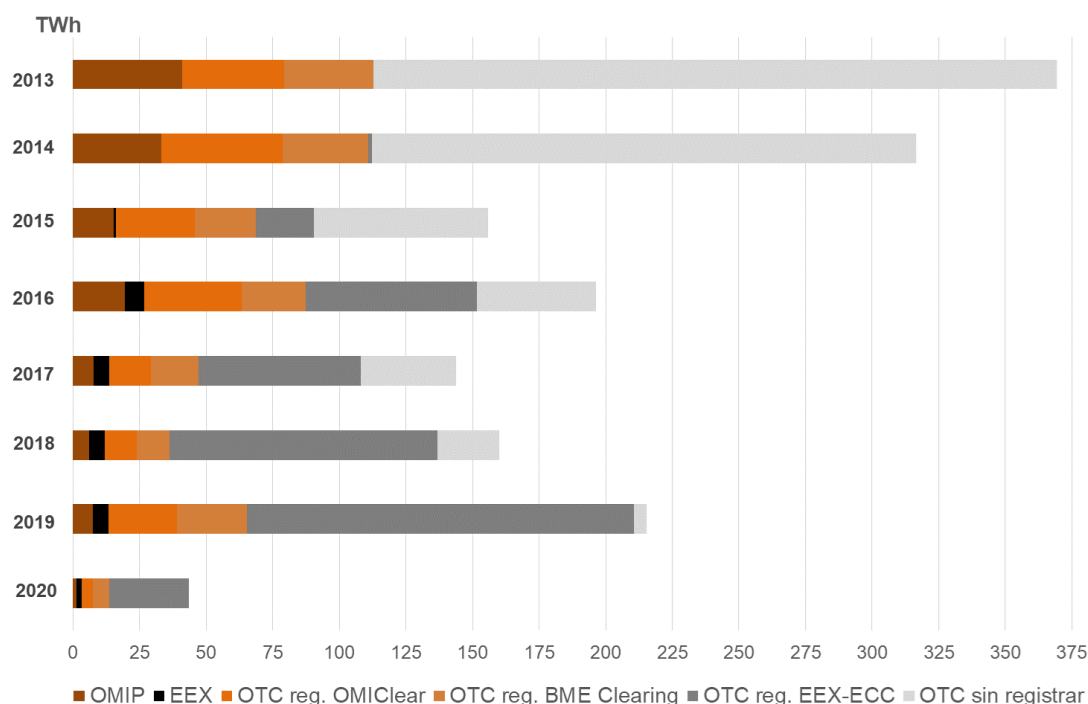
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2013 hasta el 29 de febrero de 2020, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en OMIClear, en BME Clearing y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

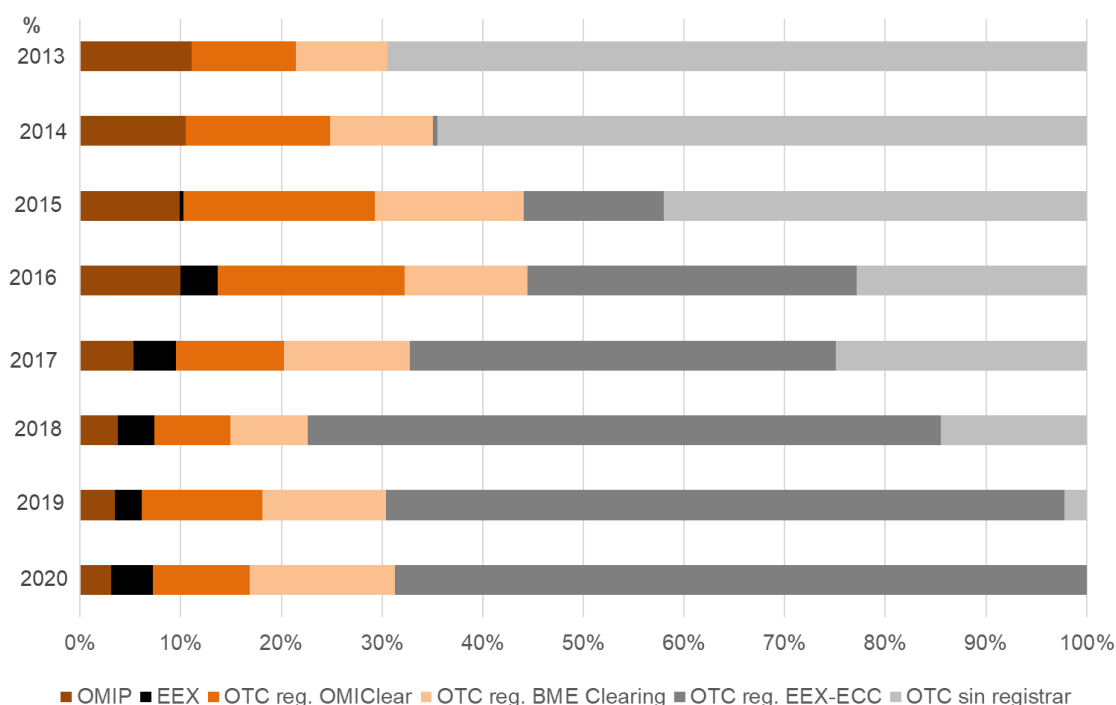
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a febrero de 2020



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. Durante el año 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 197,3 TWh, lo que representó el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). Con las estimaciones disponibles (ver nota al pie del Cuadro 2, con las posibles causas de la sobrerrepresentación del volumen registrado en una de las Cámaras de Compensación), en febrero de 2020 al igual que en el mes de enero, todo el volumen OTC negociado se ha registrado para su compensación y liquidación en las CCPs.

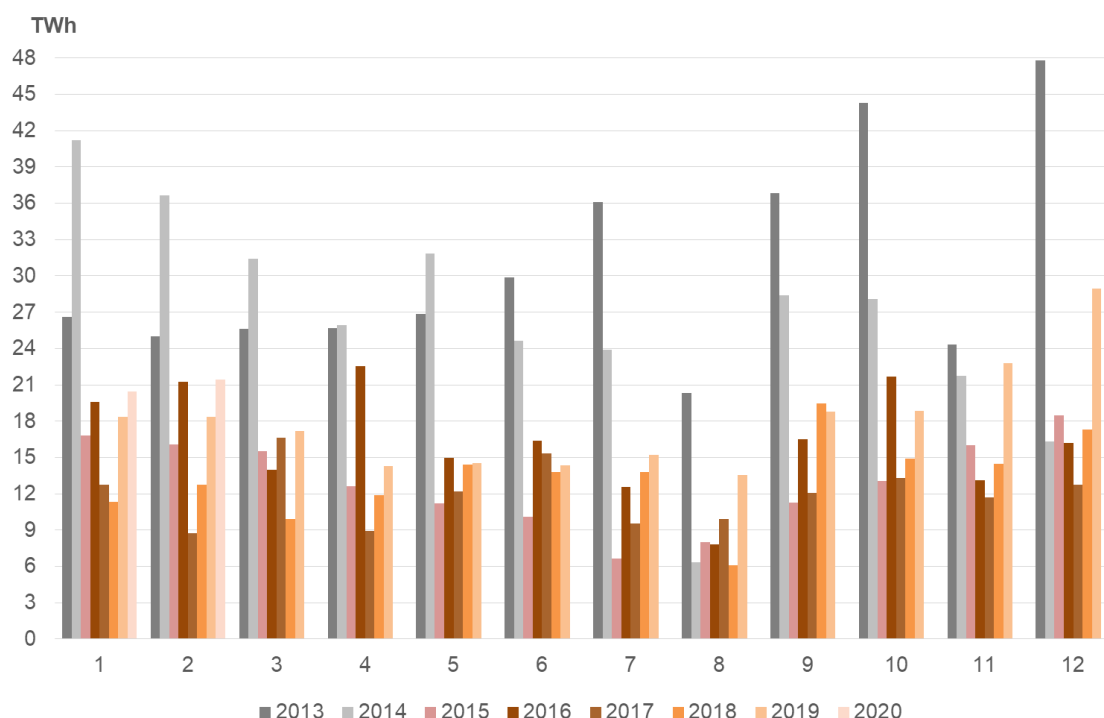
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a febrero de 2020



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

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2013 hasta febrero de 2020. En el mes de febrero de 2020 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 21,4 TWh, un 16,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,3 TWh en febrero de 2019).

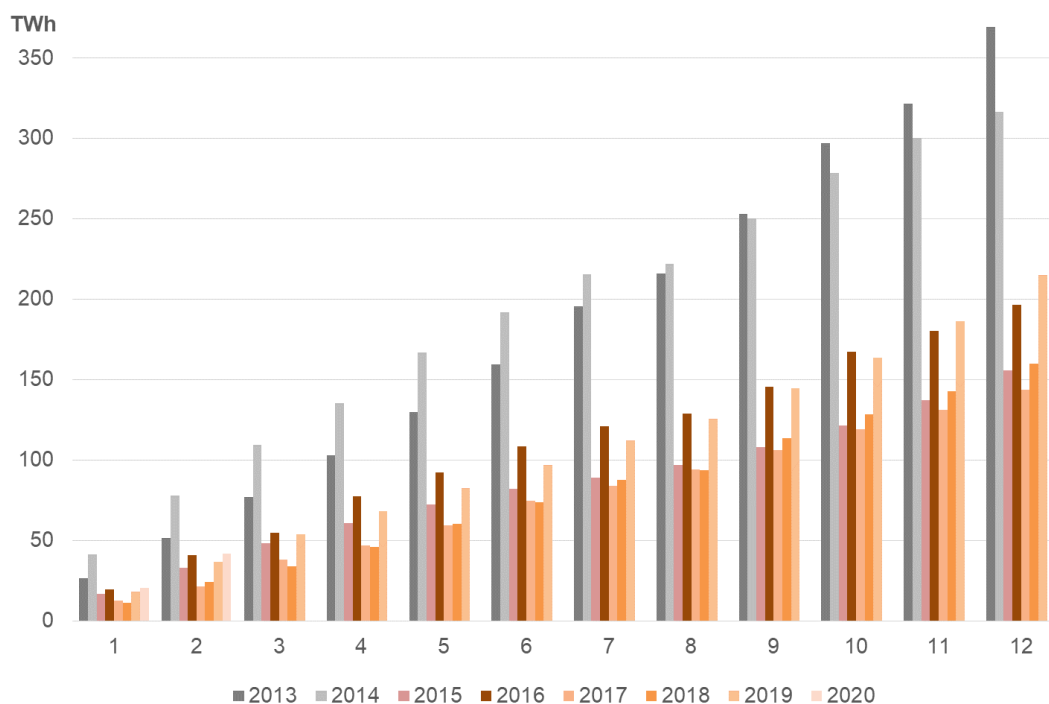
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a febrero de 2020



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a febrero de 2020



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

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

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de enero y febrero de 2020, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre febrero de 2018 y febrero de 2020, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En febrero de 2020 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 93,9% (20,1 TWh), superior al porcentaje

obtenido para el mes de enero (91,4%), con un volumen de negociación sobre dichos contratos de 18,7 TWh¹¹.

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 6,1% (1,3 TWh), siendo superior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (8,6%), con un volumen de 1,8 TWh¹². En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en febrero de 2020 a 1.887 MW (6,6% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.629 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en febrero fue el contrato con liquidación semanal, con el 68,3% (0,9 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)¹³, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 24,1% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En febrero de 2020 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 47,5% (9,5 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (20,1 TWh)¹⁴. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 34,5% (6,9 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el contrato con liquidación en el año 2021, cuyo volumen negociado en el mes de febrero ascendió a 5,8 TWh (83,2% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2: 2022) ascendió a 0,8 TWh (11,1% de los contratos anuales negociados). En el mes de febrero también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2023) y cuatro años vista (Cal+4: 2024), con un volumen total de 0,4 TWh (5,7% del volumen total de contratos anuales negociados en febrero de 2020).

En 2019, el porcentaje de volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió a 94,8% del total negociado (204 TWh), superior a dicho porcentaje en 2018 (92,7%). Por su parte, el

¹¹ En febrero de 2019 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 92,0% (17,3 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹² En febrero de 2019, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes sobre el volumen total negociado en los mercados a plazo fue del 8,0% (1,5 TWh).

¹³ En el mes de enero de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (56,8%; 1,0 TWh).

¹⁴ En el mes de enero de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (41,8%; 7,8 TWh).

porcentaje de volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió al 5,2% en 2019 (11,3 TWh), siendo dicho porcentaje superior en 2018 (7,3%; 11,8 TWh).

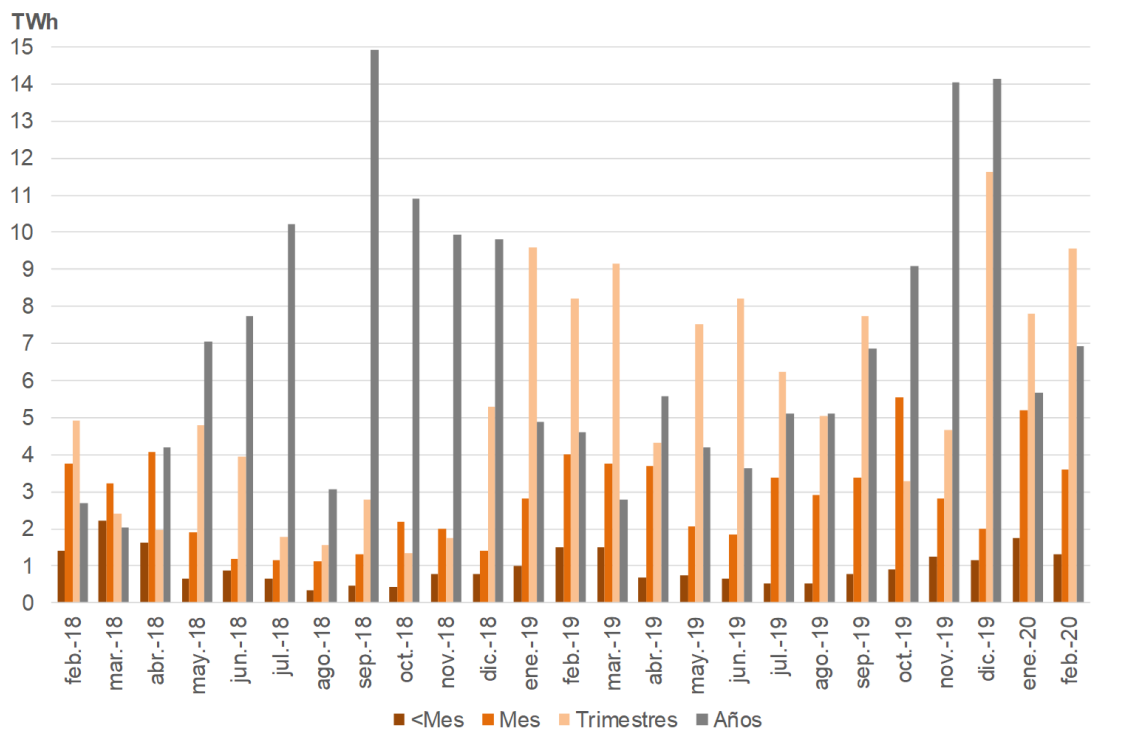
En 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. Los contratos más negociados en 2018 fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total negociado).

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 febrero-20	Mes anterior enero-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	319	619	-48,5%	937	30,5%	4.830	42,8%
Fin de semana	97	141	-31,0%	238	7,7%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	897	999	-10,1%	1.896	61,7%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.313	1.758	-25,3%	3.072	7,3%	11.287	5,2%
Mensual	3.610	5.192	-30,5%	8.803	22,7%	38.275	18,8%
Trimestral	9.546	7.807	22,3%	17.353	44,8%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	6.938	5.668	22,4%	12.607	32,5%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	20.095	18.667	7,6%	38.762	92,7%	203.956	94,8%
Total	21.408	20.426	4,8%	41.834	100%	215.243	100%

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

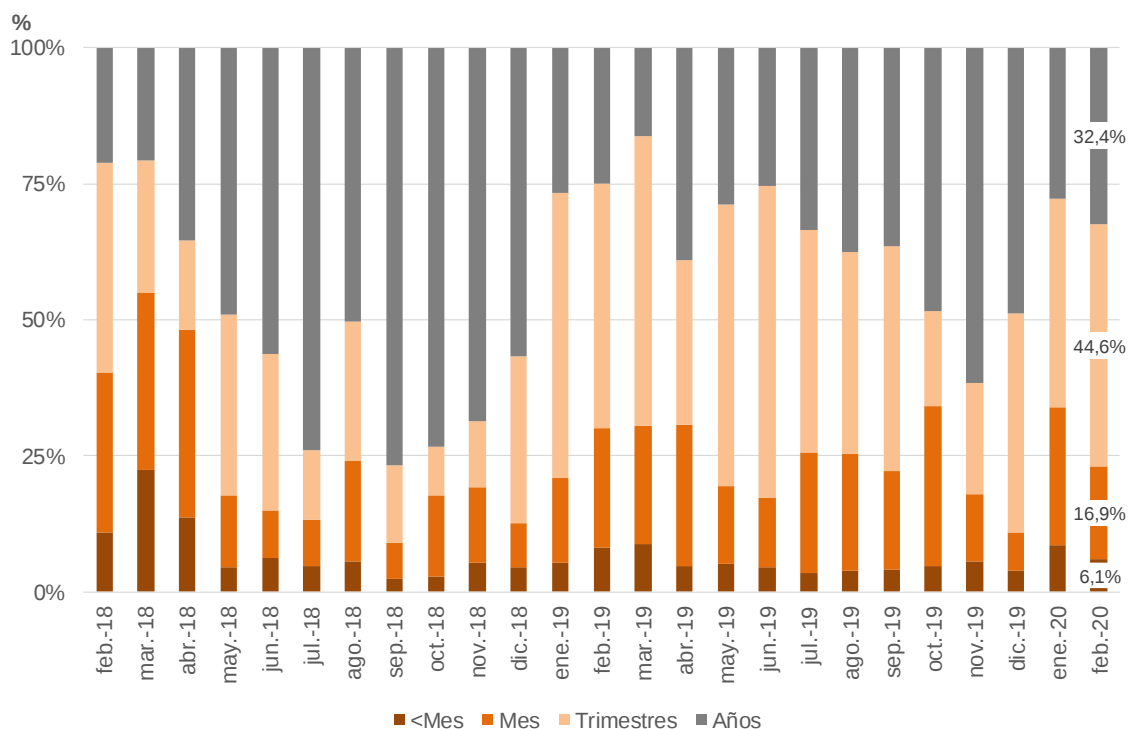
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020**



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: febrero 2018 a febrero 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

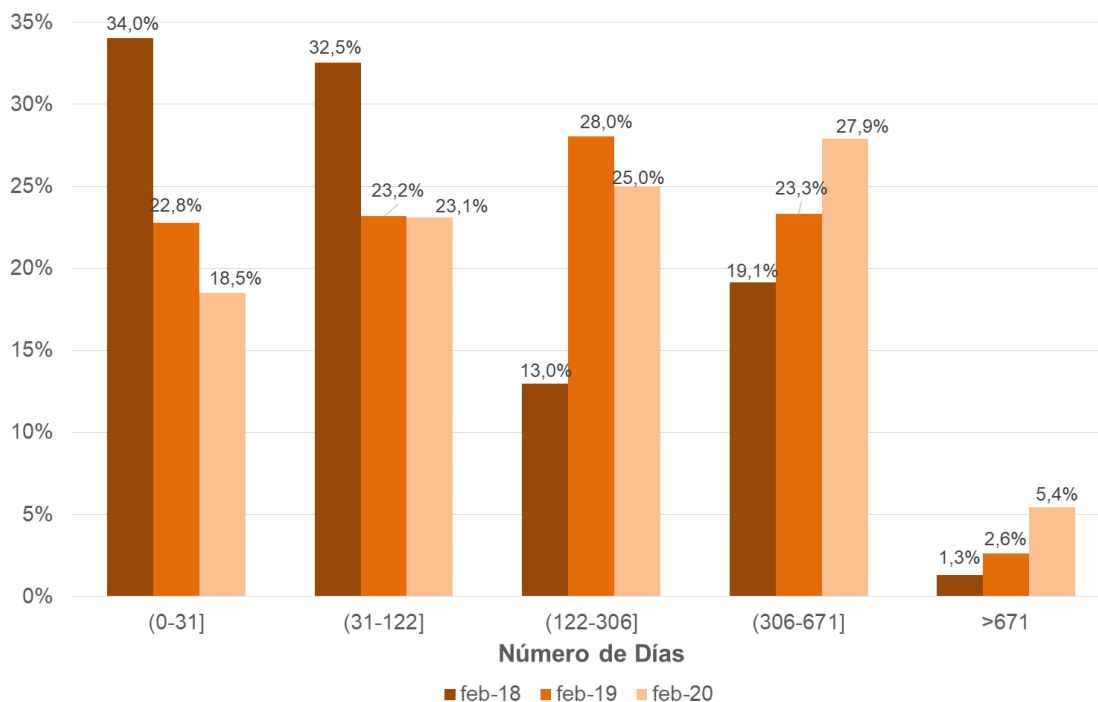
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En febrero de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en el año 2021 (principalmente contratos Cal+1) con el 27,9% del volumen negociado en febrero, seguidos de los contratos con liquidación en el segundo semestre de 2020, con el 25,0% del volumen total negociado en febrero (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en febrero de 2020 con liquidación en el mes de marzo de 2020 ascendió a 4 TWh (18,5% del volumen total negociado en febrero), mientras que el volumen de los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2020 ascendió a 5 TWh (23,1% del volumen total negociado en febrero).

Por su parte, el volumen de contratos con liquidación en 2022 (contrato Cal+2), en 2023 (contrato Cal+3) y en 2024 (contrato Cal+4) ascendió a 1,2 TWh y acaparó el 5,4% del volumen total negociado en el mes de febrero de 2020.

Gráfico 11. Volumen negociado en febrero (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

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

El Gráfico 12 muestra el volumen total negociado (en GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base por mes de liquidación.

Hasta el 29 de febrero, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en febrero de 2020¹⁵ se situó en torno a 15.981 GWh, un 3,0% superior al volumen de negociación sobre contratos con

¹⁵ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2020: mensual feb-20, trimestral Q1-20, 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 febrero de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

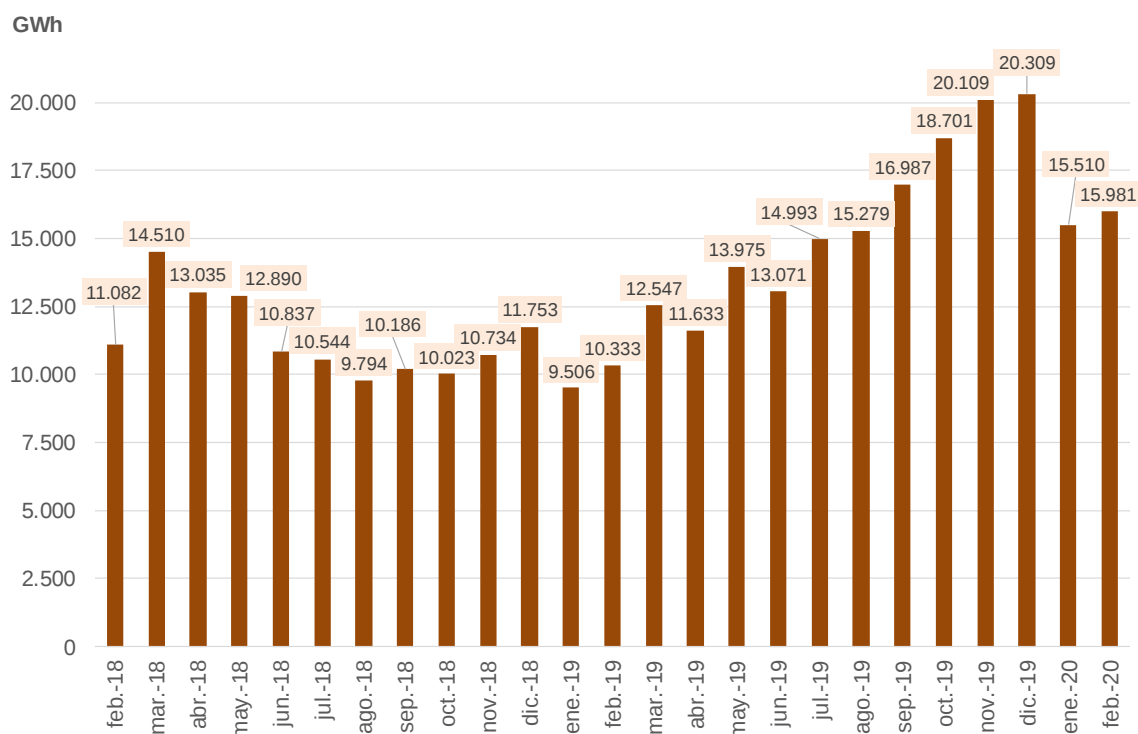
liquidación en enero de 2020 (15.510 GWh), y un 54,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2019 (10.333 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en febrero de 2020, el 91,8% (14.668 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual feb-20, trimestral Q1-20 y anual 2020), mientras que el 8,2% restante (1.313 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en febrero de 2020 (15.981 GWh) representó el 80,2% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.926 GWh).

El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supuso el 71,2% de la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh), siendo dicho porcentaje superior al registrado en 2018 (53,7% de la demanda eléctrica peninsular de 2018).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



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

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹⁶. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en febrero de 2020 (mensual feb-20, trimestral Q1-20 y anual 2020) se situó en 21.075 MW, un 14,0% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2020 (18.484 MW) y un 60,5% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2019 (13.134 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de febrero de 2020 (21.075 MW) representó el 73,6% de la demanda horaria media de dicho mes (28.629 MW).

El volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2019 ascendió a 18.933 MW/mes (superior en un 33,3% al volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2018).

El volumen registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁷ de febrero de 2020 ascendió a 23.154 MW, superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días de dicho mes (21.075 MW). Esto podría deberse a que el volumen registrado en una de las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado (ver nota al pie del Cuadro 2). De forma más concreta, el 15% (3.469 MW) del volumen total registrado (23.154 MW) se registró en OMIClear¹⁸ (véase Gráfico 14), el 9,3% (2.146 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 75,7% (17.539 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

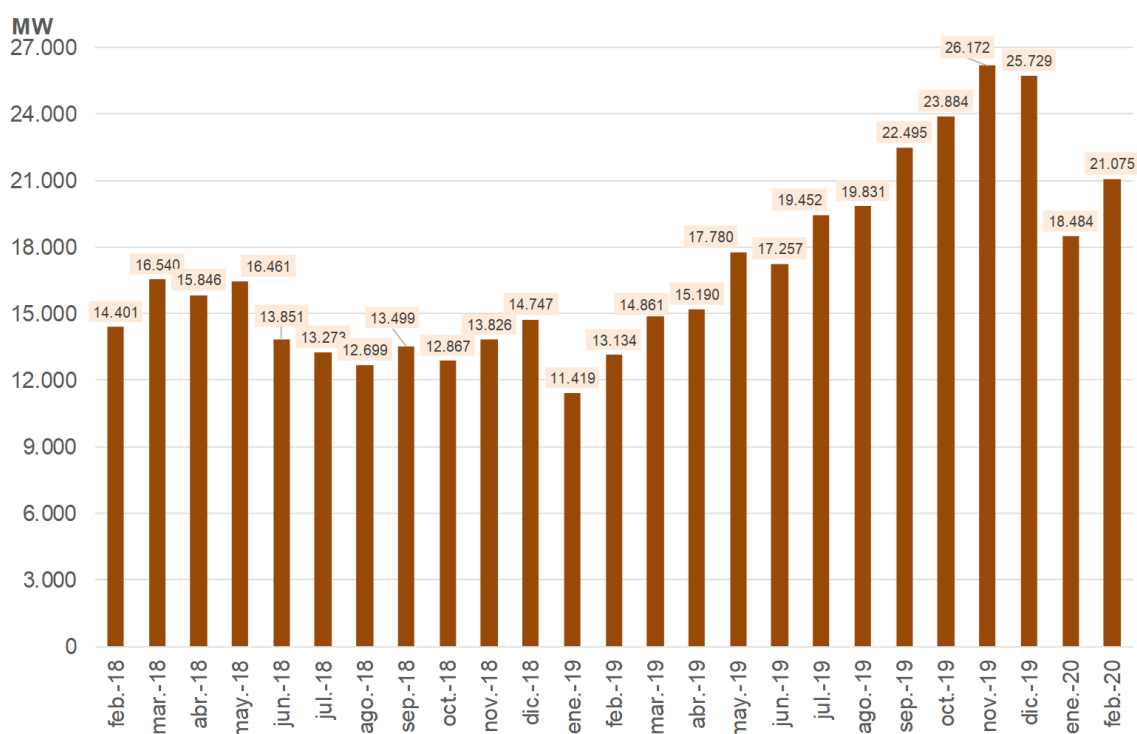
El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2019 ascendió al 94,1% del volumen total (superior a dicho porcentaje para 2018, 80,5%): el 14,4% se registró en OMIClear, el 10,9% se registró en BME Clearing y el 68,9% se registró en EEX-ECC.

¹⁶ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁷ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁸ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW)
por mes de liquidación***
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

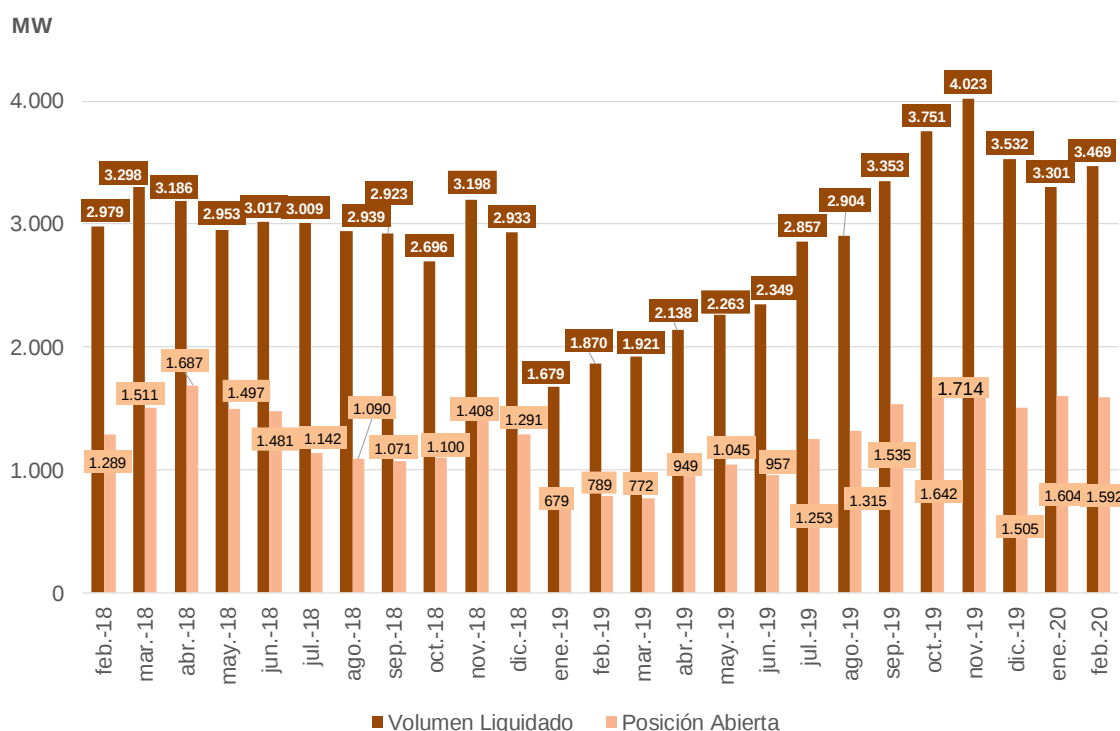
En este sentido, de los 3.469 MW con liquidación en febrero de 2020 que se registraron en OMIClear, el 54,1% (1.877 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 45,9% restante (1.592 MW) quedaron abiertas¹⁹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 54,1% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²⁰ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en febrero de 2020.

¹⁹ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²⁰ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

En términos medios, la posición abierta media del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2019 ascendió a 1.180 MW/mes, lo que equivale al 43,4% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2019 (2.720 MW/mes).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²², en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

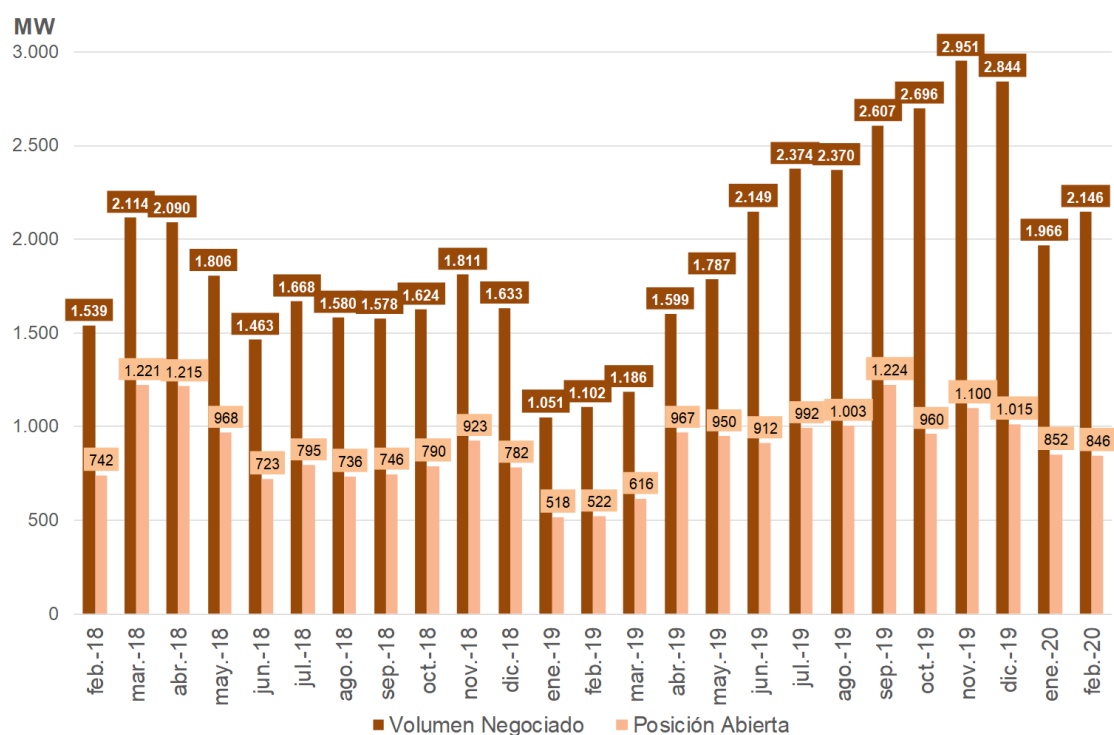
²¹ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones 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.

²² Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Del volumen total registrado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2020 (23.154 MW), el 9,3% (2.146 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 60,6% (1.300 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 39,4% restante (846 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta media con liquidación en 2019 ascendió a 898 MW/mes, lo que representó el 43,6% del volumen total registrado en BME Clearing (2.060 MW/mes).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

²³ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. 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 abierta en European Commodity Clearing

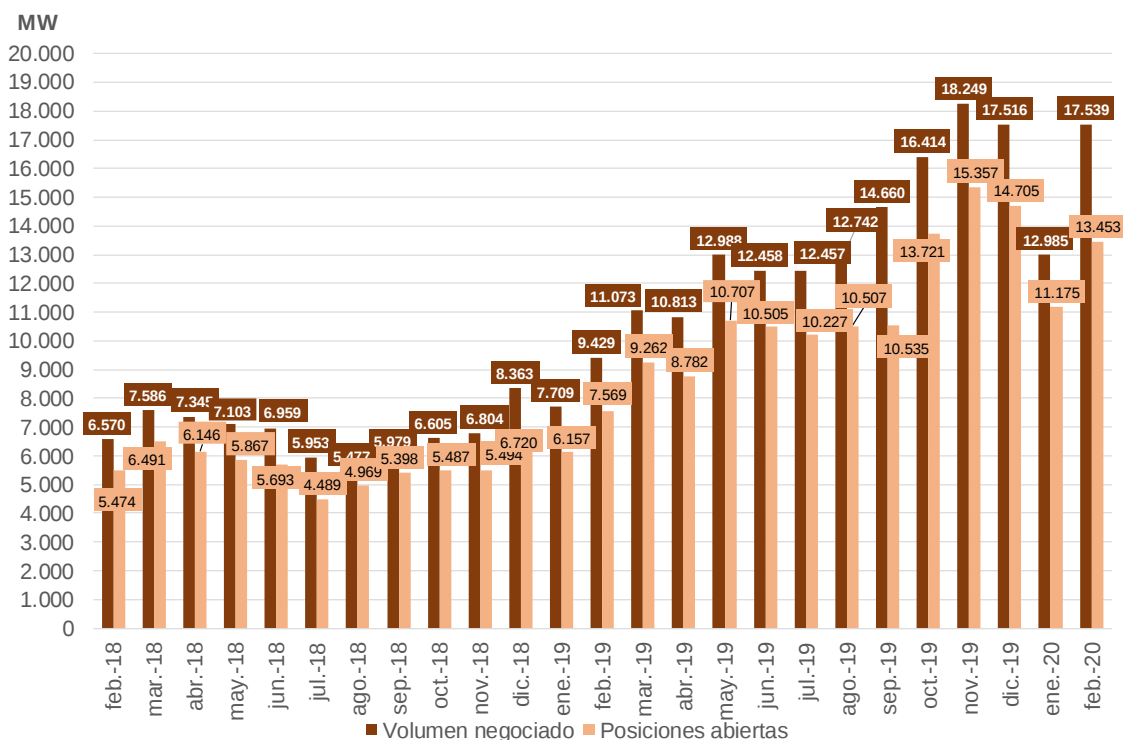
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁴ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

Del volumen total registrado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2020 (23.154 MW), el 75,7% (17.539 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 23,3% (4.086 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 76,7% restante (13.453 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2019 ascendió a 10.670 MW/mes, lo que supuso el 81,7% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2019 (13.042 MW/mes).

²⁴ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



*Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

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.

²⁵ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC. 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.

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

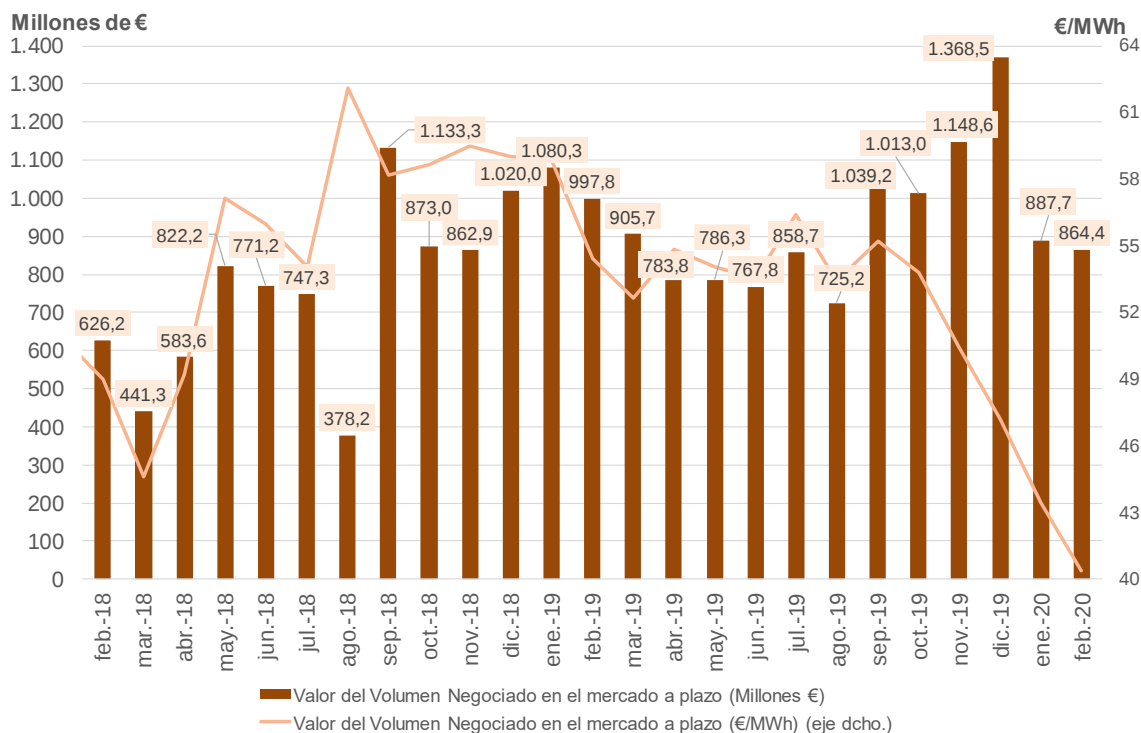
A continuación, se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la evolución de la liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación.

3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en febrero de 2020 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (21,4 TWh) fue de 864,4 millones de euros, un 2,6% inferior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (887,7 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en febrero de 2020, en dichos mercados, fue 40,38 €/MWh, un 7,1% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (43,46 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (215,2 TWh) fue de 11.474,8 millones de euros (29,9% superior al valor económico del volumen negociado en 2018). El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2019 en dichos mercados fue 53,31 €/MWh, un 3,4% inferior al precio medio del volumen negociado en 2018 (55,20 €/MWh).

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



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

3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 18 muestra la liquidación financiera de los futuros carga base negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (diferencias entre el precio de los futuros carga base y los precios spot de la zona española) por mes de liquidación. 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.

A 29 de febrero de 2020, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en febrero de 2020²⁶ (15.981 GWh),

²⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2020: mensual feb-20, trimestral Q1-20, 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 febrero de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

bajo el supuesto anterior, ascendería a 170,1 millones de €²⁷; un 12,1% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en enero de 2020 negociados en dichos mercados (193,6 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en febrero de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 48,66 €/MWh, superior en 11,11 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 29 de febrero de 2020 (37,55 €/MWh)²⁸. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

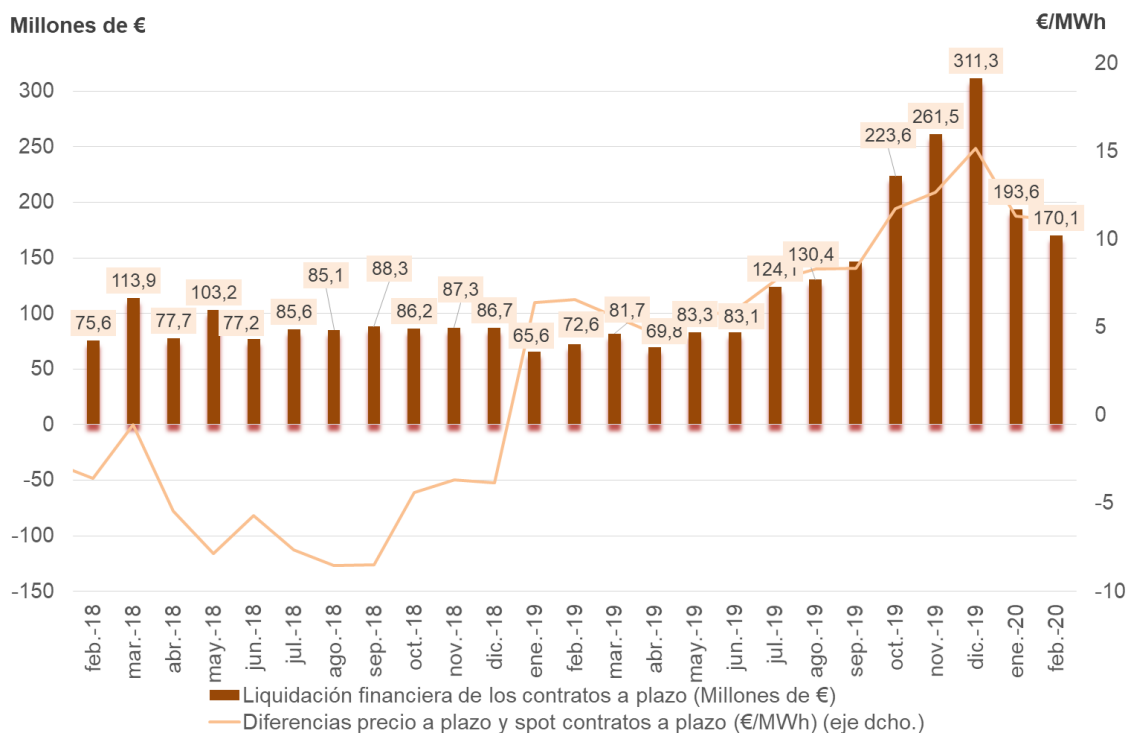
- El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de febrero de 2020 (mensual feb-20, trimestral Q1-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50 €/MWh, fue superior en 12,09 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 29 de febrero de 2020 (37,91 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de negociación de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron 60 €/MWh y 39,60 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en febrero de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 33,67 €/MWh, superior en 0,16 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 29 de febrero de 2020 (33,51 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019, ponderado por el volumen liquidado en 2019 (177.442 GWh), ascendió a 55,42 €/MWh, superior en 8,22 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (47,21 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2019 fueron positivas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios). El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019 (55,42 €/MWh) fue 4,09 €/MWh superior al precio medio de los contratos a plazo liquidados en 2018, que fueron inferiores al precio spot de liquidación.

²⁷ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

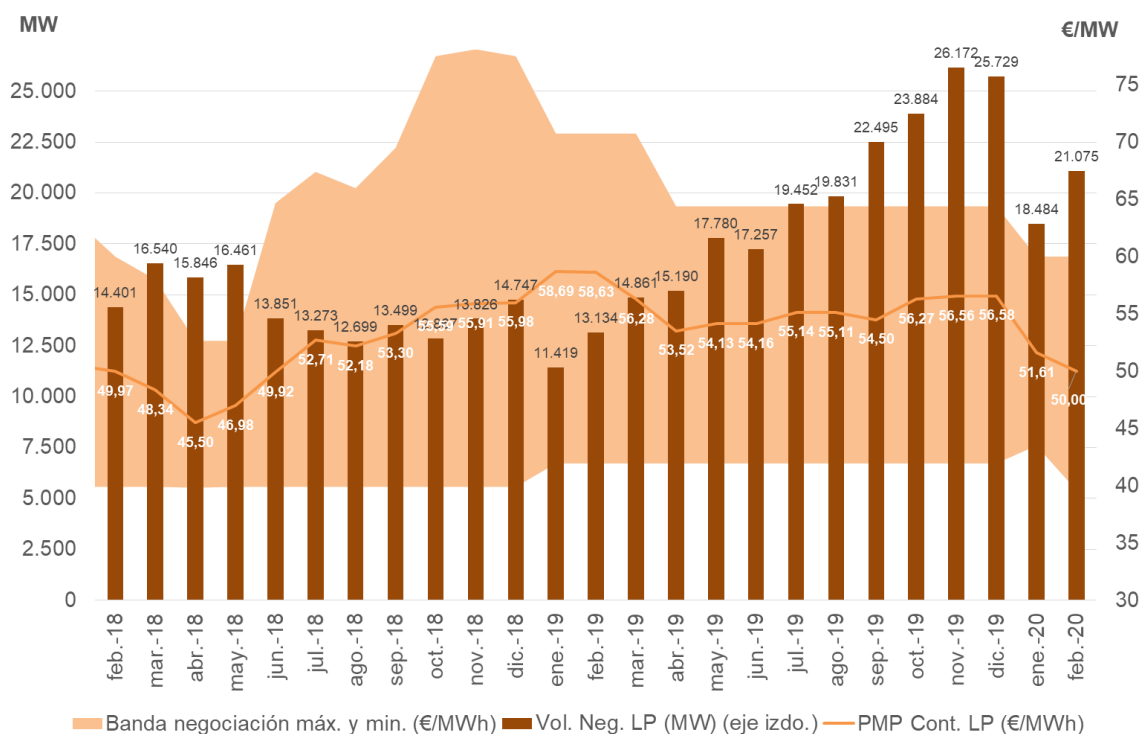
²⁸ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de febrero provienen de contratos Q1-20 y anual 2020, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza contra los precios spot de enero y febrero de 2020.

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 29 de febrero de 2020
Periodo: de febrero de 2018 a febrero de 2020



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



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

4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 4.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 4.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 4.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 4.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

4.1. 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

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. En febrero de 2020, en un contexto descendente de los precios de los mercados de contado, descendieron las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados en los tres mercados.

Los mayores descensos de precio fueron contabilizados por los contratos con vencimiento más cercano. En el mercado español, respecto a enero de 2020, la cotización del contrato con liquidación en marzo de 2020 se redujo un 16,5%, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 9,7% y del 14,9%, respectivamente; por su parte, el contrato con liquidación en abril de 2020 se redujo un 7,4% en el mercado español, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 13,6% y 15,7%, respectivamente.

Para el resto de contratos analizados, en el mercado francés, el descenso de las cotizaciones osciló entre el 1,2% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 8,5% del contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2020. En el mercado alemán, la caída de precios del resto de los contratos analizados osciló entre el 2,8% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 10% del contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2020.

En el mercado español, la reducción de las cotizaciones del resto de contratos analizados osciló entre el 3,5% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 7,4% del contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2020.

A 28 de febrero de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español descendió hasta los 43,50 €/MWh (-3,5% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (39,79 €/MWh; -2,8%), y para el contrato equivalente en Francia (42,00 €/MWh; -1,2%).

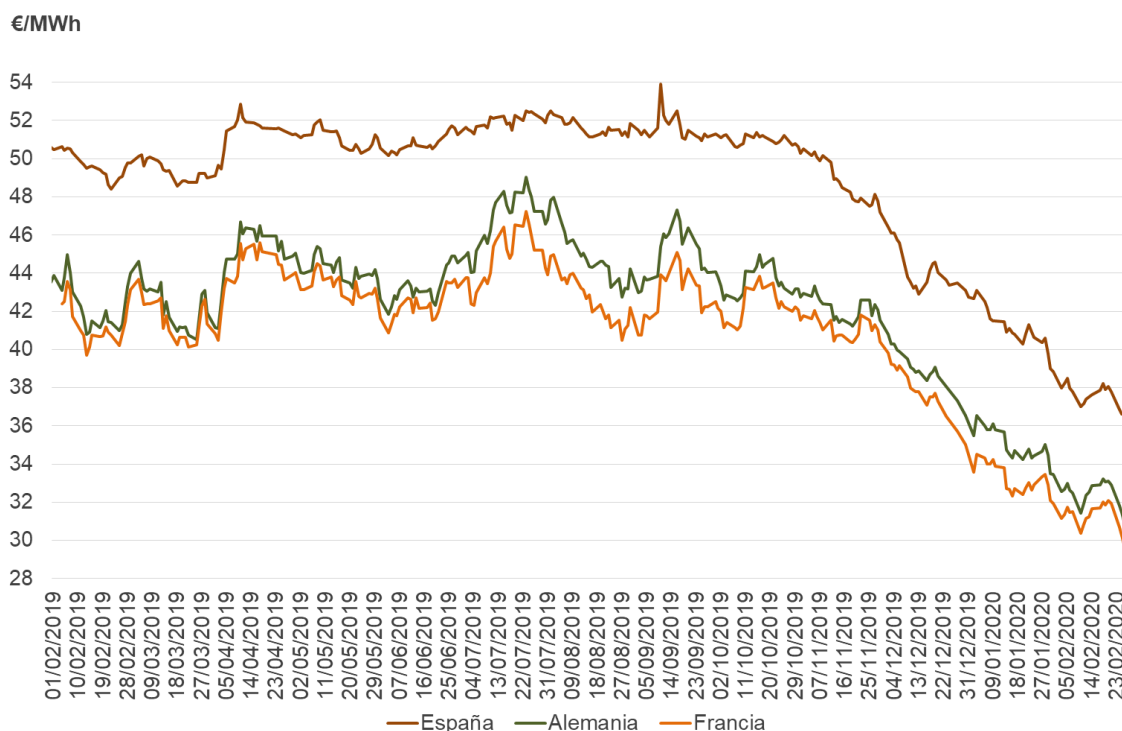
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	febrero-20	enero-20	% Variación feb. vs. ene.	febrero-20	enero-20	% Variación feb. vs. ene.	febrero-20	enero-20	% Variación feb. vs. ene.
mar.-20	30,90	37,00	-16,5%	29,80	33,00	-9,7%	30,55	35,90	-14,9%
abr.-20	33,00	35,65	-7,4%	28,47	32,95	-13,6%	28,35	33,64	-15,7%
Q2-20	35,95	38,84	-7,4%	30,12	33,47	-10,0%	29,25	31,95	-8,5%
Q3-20	39,45	42,05	-6,2%	33,56	36,07	-7,0%	32,10	34,34	-6,5%
Q4-20	44,95	47,40	-5,2%	38,93	40,93	-4,9%	46,38	47,40	-2,2%
YR-21	43,50	45,10	-3,5%	39,79	40,95	-2,8%	42,00	42,53	-1,2%

Nota: últimas cotizaciones de enero a 31/01/2020 y últimas cotizaciones de febrero a 28/02/2020.
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.

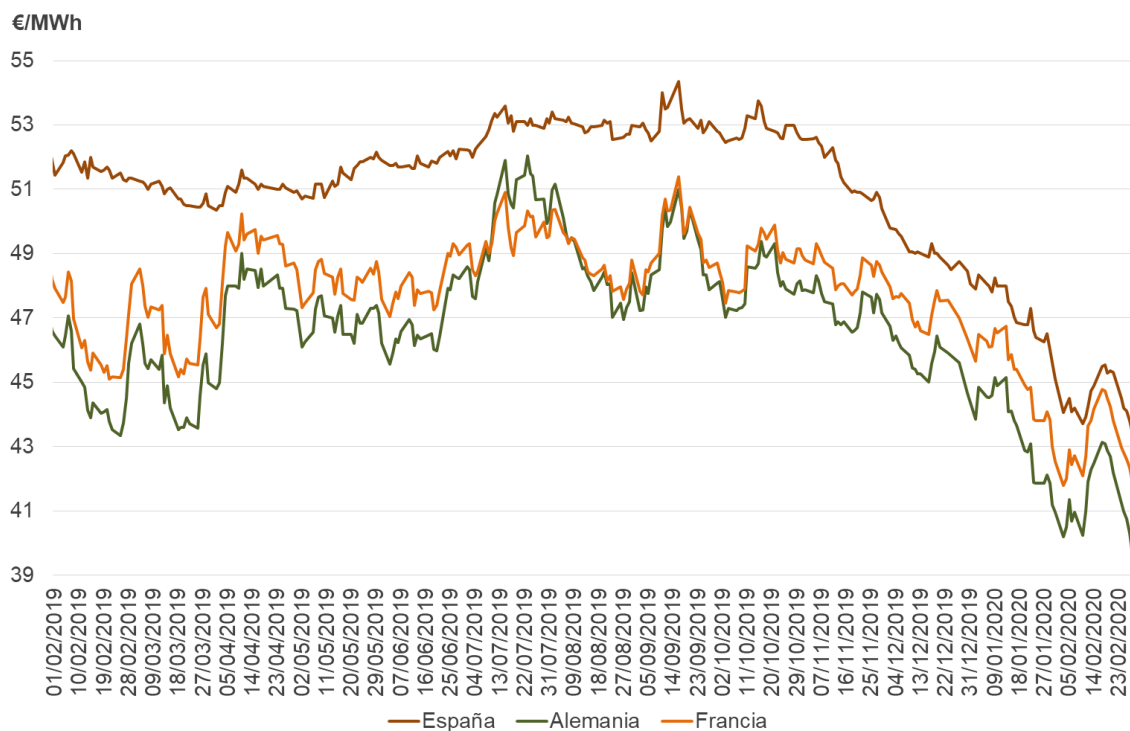
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-20 en España, Alemania y Francia.
Periodo: 1 febrero de 2019 a 28 de febrero de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia.
Periodo: 1 febrero de 2019 a 28 de febrero de 2020



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de febrero de 2020 el precio medio del mercado diario español (35,87 €/MWh) fue un 12,7% inferior al del mes anterior. Del mismo modo, respecto al mes de enero, disminuyó el precio medio del mercado diario alemán, hasta situarse en 21,92 €/MWh (-37,4%), y el del mercado diario francés (-30,9%), situándose en 26,25 €/MWh. En el mes de febrero, respecto al mes de enero de 2020, aumentó en 6,53 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia y en 7,88 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Alemania.

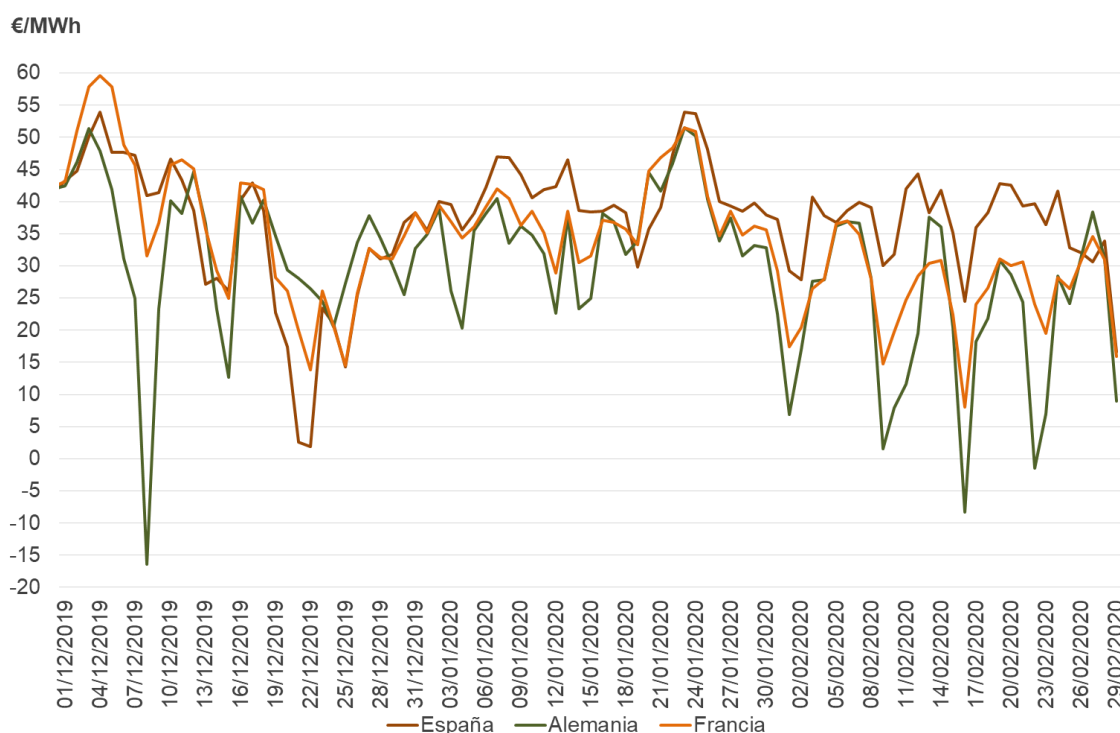
Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	febrero-20	enero-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	35,87	41,10	-12,7%
Alemania	21,92	35,03	-37,4%
Francia	26,25	38,01	-30,9%

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

El Gráfico 22 refleja la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de febrero de 2020, el precio medio diario más bajo se registró el día 16 en el mercado alemán (-8,27 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 12 en el mercado español (44,28 €/MWh). En el mes de febrero de 2020 el porcentaje de acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés fue del 13,6% de las horas del mes, siendo dicho porcentaje significativamente inferior al de enero (35,9% de las horas del mes).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de diciembre de 2019 a 29 de febrero de 2020



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear²⁹ y en EEX-ECC³⁰, por mes de

²⁹ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³⁰ Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En febrero de 2020, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 244.034 GWh en Alemania y 27.954 GWh en Francia, siendo 12,1 y 1,4 veces superiores,

negociación. El volumen negociado en febrero de 2020 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³¹, registrados en ambas cámaras, ascendió a 244.034 GWh, un 0,3% inferior al volumen negociado en el mes anterior (244.857 GWh). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 27.954 GWh, un 14,1% inferior al volumen negociado el mes anterior (32.547 GWh).

Para el conjunto del año 2019, el volumen negociado de contratos con liquidación mayor o igual al mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendió a 2.473,8 TWh (un 28,3% superior al volumen negociado en 2018). El volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes ascendió a 323,7 TWh en 2019 (un 12,7% superior al volumen negociado en 2018).

respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (20.095 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

³¹ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania, con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria. Desde el 1 de noviembre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que están constituidas como dos zonas de precios y el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria es función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces (en particular, el precio spot alemán representa un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco).

**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: febrero de 2018 a febrero de 2020**

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	129.326	20.958
jul-18	124.627	16.523
ago-18	146.726	23.108
sep-18	226.794	36.383
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

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

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

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 mensuales³² con liquidación en los meses de febrero de 2018 a febrero de 2020 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de febrero de 2020, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (2,28 €/MWh, 9,08 €/MWh y 6,89 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en febrero de 2020, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 62,44 €/MWh y 38,15 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo ex post derivadas de estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 35,87 €/MWh) ascendieron a 26,57 €/MWh y a 2,28 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en febrero de 2020 ascendieron a 58,02 €/MWh y a 21,77 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 21,92 €/MWh) se situaron en 36,10 €/MWh y -0,15 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en febrero de 2020 ascendieron a 72,63 €/MWh y a 26,25 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo ex post, respecto a estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 26,25 €/MWh), se situaron en 46,38 €/MWh y 0 €/MWh, respectivamente.

En 2019, las primas de riesgo ex post en promedio en el mercado español, alemán y francés, calculadas a partir de la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales, registraron valores positivos (+2,86 €/MWh, +3,52 y +4,85 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³² 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.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de febrero de 2018 a febrero 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
feb-18	54,15	54,88	-0,73	40,90	40,12	0,78	51,00	48,70	2,30
mar-18	44,10	40,18	3,92	36,31	37,36	-1,05	43,75	48,26	-4,51
abr-18	39,83	42,67	-2,84	35,35	32,06	3,29	39,30	33,60	5,70
may-18	48,50	54,92	-6,42	31,40	33,54	-2,14	31,54	34,42	-2,88
jun-18	63,00	58,46	4,54	44,89	42,42	2,47	44,66	42,32	2,34
jul-18	62,40	61,88	0,52	46,68	49,54	-2,86	47,55	51,41	-3,86
ago-18	63,50	64,33	-0,83	51,10	56,19	-5,09	51,59	58,40	-6,81
sep-18	68,60	71,27	-2,67	59,33	54,83	4,50	63,88	61,97	1,91
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	39,62	36,85	2,77	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	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

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

4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de febrero de 2020, las cotizaciones de todas las referencias spot, con la excepción de la referencia de gas en NBP, y a plazo del Brent, del gas (NBP, MIBGAS, PVB y PEG) y del carbón (ICE ARA), así como los precios de los derechos de emisión de CO₂, evolucionaron a la baja.

La mayor caída de precio fue la registrada por el valor del Brent a un mes vista, que con una bajada del 13,1% se situó en 50,52 \$/Bbl. Asimismo, el resto de sus referencias también mostraron una tendencia descendente, al igual que el mes anterior, con descensos del 10,9% en el contrato spot y del 7,6% en el contrato a plazo con entrega a doce meses, hasta situarse, al cierre de mes, en 50,49 \$/Bbl y 50,71 \$/Bbl, respectivamente.

El segundo mayor descenso en las cotizaciones del mes de febrero fue el contabilizado por la referencia del gas natural en PVB-ES a un mes³³, que

³³ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al mes siguiente.

disminuyó un 12,1% respecto al mes de enero, situándose en 9,10 €/MWh. Este descenso de la cotización de la referencia PVB-ES a un mes, estuvo en línea con la disminución registrada por los precios spot en MIBGAS (-7,7%) y en PEG (-6,2%), que cerró en el mismo nivel de precio que el MIBGAS spot (9,10 €/MWh).

Durante el mes de febrero de 2020, la referencia NBP spot fue la única referencia que aumentó (+1,4%). Por el contrario, descendieron las cotizaciones de los contratos trimestrales de gas natural en este hub un 8,5% (Q2-20), un 7,2% (Q3-20) y un 1,6% (Q4-20). De este modo, las cotizaciones de los contratos Q2-20, Q3-20 y Q4-20, se situaron al cierre de mes en 7,52 €/MWh, 7,94 €/MWh y 11,08 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en marzo (-4,8%), en el segundo trimestre de 2020 (-4,1%), y en el año 2021 (-4,2%), situándose a cierre del mes en 46,65 \$/t, 48,47 \$/t y 57,04 \$/t, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y diciembre de 2021 disminuyeron un 1,1% en ambos casos, situándose, a cierre del mes de febrero, en 23,61 €/t_{CO2} y 23,80 €/t_{CO2}, respectivamente.

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

	Cotizaciones en Feb.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ene.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	28-feb-20	Mín.	Máx.	31-ene-20	Mín.	Máx.	Feb. vs Ene.
Brent Spot	50,49	50,49	60,22	56,67	56,67	69,96	-10,9%
Brent entrega a un mes	50,52	50,52	59,31	58,16	58,16	68,91	-13,1%
Brent entrega a doce meses	50,71	50,71	57,43	54,89	54,89	62,11	-7,6%
Gas natural Europa	28-feb-20	Mín.	Máx.	31-ene-20	Mín.	Máx.	Feb. vs Ene.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	8,57	7,15	8,57	8,45	8,45	10,43	1,4%
Gas NBP entrega Q2-20	7,52	7,29	8,02	8,22	8,22	10,60	-8,5%
Gas NBP entrega Q3-20	7,94	7,79	8,78	8,55	8,55	10,92	-7,2%
Gas NBP entrega Q4-20	11,08	10,96	12,19	11,26	11,26	14,42	-1,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	8,73	8,73	11,00	9,46	9,46	14,00	-7,7%
PVB-ES a un mes	9,10	9,10	9,90	10,35	10,35	12,80	-12,1%
PEG Spot	9,10	8,65	9,70	9,70	9,70	12,53	-6,2%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	28-feb-20	Mín.	Máx.	31-ene-20	Mín.	Máx.	Feb. vs Ene.
Carbón ICE ARA Mar-20	46,65	47,45	52,50	49,00	49,40	56,60	-4,8%
Carbón ICE ARA Q2-20	48,47	48,10	53,15	50,55	50,55	57,40	-4,1%
Carbón ICE ARA CAL-21	57,04	56,84	61,58	59,56	59,51	65,42	-4,2%
CO ₂ ICE EUA €/t _{CO2}	28-feb-20	Mín.	Máx.	31-ene-20	Mín.	Máx.	Feb. vs Ene.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	23,61	23,16	25,71	23,88	23,74	25,44	-1,1%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	23,80	23,34	25,90	24,06	23,91	25,66	-1,1%

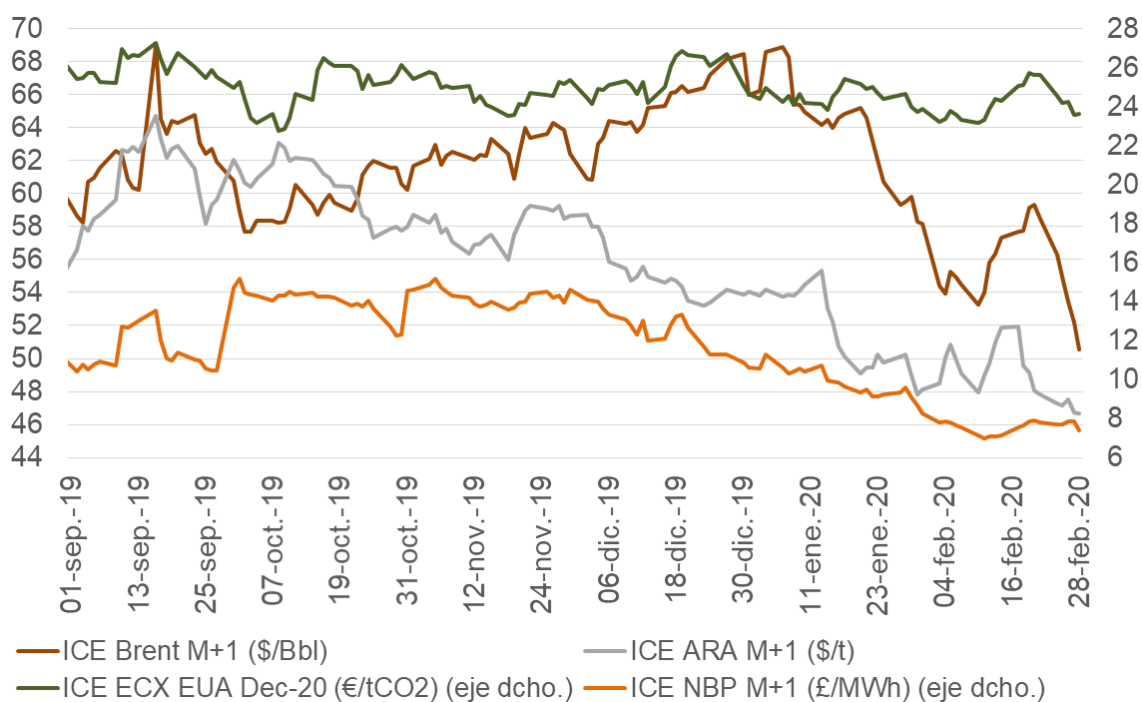
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 enero a 31/01/2020 y cotizaciones de febrero a 28/02/2020.

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

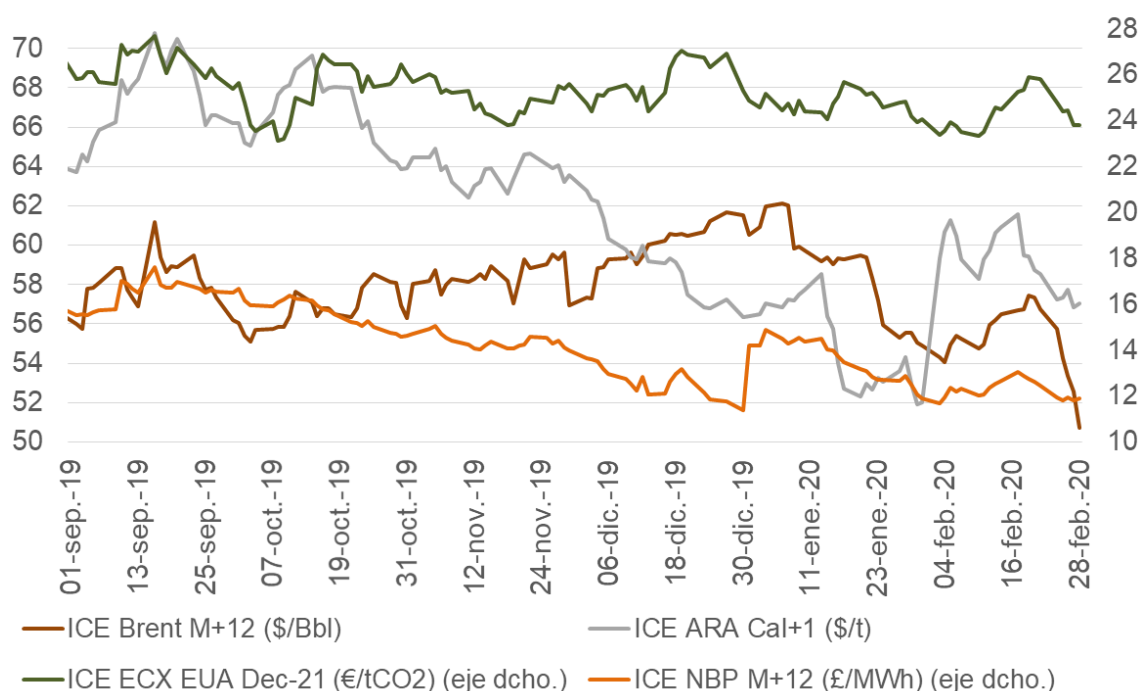
Las tendencias indicadas durante el mes de febrero, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista.

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 septiembre de 2019 a 28 de febrero 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 septiembre de 2019 a 28 de febrero de 2020



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

Al cierre del mes de febrero de 2020 (28 de febrero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, al situarse a 28 de febrero en 1,10 \$/€, frente a 1,11 \$/€ a cierre de mes de enero. De manera contraria se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 28 de febrero en 0,85 £/€ frente a 0,84 £/€ a cierre de mes de enero.

Al cierre del mes de febrero, la curva a plazo del petróleo Brent (véase Gráfico 25) anticipa unas cotizaciones estables, que oscilan entre 49,50 \$/Bbl en julio de 2020 a 50,55 \$/Bbl en febrero de 2021.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 28 de febrero, muestra una tendencia alcista en todo el periodo analizado, pasando de una cotización prevista para el mes de marzo de 2020 de 46,65 \$/t a una cotización de 57,04 \$/t prevista para 2021.

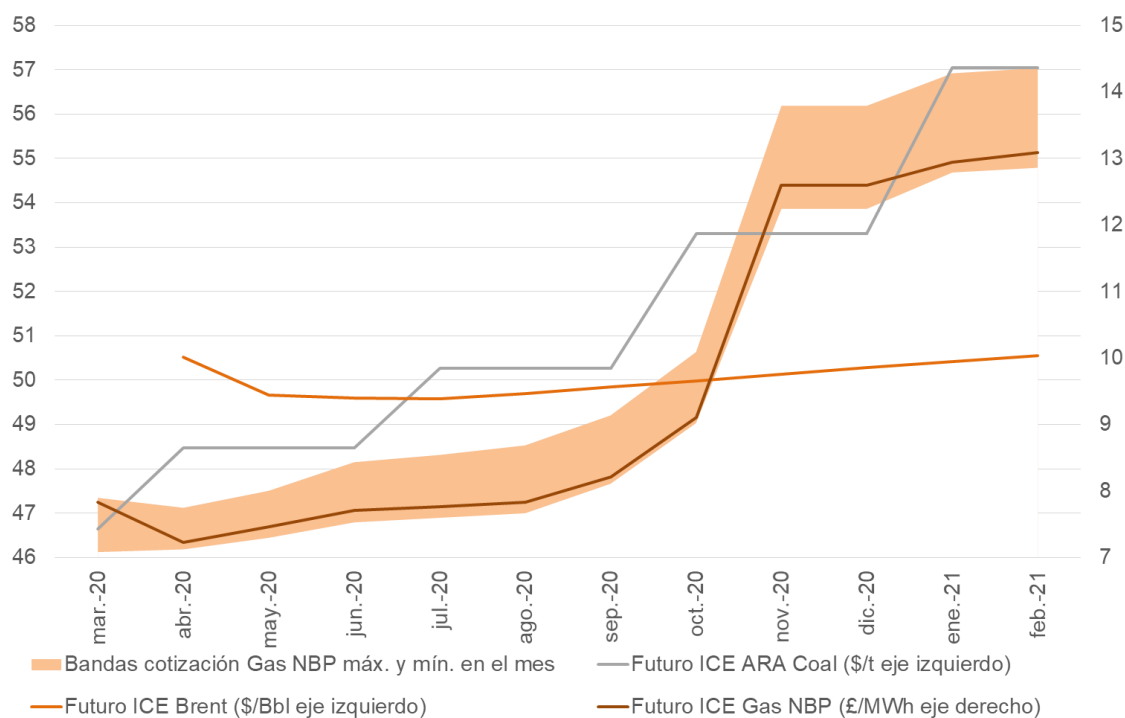
La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de febrero, muestra un descenso (curva en “backwardation³⁴”) entre los meses de marzo de 2020

³⁴ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

(7,83 €/MWh) y abril de 2020 (7,23 €/MWh), para, a continuación, ascender durante el resto del periodo analizado alcanzando en febrero de 2021 la cotización máxima de la curva (13,09 €/MWh); se observa un ascenso moderado durante todo este periodo con la excepción de un brusco incremento al pasar del mes de octubre a noviembre.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de febrero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de febrero en 1,10 €/MWh.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 28 de febrero de 2020 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

A 28 de febrero de 2020, el precio spot NBP se situó en 10,04 €/MWh (11,23 €/MWh en el mes anterior), superior al precio spot en MIBGAS en 8,73 €/MWh (9,46 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 9,10 €/MWh a 28 de febrero de 2020 (10,35 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (28 de febrero) también se situó en 9,10 €/MWh (9,70 €/MWh en el mes anterior), superior al precio spot en MIBGAS en 8,73 €/MWh.

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso³⁵, el valor vigente para el primer trimestre de 2020 es de 18,44 €/MWh, un 10,8% inferior a la referencia anterior, valor que no variaba desde el segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), al haberse manteniendo congelado durante dos trimestres consecutivos, por no haberse producido una variación (al alza o a la baja) superior al 2%, tal y como establece la metodología de cálculo.

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En febrero de 2020 aumentó el volumen negociado en MIBGAS Derivatives con respecto al mes anterior. En concreto, se negociaron 627,4 GWh con entrega en PVB, un 58,3% por encima del volumen de enero. Se negociaron 6 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con vencimiento en 2021 (43,6%), con 273.750 MWh a un precio medio ponderado de 15,62 €/MWh, seguido del contrato mensual M+2 (24,9%), con 156.000 MWh negociados a un precio medio ponderado de 9,29 €/MWh.

El volumen total negociado en 2019 en MIBGAS Derivatives se situó en 7.626,3 GWh (un 281,8% superior al volumen negociado en 2018), distribuido en contratos con entrega a dos y tres meses vista (M+2 y M+3), contratos con entrega a uno, dos y tres trimestres vista (Q+1, Q+2 y Q+3), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en el periodo estival siguiente (S) y contratos con entrega en los dos años siguientes (Y+1 y Y+2). El mayor volumen de negociación, en 2019, se concentró en el contrato con entrega a dos meses vista (46,1%), seguido del contrato anual con entrega en 2020 (21,2% del total negociado) y del contrato con entrega en el trimestre siguiente (19,3% del total negociado).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

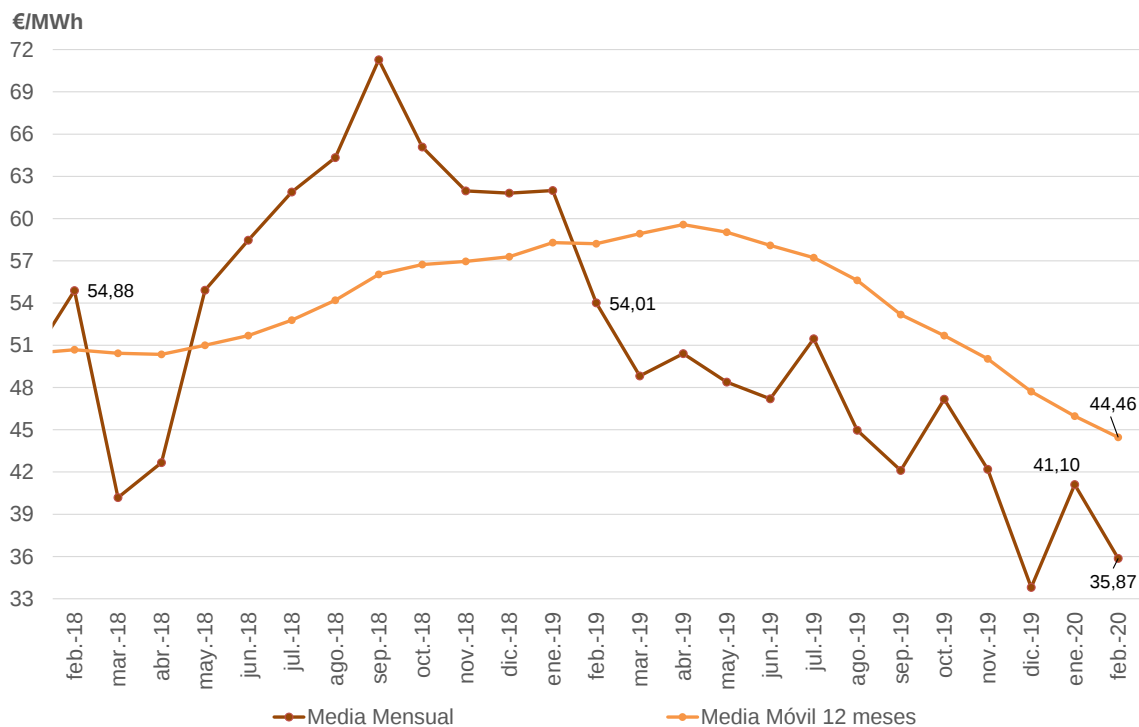
El Gráfico 27 muestra la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre febrero de 2018 y febrero de 2020. En el mes de febrero de 2020 el precio spot medio mensual se situó en 35,87 €/MWh³⁶, un 12,7% inferior al precio spot medio mensual

³⁵ A incluir en el término variable en el cálculo de la Tarifa de Último Recurso de gas natural. Su valor se actualiza con periodicidad trimestral (los días 1 de enero, abril, julio y octubre), siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

³⁶ En febrero de 2020 el precio spot medio portugués se situó en 36,04 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 31 horas de un total de 696 horas (4,5%

registrado en el mes anterior (41,10 €/MWh), y un 33,6% inferior al precio spot medio registrado en febrero de 2019 (54,01 €/MWh).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020

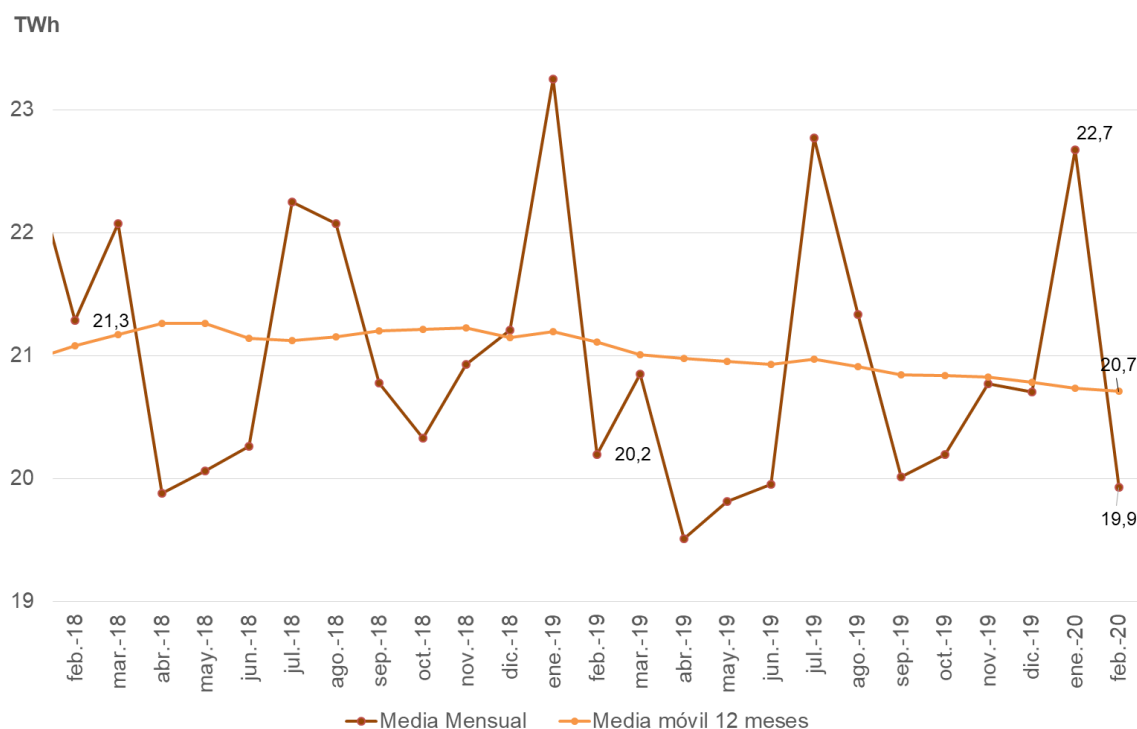


Fuente: OMIE

del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio de 0,17 €/MWh. En 2019 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.307 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,19 €/MWh, similar al diferencial promedio de 2018, 0,16 €/MWh).

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de febrero de 2020, la demanda se cifró en 19,9 TWh, un 12,1% inferior al valor registrado en el mes anterior (22,7 TWh), y un 1,3% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,2 TWh en febrero de 2019). En el mes de febrero de 2020, la demanda fue inferior en un 3,8% a la media móvil anual (20,7 TWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: febrero de 2018 a febrero de 2020



Fuente: REE

En el Cuadro 9 se recogen los datos relativos a la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de enero y febrero de 2020, febrero de 2019, así como para el año 2019 y el acumulado del año 2020.

Respecto al mes de febrero de 2019, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-63%). Por el contrario, cabe destacar el aumento de la producción a partir de fuentes renovables: 7 puntos porcentuales superior en febrero de 2020 (44,1%) respecto a febrero de 2019 (37,1%).

La participación de fuentes renovables aumentó en casi 1,7 puntos porcentuales en febrero de 2020 (44,1%), respecto a enero de 2020 (42,4%). En el conjunto del año 2019 el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 38,7%.

En febrero de 2020 prosigue la tendencia bajista en los precios del gas, por lo que se mantiene la inversión en el orden de mérito económico del coste de las tecnologías térmicas de carbón y gas, en beneficio de los ciclos combinados, como ya ocurriera en los meses previos.

En línea con el aumento de producción renovable respecto al mes anterior, y en un contexto de menor demanda (12,1% inferior en febrero respecto a enero), el precio de mercado spot en el mes de febrero de 2020 disminuyó 5,23 €/MWh respecto al registrado en enero de 2020.

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

	feb-20	ene-20	feb-19	% Var. feb-20 vs. ene-20	% Var. feb-20 vs. feb-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,06	3,96	2,64	-22,6%	15,9%	25,87	10,4%	7,03	16,5%
Nuclear	4,87	5,28	4,77	-7,7%	2,2%	55,92	22,4%	10,15	23,8%
Carbón	0,84	0,89	2,27	-5,8%	-63,0%	10,84	4,3%	1,73	4,1%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,40	3,29	2,43	-27,1%	-1,3%	51,36	20,6%	5,68	13,3%
Eólica	4,18	4,62	3,67	-9,5%	13,8%	52,79	21,2%	8,80	20,6%
Solar fotovoltaica	0,93	0,59	0,59	57,1%	57,6%	8,84	3,5%	1,53	3,6%
Solar térmica	0,25	0,11	0,29	132,7%	-12,6%	5,41	2,2%	0,36	0,8%
Otras renovables ⁽²⁾	0,36	0,35	0,29	3,2%	21,1%	3,68	1,5%	0,70	1,6%
Cogeneración	2,25	2,45	2,39	-8,2%	-5,9%	29,55	11,8%	4,69	11,0%
Residuos	0,22	0,22	0,25	0,9%	-12,1%	2,77	1,1%	0,43	1,0%
Total Generación	19,37	21,74	19,58	-10,9%	-1,0%	247,09	99,1%	41,12	96,5%
Consumo en bombeo	-0,38	-0,40	-0,29	-4,7%	32,9%	-3,04	-1,2%	-0,79	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,14	-0,12	-18,1%	-3,4%	-1,69	-0,7%	-0,25	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,05	1,47	1,03	-28,5%	1,9%	7,02	2,8%	2,52	5,9%
Total Demanda transporte	19,93	22,68	20,20	-12,1%	-1,3%	249,37	100,0%	42,60	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

