



**INFORME DE SEGUIMIENTO  
DE MERCADOS A PLAZO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
ESPAÑA (MARZO 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 <sub>2</sub>	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)	46
4.5.	Análisis de los precios spot en España	46

## 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 –OMIP<sup>1</sup>– 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 marzo de 2020 se agudizó la tendencia descendente registrada por el precio medio del mercado de contado en el mes anterior, al disminuir el precio medio un 22,7% respecto al de febrero de 2020 (35,87 €/MWh), situándose en 27,74 €/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 abril de 2020, que se situó en 20,05 €/MWh (-39,2%), seguido del contrato mensual con liquidación en mayo de 2020 y del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2020, cuyas cotizaciones se redujeron un 31,5% y un 28,5%, respectivamente, situándose en 25,05 €/MWh y en 25,70 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones del contrato mensual con vencimiento en junio de 2020 (-19,7%; 30,68 €/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 15,1%, un 14,8%, y un 10,5%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de marzo, en 33,48 €/MWh, 38,28 €/MWh y 41,04 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, a 31 de marzo y en relación al cierre del mes de febrero, la cotización del contrato anual con liquidación en 2021 (39,38 €/MWh) disminuyó un 9,5%, mientras que la cotización del contrato anual con liquidación en 2022 (41,24 €/MWh) se redujo un 7%.

---

<sup>1</sup> 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 MARZO DE 2020				MES DE FEBRERO DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. mar-20 vs. feb-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Apr-20	20,05	34,08	20,00	28,13	33,00	36,18	33,00	35,08	-39,2%
FTB M May-20	25,05	36,59	24,75	31,91	36,59	38,39	36,59	37,44	-31,5%
FTB M Jun-20	30,68	39,51	30,65	35,88	38,23	41,21	38,23	39,85	-19,7%
FTB Q2-20	25,70 (*)	36,50	25,70	32,65	35,95	38,50	35,95	37,46	-28,5%
FTB Q3-20	33,48	40,10	33,00	37,03	39,45	42,15	39,45	40,85	-15,1%
FTB Q4-20	38,28	45,50	37,00	41,03	44,95	47,50	44,95	46,23	-14,8%
FTB Q1-21	41,04	47,00	39,58	43,45	45,86	48,56	45,86	47,30	-10,5%
FTB YR-21	39,38	44,15	38,40	41,25	43,50	45,55	43,50	44,49	-9,5%
FTB YR-22	41,24	45,05	40,40	42,78	44,35	45,30	43,80	44,51	-7,0%

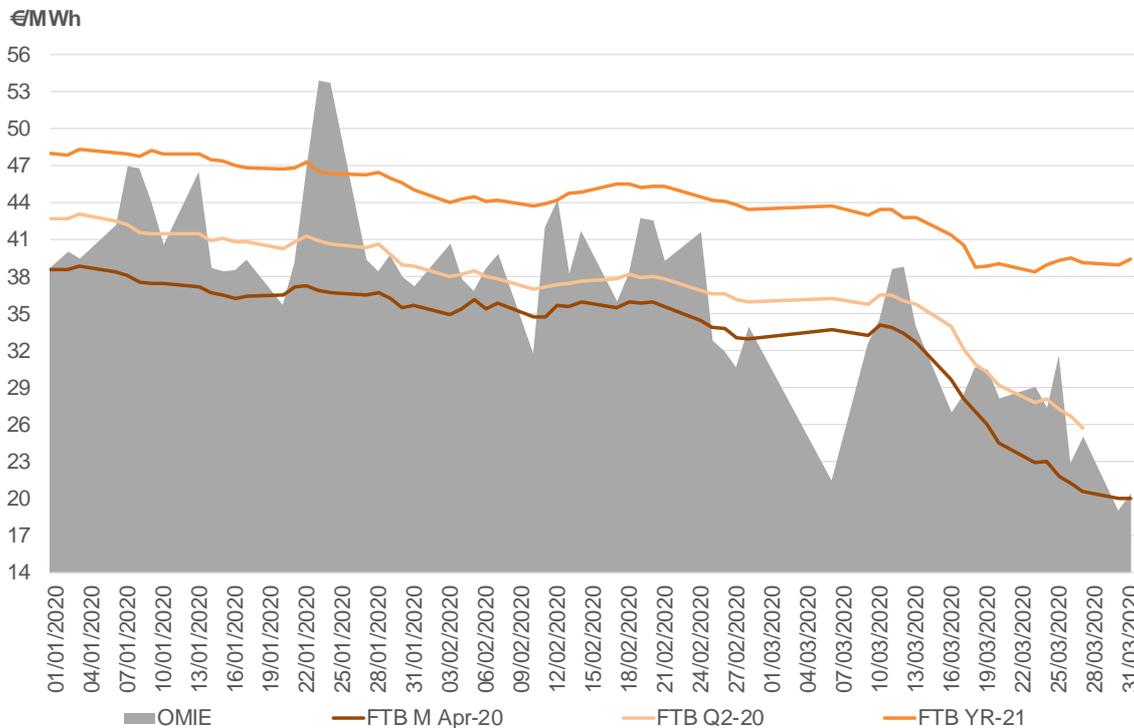
(\*) Cotización a 27 de marzo

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de febrero 28/02/2020 y últimas cotizaciones de marzo a 31/03/2020

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

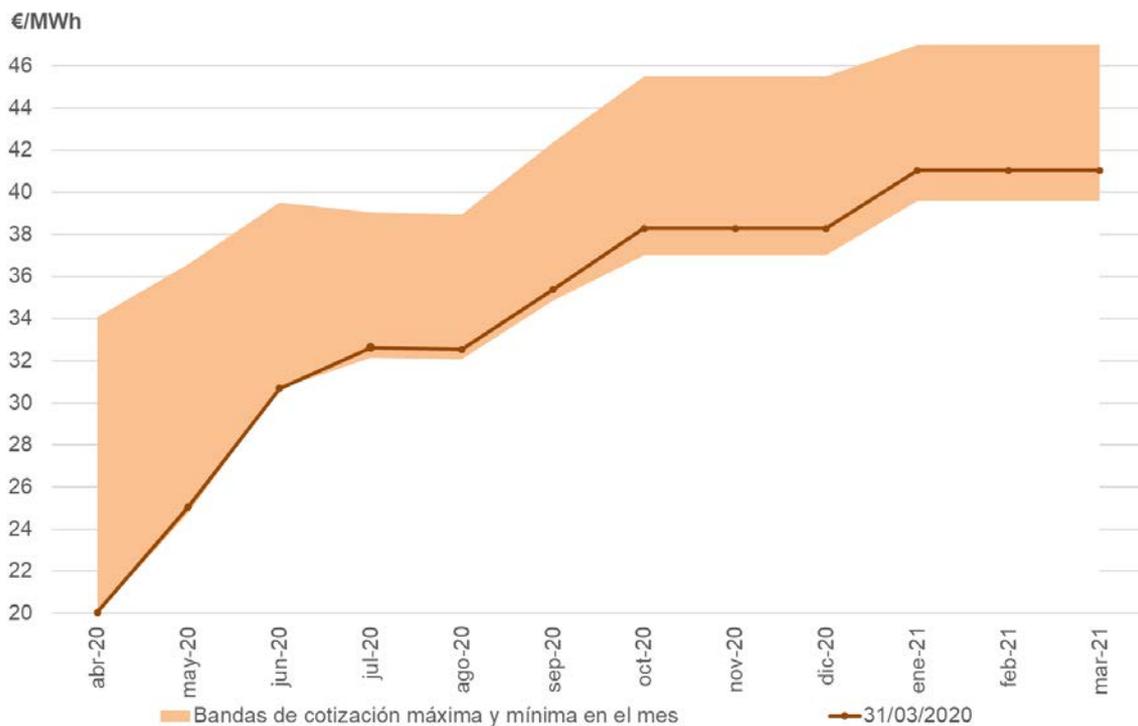
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo del 1 de enero al 31 de marzo de 2020**



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 marzo de 2020. A 31 de marzo, la curva presenta una tendencia ascendente (curva en “contango”<sup>2</sup>), durante todo el periodo, partiendo de 20,05 €/MWh para abril de 2020 y alcanzándose un máximo de 41,04 €/MWh para el primer trimestre de 2021.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de marzo, el precio medio del mercado diario (27,74 €/MWh) fue un 22,7% inferior al registrado en el mes anterior (35,87 €/MWh).

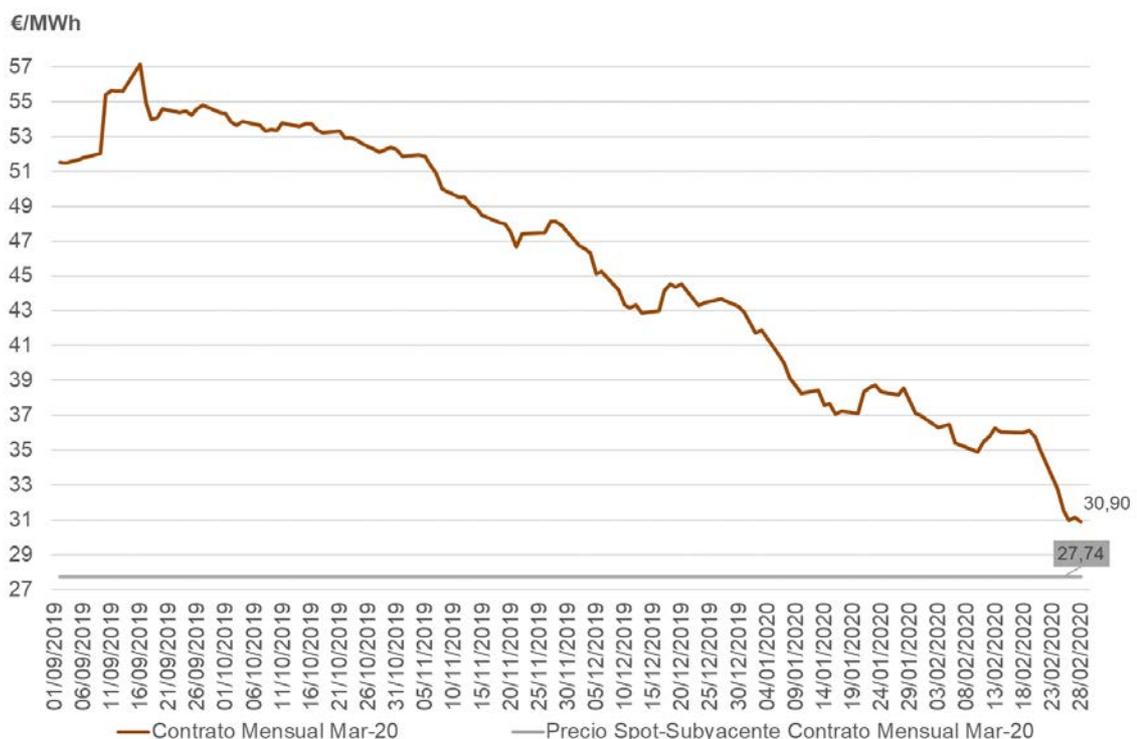
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en marzo de 2020 (de 28 de febrero de 2020) anticipaba un precio medio del mercado diario de 30,90 €/MWh para dicho mes, un 11,4% superior al precio spot finalmente registrado (27,74 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>3</sup>, se alcanzaron el 16 de septiembre de 2019 (máxima de 57,16 €/MWh) y el 28 de febrero de 2020 (mínima de 30,90 €/MWh), con un diferencial máximo de cotización del contrato de 26,26 €/MWh.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Del 1 de septiembre de 2019 al 28 de febrero de 2020.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de marzo (27,74 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de marzo de 2020 durante todo el periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de septiembre de 2019 hasta el 28 de febrero de 2020). Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post del contrato mensual de marzo 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 marzo de 2020 en OMIP vs. precio spot de marzo de 2020. Periodo del 1 de septiembre de 2019 al 28 de febrero de 2020**



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en abril de 2020, a 31 de marzo, anticipa un precio medio del mercado diario en abril de 20,05 €/MWh.

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

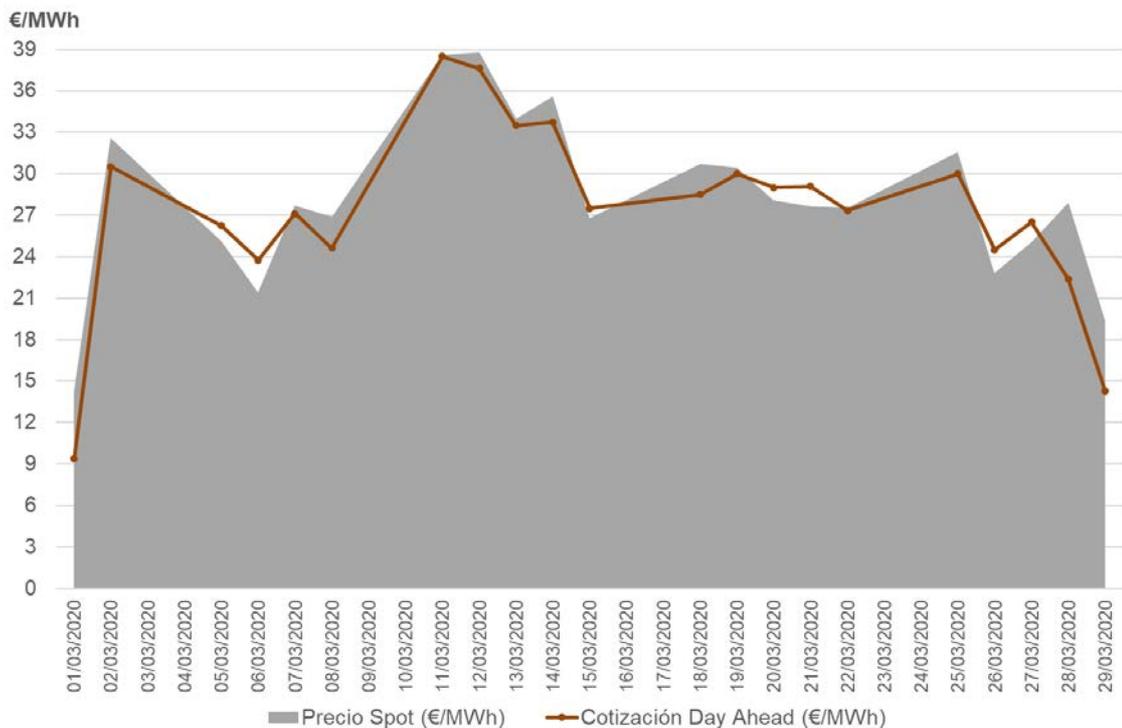
En marzo de 2020 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en marzo de 2020 (27,34 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en marzo de 2020 (considerando los precios con liquidación de miércoles a

domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>4</sup>) que se situó en 28,24 €/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 marzo de 2020 fue negativa (-0,90 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de marzo de 2020, la máxima prima de riesgo ex post<sup>5</sup> de los contratos *day-ahead* se registró el día 28 (-5,53 €/MWh).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

<sup>4</sup> Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

<sup>5</sup> 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 EEX<sup>6</sup>– 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 febrero y marzo de 2020<sup>7</sup>.

En el mes de marzo de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 28,6 TWh, un 33,7% superior al volumen negociado el mes anterior (21,4 TWh), y un 66,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,2 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.

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 5,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en marzo de 2020, frente al 7,0% del mes de febrero.

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 marzo de 2020 (28,6 TWh) representó el 144,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,8 TWh<sup>8</sup>), 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 marzo 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 Clearing<sup>9</sup> y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX<sup>10</sup>) aumentó un 35,3% respecto al volumen registrado el mes anterior, debido principalmente al aumento del volumen registrado en ECC (+42,6%). El volumen registrado (28,4 TWh) ha sido superior al volumen OTC remitido por las agencias de intermediación (27,1 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%).

---

<sup>8</sup> En marzo de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (17,2 TWh) representó el 82,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,8 TWh).

<sup>9</sup> El 21 de marzo de 2011 se registró la primera operación en BME Clearing.

<sup>10</sup> 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 marzo 2020	Mes anterior febrero 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
<b>OMIP</b>	542	713	-23,9%	1.887	7.402	2,7%	3,4%
<b>EEX</b>	981	786	24,8%	2.779	5.818	3,9%	2,7%
<b>OTC</b>	27.105	19.911	36,1%	65.797	202.024	93,4%	93,9%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>28.426</b>	<b>21.010</b>	<b>35,3%</b>	<b>68.792</b>	<b>197.266</b>	<b>97,6%</b>	<b>91,6%</b>
<i>OMIClear</i>	2.082	1.864	11,7%	6.269	25.799	8,9%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	4.910	4.115	19,3%	11.192	26.398	15,9%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	21.434	15.030	42,6%	51.331	145.069	72,8%	67,4%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>28.628</b>	<b>21.409</b>	<b>33,7%</b>	<b>70.463</b>	<b>215.243</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

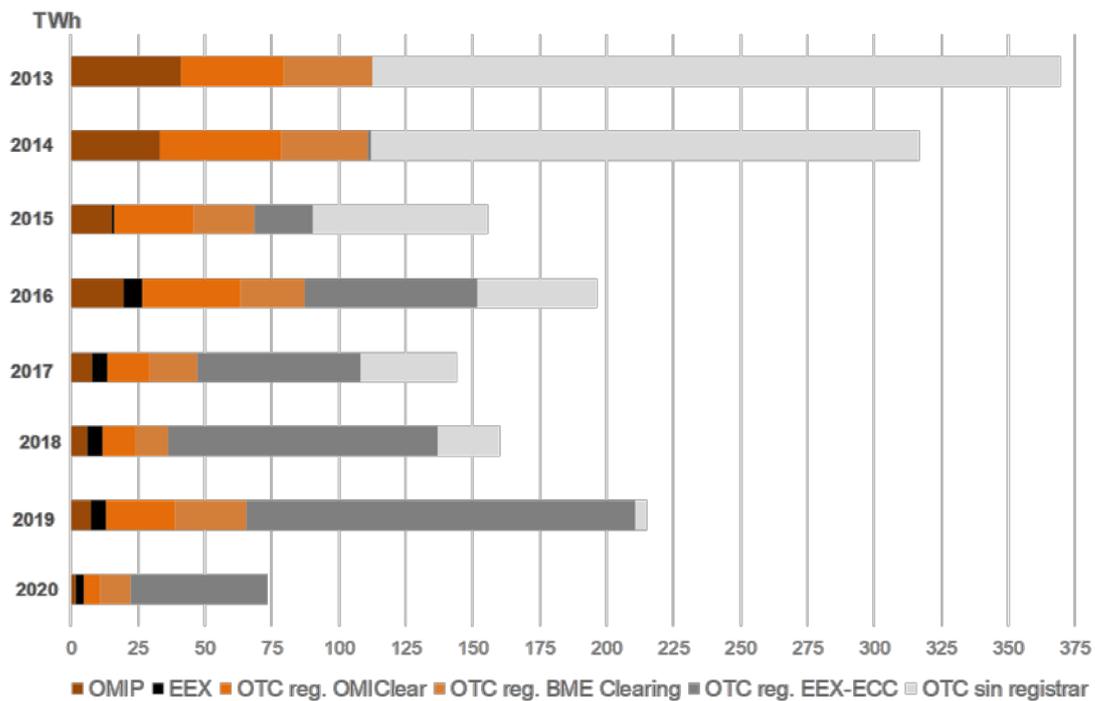
\*\* El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

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

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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de marzo 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.

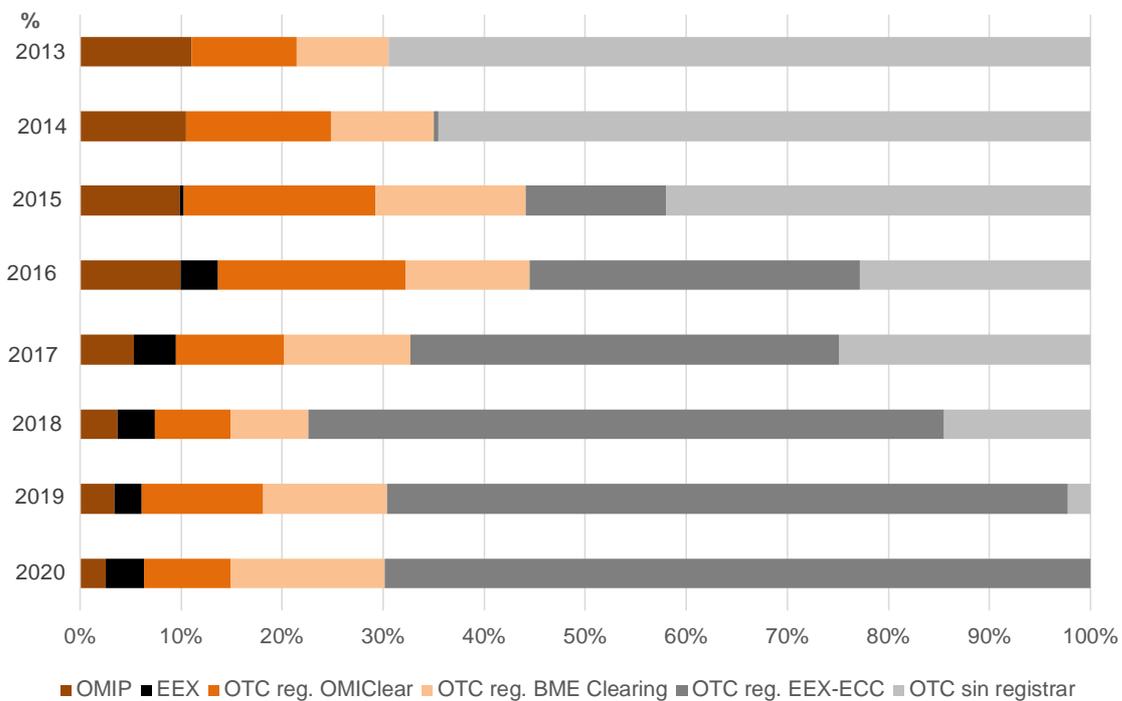
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2013 a marzo de 2020**



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 marzo de 2020, al igual que en los meses de anteriores, todo el volumen OTC negociado se ha registrado para su compensación y liquidación en las CCPs.

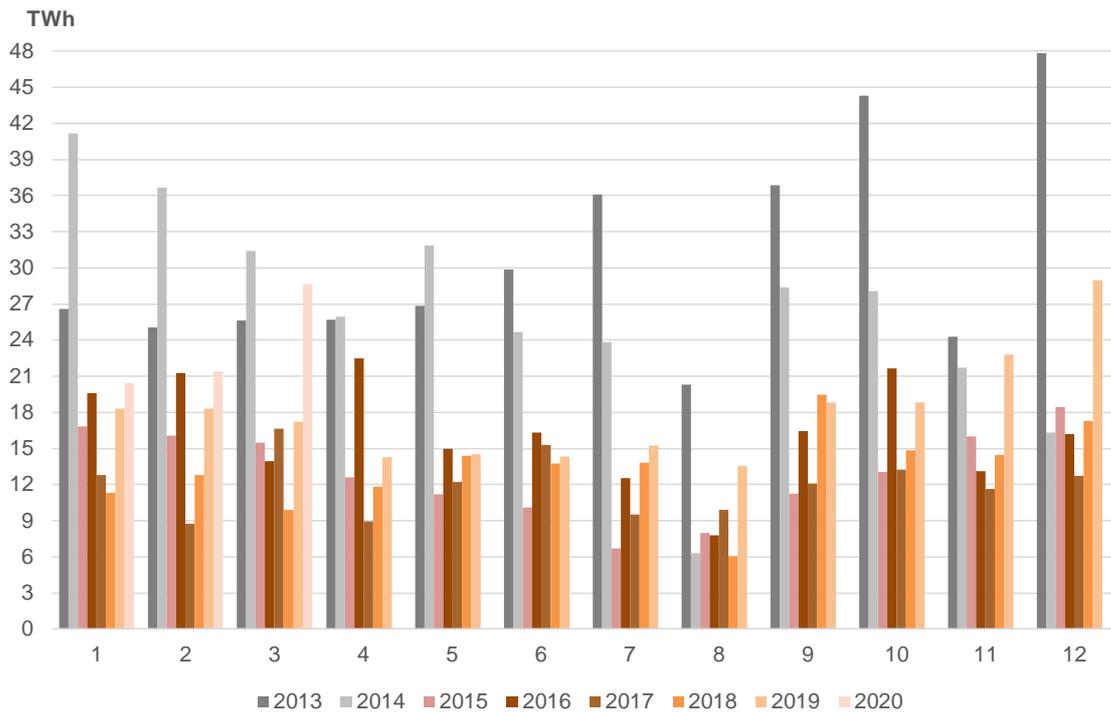
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2013 a marzo de 2020**



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 marzo de 2020. En el mes de marzo de 2020 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 28,6 TWh, un 66,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,2 TWh en marzo de 2019).

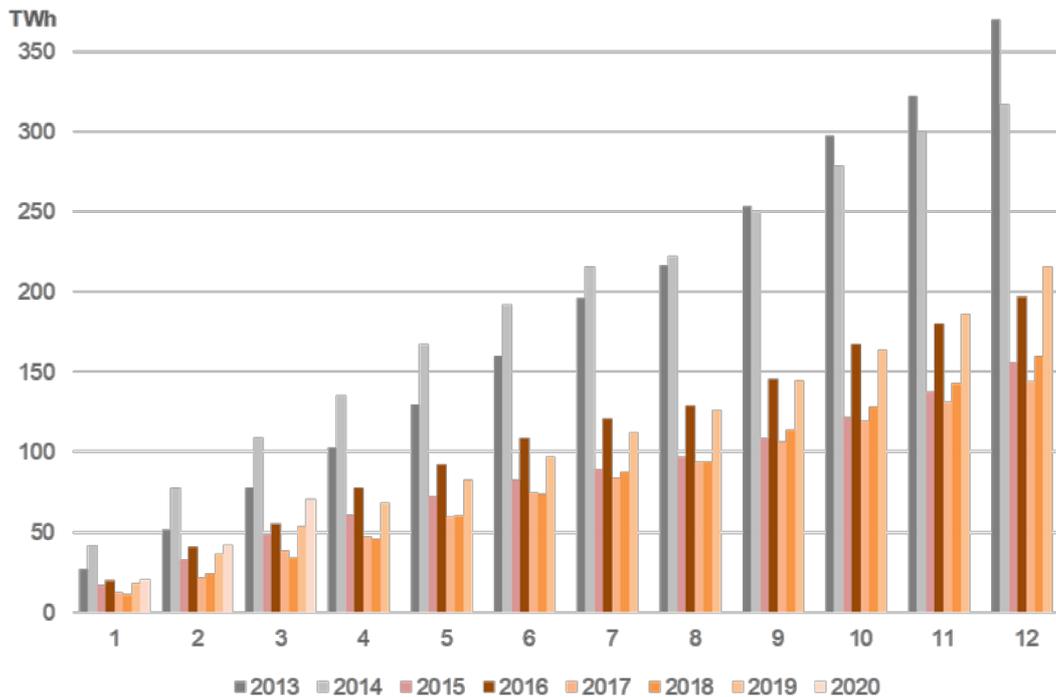
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a marzo de 2020**



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 marzo 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 febrero y marzo 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 marzo de 2018 y marzo 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 marzo 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 94,7% (27,1 TWh), superior al porcentaje

obtenido para el mes de febrero (93,9%), con un volumen de negociación sobre dichos contratos de 20,1 TWh<sup>11</sup>.

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 5,3% (1,5 TWh), siendo superior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (6,1%), con un volumen de 1,3 TWh<sup>12</sup>. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en marzo de 2020 a 2.035 MW (7,6% de la demanda horaria media de dicho mes, 26.651 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en marzo fue el contrato con liquidación semanal, con el 69,7% (1,1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,5 TWh)<sup>13</sup>, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 25,2% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En marzo de 2020 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 44,6% (12,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (27,1 TWh)<sup>14</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 43,3% (11,7 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 marzo ascendió a 9,3 TWh (76,8% 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 1,8 TWh (15,1% de los contratos anuales negociados). En el mes de marzo también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2023), cuatro años vista (Cal+4: 2024), cinco años vista (Cal+5: 2025) y seis años vista (Cal+6: 2026) con un volumen total de 1,0 TWh (8,1% del volumen total de contratos anuales negociados en marzo 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

---

<sup>11</sup> En marzo de 2019 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 91,3% (15,7 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

<sup>12</sup> En marzo 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 8,7% (1,5 TWh).

<sup>13</sup> En el mes de febrero de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (68,3%; 0,9 TWh).

<sup>14</sup> En el mes de febrero de 2020 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (34,5%; 6,9 TWh).

(204 TWh), superior a dicho porcentaje en 2018 (92,7%). Por su parte, el 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).

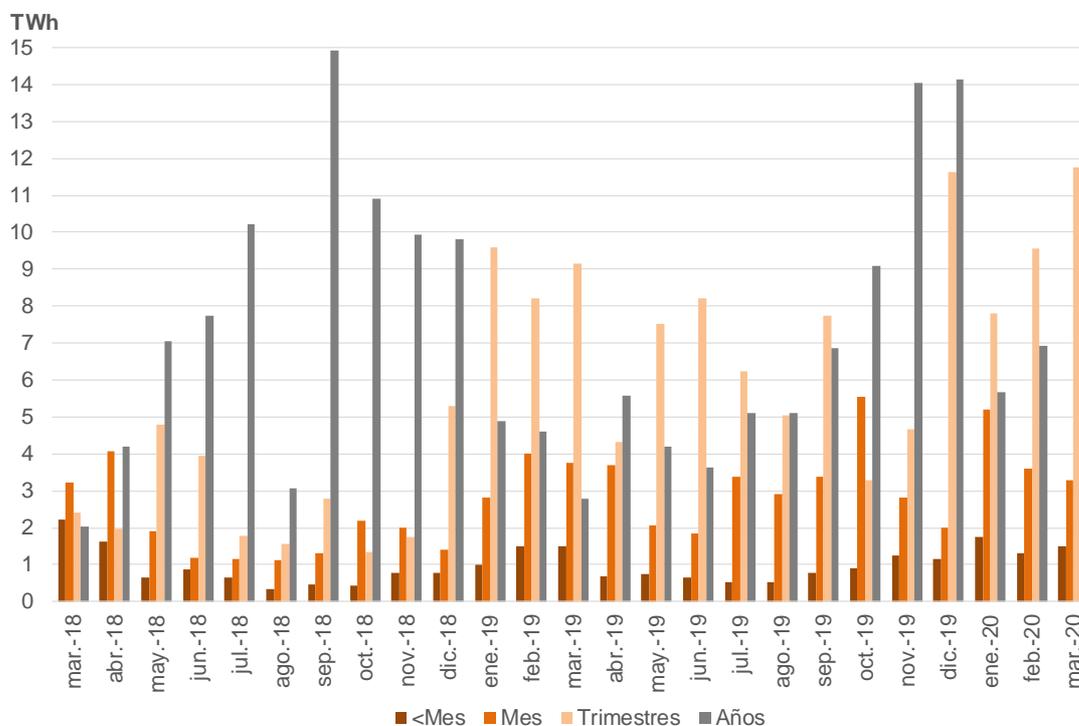
En 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. Los contratos más negociados en 2018 fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total 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 marzo-20	Mes anterior febrero-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	381	317	20,0%	1.317	28,7%	4.830	42,8%
Fin de semana	77	100	-22,9%	317	6,9%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	1.054	897	16,7%	2.951	64,4%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.512</b>	<b>1.314</b>	<b>15,0%</b>	<b>4.585</b>	<b>6,5%</b>	<b>11.287</b>	<b>5,2%</b>
Mensual	3.295	3.610	-8,7%	12.098	18,4%	38.275	18,8%
Trimestral	11.739	9.546	23,0%	29.092	44,2%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	12.081	6.938	74,1%	24.688	37,5%	80.093	39,3%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>27.116</b>	<b>20.095</b>	<b>34,9%</b>	<b>65.878</b>	<b>93,5%</b>	<b>203.956</b>	<b>94,8%</b>
<b>Total</b>	<b>28.628</b>	<b>21.409</b>	<b>33,7%</b>	<b>70.463</b>	<b>100%</b>	<b>215.243</b>	<b>100%</b>

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

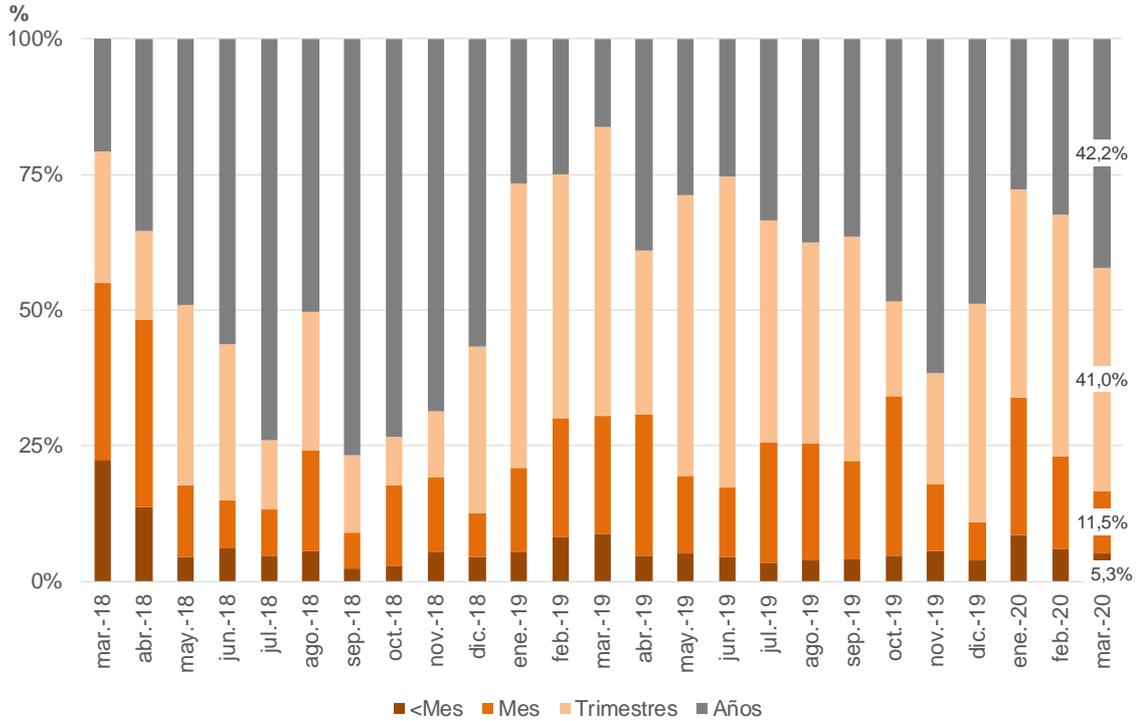
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
**Periodo: marzo de 2018 a marzo de 2020**



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: marzo 2018 a marzo 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

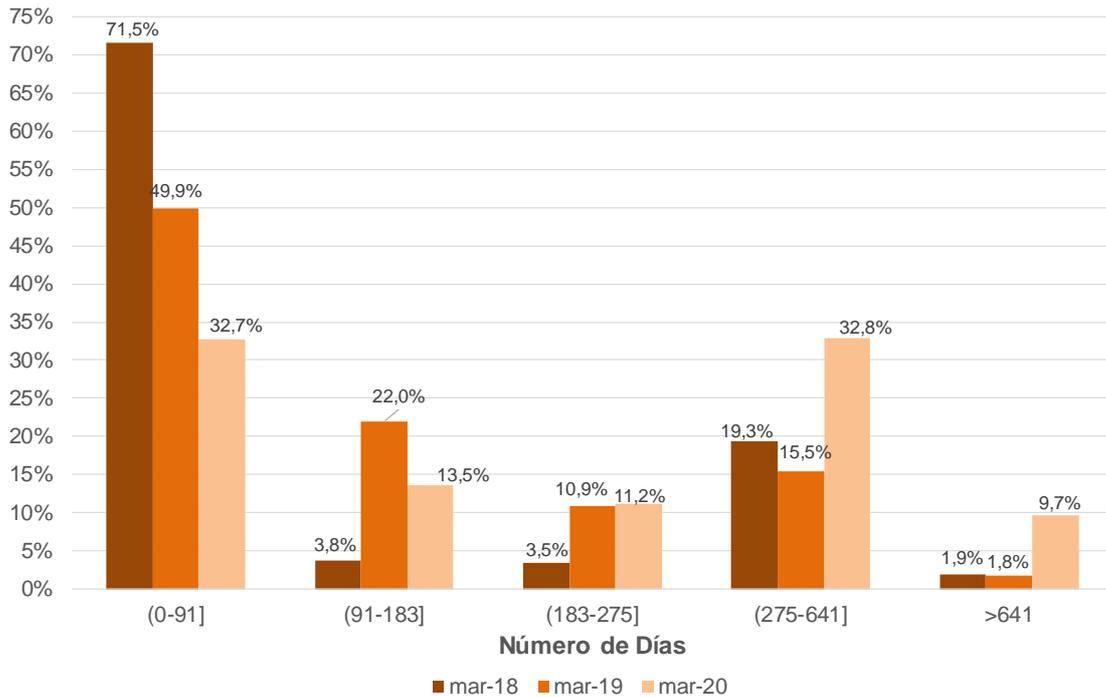
En marzo de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en el año 2021 (principalmente contratos Cal+1) con el 32,8% del volumen negociado en marzo, seguidos de los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2020, con el 32,7% del volumen total negociado en marzo (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en marzo de 2020 con liquidación en el tercer trimestre de 2020 ascendió a 3,88 TWh (13,5% del volumen total negociado en marzo), mientras que el volumen de los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2020 ascendió a 3,20 TWh (11,2% del volumen total negociado en marzo).

Por su parte, el volumen de contratos con liquidación en 2022 (contrato Cal+2), en 2023 (contrato Cal+3), en 2024 (contrato Cal+4), en 2025 (contrato Cal+5) y

en 2026 (contrato Cal+6) ascendió a 2,78 TWh y acaparó el 9,7% del volumen total negociado en el mes de marzo de 2020.

**Gráfico 11. Volumen negociado en marzo (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 31 de marzo, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en marzo de 2020<sup>15</sup> se situó en torno a 18.011 GWh, un 12,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2020 (15.983 GWh), y un 43,6% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2019 (12.547 GWh).

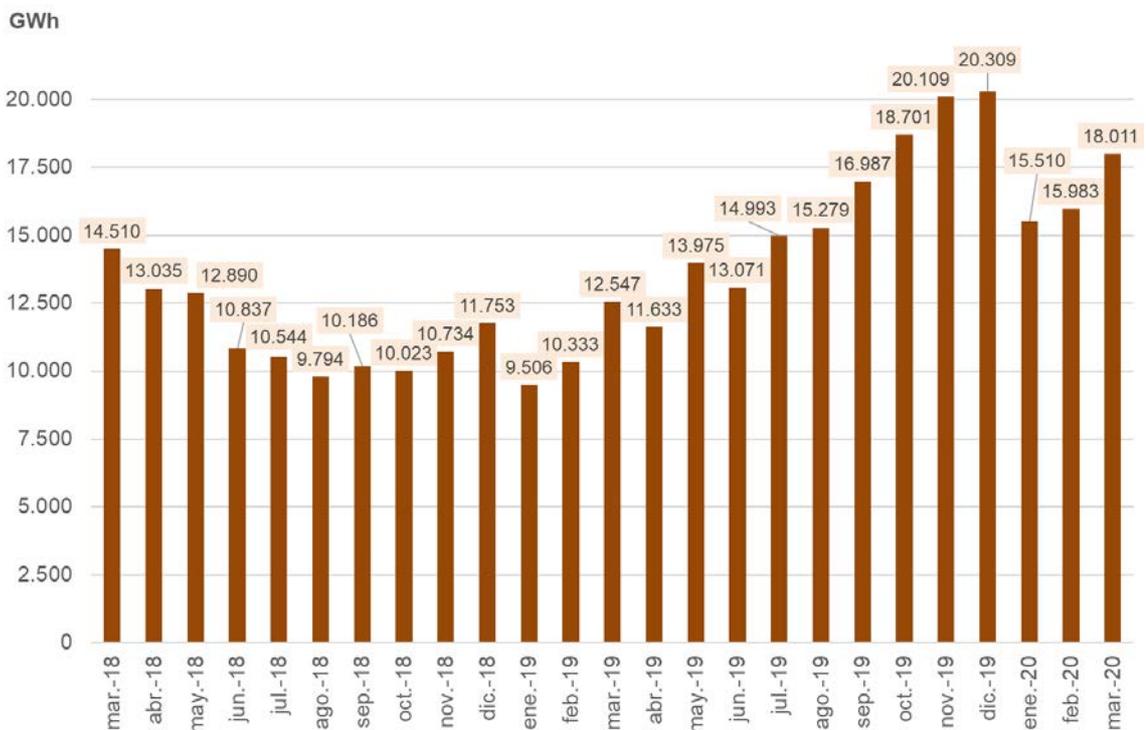
<sup>15</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2020: mensual mar-20, trimestral Q1-20, anual YR-20, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en marzo de 2020, el 91,6% (16.499 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual mar-20, trimestral Q1-20 y anual 2020), mientras que el 8,4% restante (1.512 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 marzo de 2020 (18.011 GWh) representó el 90,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.828 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: marzo de 2018 a marzo 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 liquidación<sup>16</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en marzo de 2020 (mensual mar-20, trimestral Q1-20 y anual 2020) se situó en 22.206 MW, un 5,4% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2020 (21.075 MW) y un 49,4% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de marzo de 2019 (14.861 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de marzo de 2020 (22.206 MW) representó el 83,3% de la demanda horaria media de dicho mes (26.651 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 mes<sup>17</sup> de marzo de 2020 ascendió a 24.813 MW, superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días de dicho mes (22.206 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 12,8% (3.176 MW) del volumen total registrado (24.813 MW) se registró en OMIClear<sup>18</sup> (véase Gráfico 14), el 9,8% (2.443 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 77,4% (19.194 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.

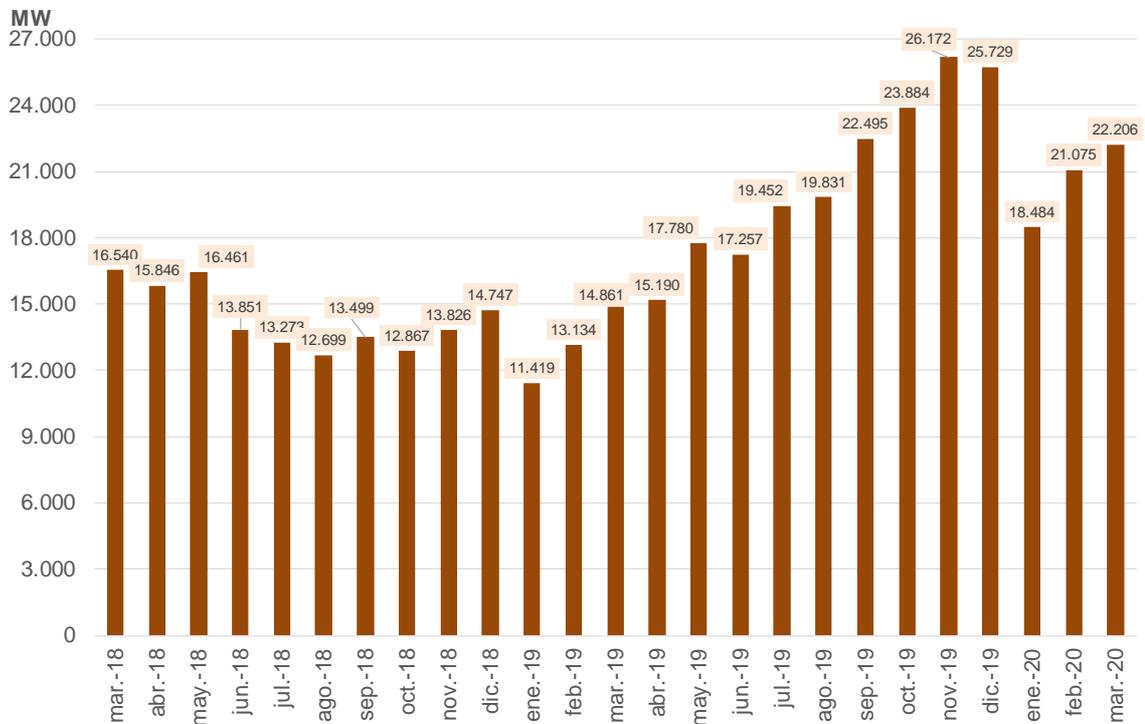
---

<sup>16</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

<sup>17</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

<sup>18</sup> 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: marzo de 2018 a marzo 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.

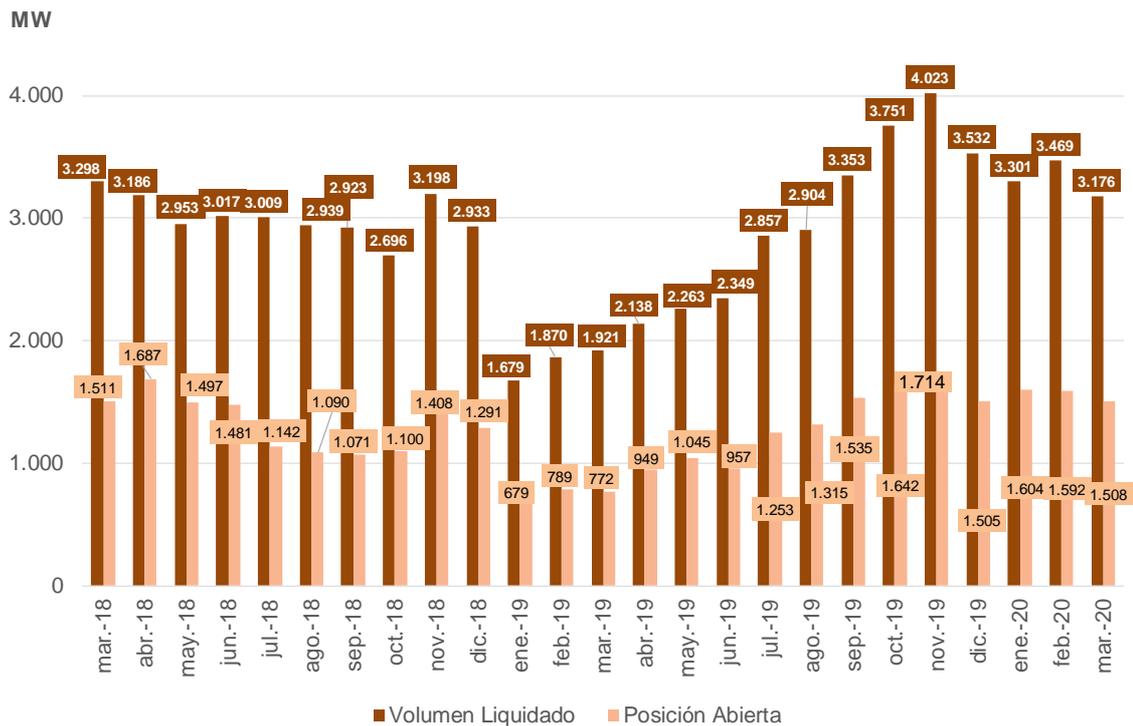
En este sentido, de los 3.176 MW con liquidación en marzo de 2020 que se registraron en OMIClear, el 52,5% (1.668 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,5% restante (1.508 MW) quedaron abiertas<sup>19</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 52,5% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>20</sup> (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en marzo de 2020.

<sup>19</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>20</sup> 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 abierta<sup>21</sup> (MW)\*  
Periodo: marzo de 2018 a marzo 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 Clearing<sup>22</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

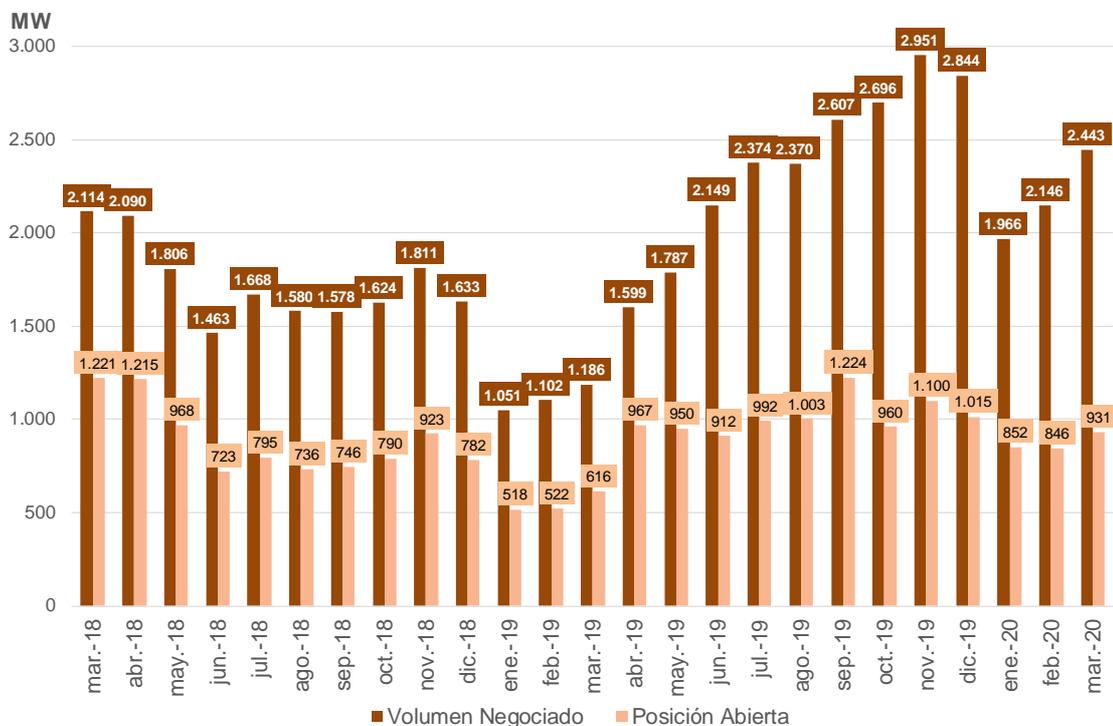
<sup>21</sup> Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto,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

<sup>22</sup> 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 marzo de 2020 (24.813 MW), el 9,8% (2.443 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 61,9% (1.512 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 38,1% restante (931 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 abierta<sup>23</sup> (MW)\***  
**Periodo: marzo de 2018 a marzo de 2020**



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

<sup>23</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. 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-ECC<sup>24</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

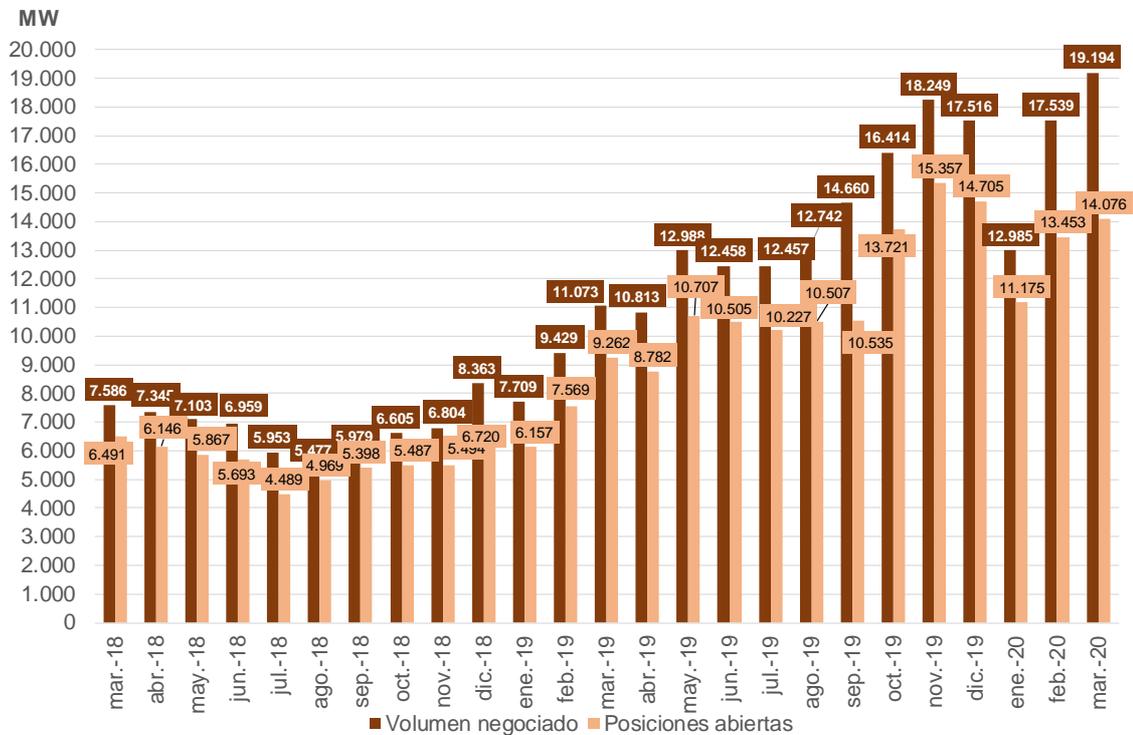
Del volumen total registrado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2020 (24.813 MW), el 77,4% (19.194 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 26,7% (5.118 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 73,3% restante (14.076 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).

---

<sup>24</sup> 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 abierta<sup>25</sup> (MW)\***  
**Periodo: marzo de 2018 a marzo 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.

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

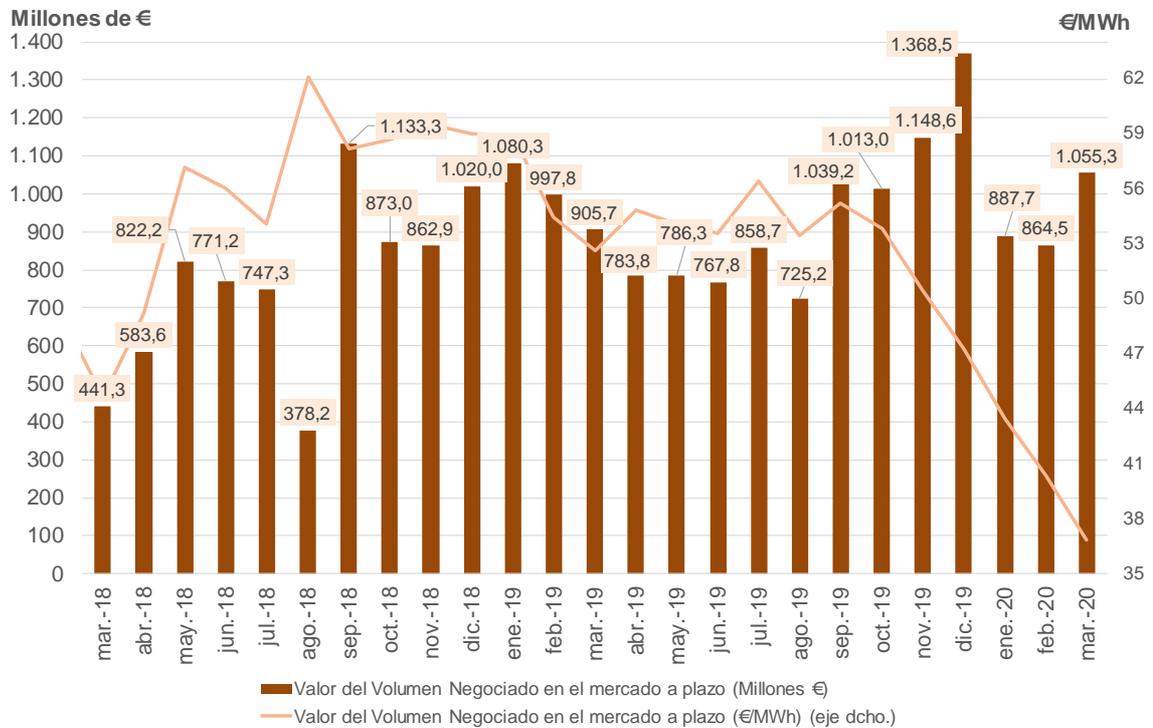
A continuación, se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 marzo de 2020 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (28,6 TWh) fue de 1.055,3 millones de euros, un 22,1% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (864,4 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en marzo de 2020, en dichos mercados, fue 36,86 €/MWh, un 8,7% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (40,38 €/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: marzo de 2018 a marzo 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 31 de marzo de 2020, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en marzo de 2020<sup>26</sup> (18.011 GWh), bajo

<sup>26</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2020: mensual mar-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 marzo de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 259,7 millones de €<sup>27</sup>; un 13,5% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en febrero de 2020 negociados en dichos mercados (228,9 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en marzo de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,16 €/MWh, superior en 13,83 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de marzo de 2020 (32,32 €/MWh)<sup>28</sup>. 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 marzo de 2020 (mensual mar-20, trimestral Q1-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,96 €/MWh, fue superior en 15,11 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de marzo de 2020 (32,85 €/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 34,90 €/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 marzo de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 26,42 €/MWh, inferior en 0,12 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de marzo de 2020 (26,53 €/MWh).

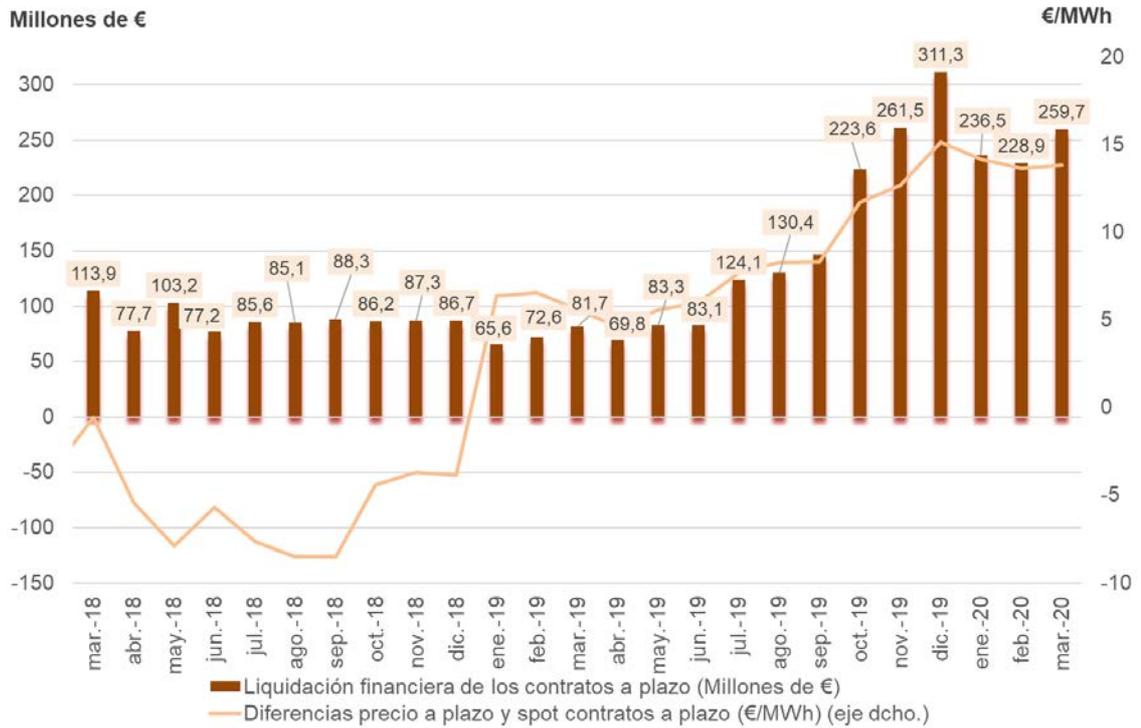
El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019, ponderado por el volumen liquidado en 2019 (177.442 GWh), ascendió a 55,42 €/MWh, superior en 8,22 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre 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.

---

<sup>27</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

<sup>28</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de marzo provienen del contrato anual 2020, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot del primer trimestre de 2020.

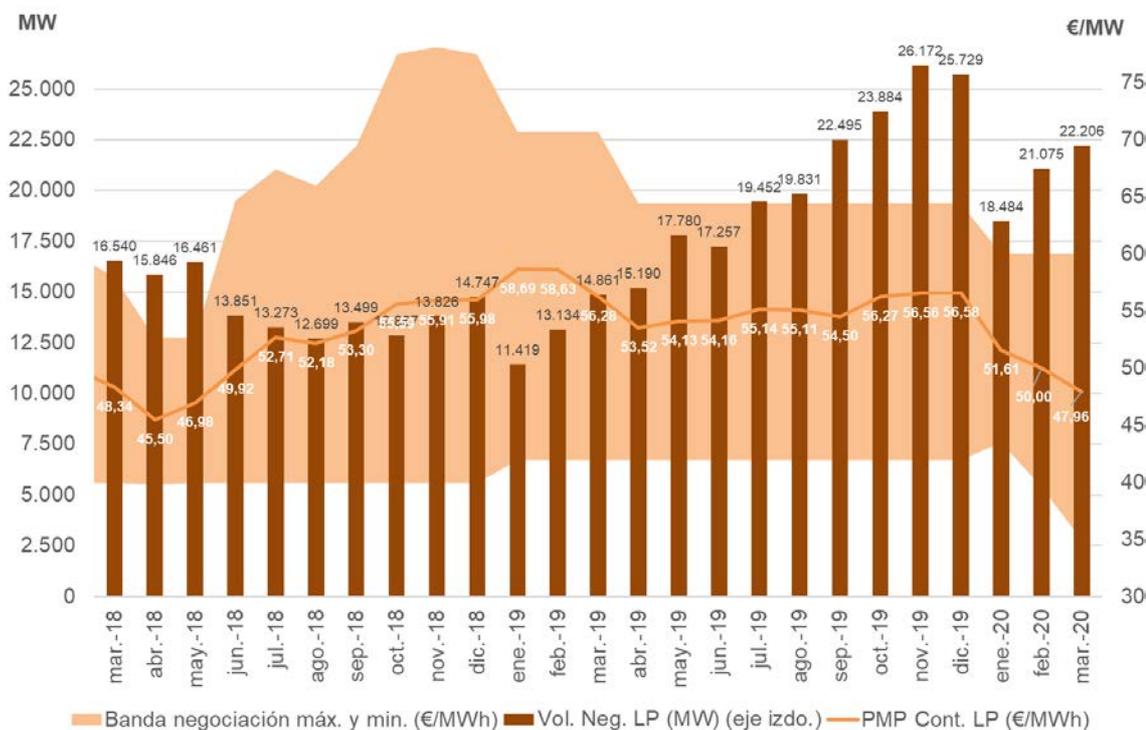
**Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de marzo de 2020**  
**Periodo: de marzo de 2018 a marzo de 2020**



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: marzo de 2018 a marzo 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 CO<sub>2</sub> 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 marzo de 2020, en un contexto de precios de los mercados de contado bajo (inferiores a 30 €/MWh en los tres mercados), 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 febrero de 2020, la cotización del contrato con liquidación en abril de 2020 se redujo un 39,2%, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 40,1% y del 46,0%, respectivamente; por su parte, el contrato con liquidación en mayo de 2020 se redujo un 31,5% en el mercado español, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 32,3% y 38,2%, respectivamente.

El contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2020 se redujo un 28,5% en el mercado español, y los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 33,6% y 36,5%, respectivamente.

Para el resto de contratos analizados, en el mercado francés, el descenso de las cotizaciones osciló entre el 5,3% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 17% del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2020. En el mercado alemán, la caída de precios del resto de los contratos analizados osciló entre el 10,4% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 17,7% del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2020.

En el mercado español, la reducción de las cotizaciones del resto de contratos analizados osciló entre el 9,5% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 15,1% del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2020.

A 31 de marzo de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español descendió hasta los 39,38 €/MWh (-9,5% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (35,65 €/MWh; -10,4%), y ligeramente por debajo de la del contrato equivalente en Francia (39,76 €/MWh; -5,3%).

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

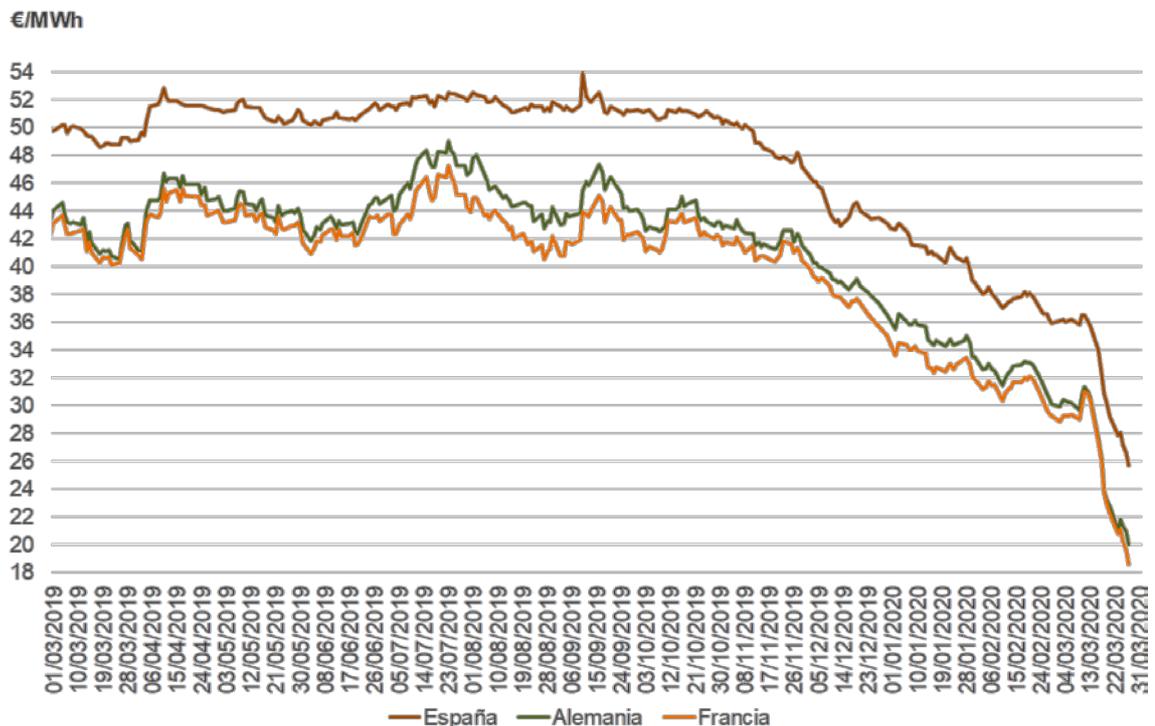
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	marzo-20	febrero-20	% Variación mar. vs. feb.	marzo-20	febrero-20	% Variación mar. vs. feb.	marzo-20	febrero-20	% Variación mar. vs. feb.
abr.-20	20,05	33,00	-39,2%	17,06	28,47	-40,1%	15,31	28,35	-46,0%
may.-20	25,05	36,59	-31,5%	19,79	29,25	-32,3%	17,15	27,77	-38,2%
Q2-20	25,70 (*)	35,95	-28,5%	19,99 (*)	30,12	-33,6%	18,58 (*)	29,25	-36,5%
Q3-20	33,48	39,45	-15,1%	27,63	33,56	-17,7%	26,65	32,10	-17,0%
Q4-20	38,28	44,95	-14,8%	34,45	38,93	-11,5%	42,81	46,38	-7,7%
YR-21	39,38	43,50	-9,5%	35,65	39,79	-10,4%	39,76	42,00	-5,3%

(\*) Cotizaciones a 27/03/2020

Nota: últimas cotizaciones de febrero a 28/02/2020 y últimas cotizaciones de marzo a 31/03/2020.  
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.

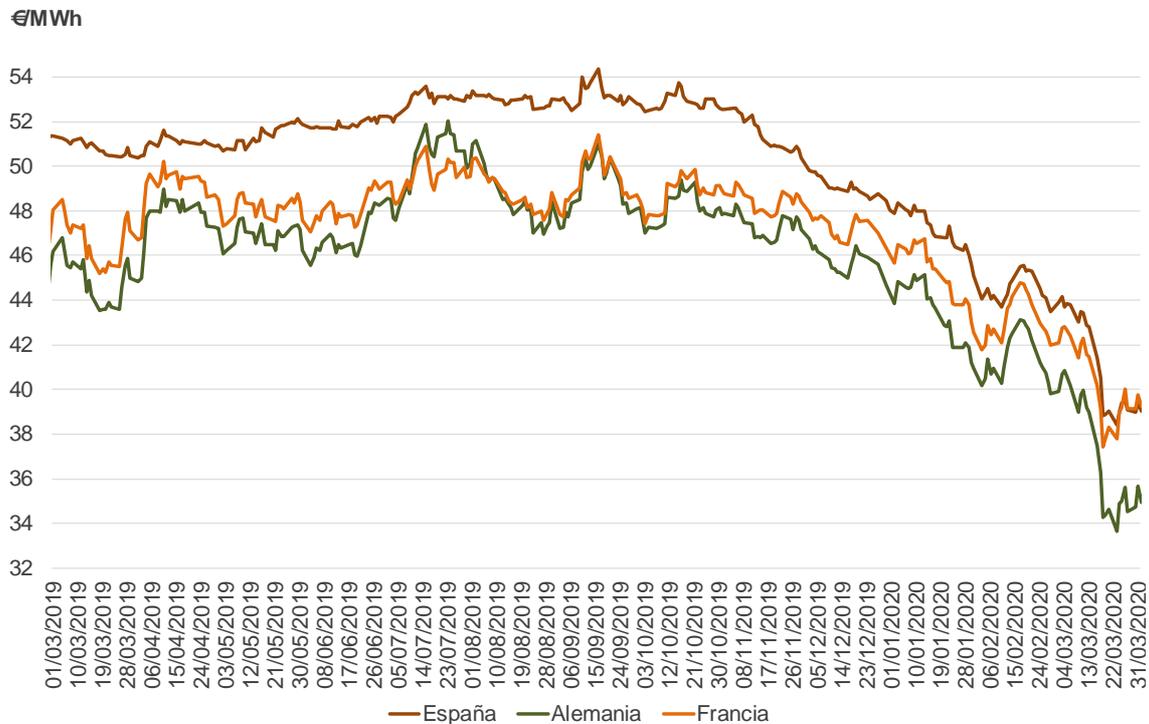
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-20 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 marzo de 2019 a 31 de marzo de 2020**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 marzo de 2019 a 31 de marzo de 2020**



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de marzo de 2020 el precio medio del mercado diario español (27,74 €/MWh) fue un 22,7% inferior al del mes anterior. Mientras que el precio medio del mercado diario alemán ascendió ligeramente hasta situarse en 22,49 €/MWh (+2,6%), disminuyendo el precio del mercado diario francés (-9,2%), para situarse en 23,83 €/MWh. En el mes de marzo, respecto al mes de febrero de 2020, disminuyó en 5,71 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia y en 8,70 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Alemania.

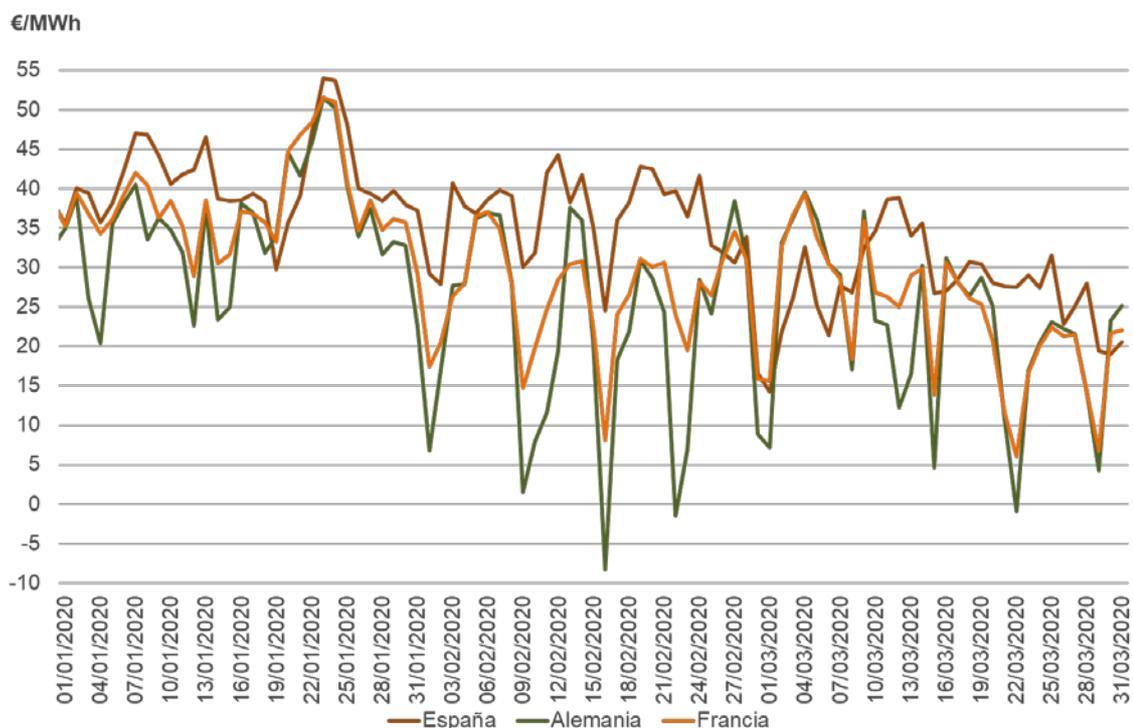
**Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia**

Precios medios	marzo-20	febrero-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	27,74	35,87	-22,7%
Alemania	22,49	21,92	2,6%
Francia	23,83	26,25	-9,2%

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 marzo de 2020, el precio medio diario más bajo se registró el día 22 en el mercado alemán (-0,95 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 4, también en el mercado alemán (39,61 €/MWh). En el mes de marzo de 2020 el porcentaje de acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés fue del 19,9% de las horas del mes, siendo dicho porcentaje superior al de febrero (13,6% de las horas del mes).

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de enero a 31 de marzo 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 OMIClear<sup>29</sup> y en EEX-ECC<sup>30</sup>, por mes de

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

<sup>30</sup> 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 marzo de 2020, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 321.232 GWh en Alemania y 49.179 GWh en Francia, siendo 11,8 y 1,8 veces superiores, respectivamente, al

negociación. El volumen negociado en marzo 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 Austria<sup>31</sup>, registrados en ambas cámaras, ascendió a 321.232 GWh, un 31,6% superior al volumen negociado en el mes anterior (244.034 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 49.179 GWh, un 75,9% superior al volumen negociado el mes anterior (27.954 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).

---

volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (27.116 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

<sup>31</sup> 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: marzo de 2018 a marzo de 2020**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
mar-20	321.232	49.179

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 mensuales<sup>32</sup> con liquidación en los meses de marzo de 2018 a marzo de 2020 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de marzo de 2020, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (3,16 €/MWh, 7,31 €/MWh y 6,72 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en marzo de 2020, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 57,16 €/MWh y 30,90 €/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 27,74 €/MWh) ascendieron a 29,42 €/MWh y a 3,16 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en marzo de 2020 ascendieron a 50,63 €/MWh y a 22,24 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 22,49 €/MWh) se situaron en 28,14 €/MWh y -0,25 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en marzo de 2020 ascendieron a 57,58 €/MWh y a 23,61 €/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 23,83 €/MWh), se situaron en 33,75 €/MWh y -0,22 €/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).

---

<sup>32</sup> 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 marzo de 2018 a marzo 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
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
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72

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 CO<sub>2</sub>

En el mes de marzo de 2020, se agudizó la tendencia descendente en los precios spot y en las cotizaciones de los contratos a plazo de las cotizaciones de todas las referencias spot y a plazo del Brent, del gas (NBP, MIBGAS, PVB y PEG), así como los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, las referencias del carbón (ICE ARA) con entrega en abril de 2020 y en el segundo trimestre de 2020 mostraron una tendencia ascendente respecto a febrero de 2020.

La mayor caída de precio fue la registrada por el valor spot del Brent, que con una bajada del 65% se situó a 31 de marzo en 17,68 \$/Bbl. Asimismo, el resto de referencias del Brent también mostraron una tendencia descendente, al igual que el mes anterior, con descensos del 55% en el contrato a un mes y del 23,3% en el contrato a plazo con entrega a doce meses, hasta situarse, al cierre de mes, en 22,74 \$/Bbl y 38,91 \$/Bbl, respectivamente.

El segundo mayor descenso en las cotizaciones del mes de marzo fue el contabilizado por la referencia del gas natural spot en NBP, que disminuyó 31,1% respecto al mes de febrero, situándose en 5,90 £/MWh; del mismo modo descendieron las cotizaciones de los contratos trimestrales de gas natural en este hub un 23,4% (Q2-20), un 17% (Q3-20) y un 10,4% (Q4-20). Así, las cotizaciones de los contratos Q2-20, Q3-20 y Q4-20, se situaron al cierre de mes en 5,76 £/MWh, 6,59 £/MWh y 9,93 £/MWh, respectivamente.

La cotización PVB-ES a un mes<sup>33</sup> disminuyó también un 26,9% respecto al mes de febrero, situándose en 6,65 €/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 (-16,3%) y en PEG (-21,4%), que cerraron a 7,31 y a 7,15 €/MWh, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> con entrega en diciembre de 2020 y diciembre de 2021 disminuyeron un 25,1% y 24,2%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de marzo en valores de 17,68 €/tCO<sub>2</sub> y 18,03 €/tCO<sub>2</sub>

Por el contrario, aumentaron las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en abril (3,9%) y en el segundo trimestre de 2020 (3,2%), mientras que disminuyó la del año 2021 (-3,3%), situándose a cierre del mes en 49,30 \$/t, 50 \$/t y 55,18 \$/t, respectivamente.

---

<sup>33</sup> Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al mes siguiente.

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

	Cotizaciones en Mar.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Feb.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-mar-20	Mín.	Máx.	28-feb-20	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	17,68	17,68	52,11	50,49	50,49	60,22	-65,0%
Brent entrega a un mes	22,74	22,74	51,90	50,52	50,52	59,31	-55,0%
Brent entrega a doce meses	38,91	35,71	52,41	50,71	50,71	57,43	-23,3%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>NBP en €/MWh</b>							
Gas NBP Spot	5,90	5,90	8,86	8,57	7,15	8,57	-31,1%
Gas NBP entrega Q2-20	5,76 (*)	5,76	8,22	7,52	7,29	8,02	-23,4%
Gas NBP entrega Q3-20	6,59	6,49	8,46	7,94	7,79	8,78	-17,0%
Gas NBP entrega Q4-20	9,93	9,82	11,79	11,08	10,96	12,19	-10,4%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	7,31	8,92	8,92	8,73	8,73	11,00	-16,3%
PVB-ES a un mes	6,65	9,20	9,30	9,10	9,10	9,90	-26,9%
PEG Spot	7,15	7,05	9,28	9,10	8,65	9,70	-21,4%
<b>Carbón ICE ARA API2 \$/t</b>							
Carbón ICE ARA Abr-20	49,30	47,85	54,70	47,45	48,00	53,55	3,9%
Carbón ICE ARA Q2-20	50,00	47,90	54,62	48,47	48,10	53,15	3,2%
Carbón ICE ARA CAL-21	55,18	54,73	58,05	57,04	56,84	61,58	-3,3%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	17,68	15,30	24,10	23,61	23,16	25,71	-25,1%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	18,03	15,71	24,28	23,80	23,34	25,90	-24,2%

(\*) Cotización a 30/03/2020

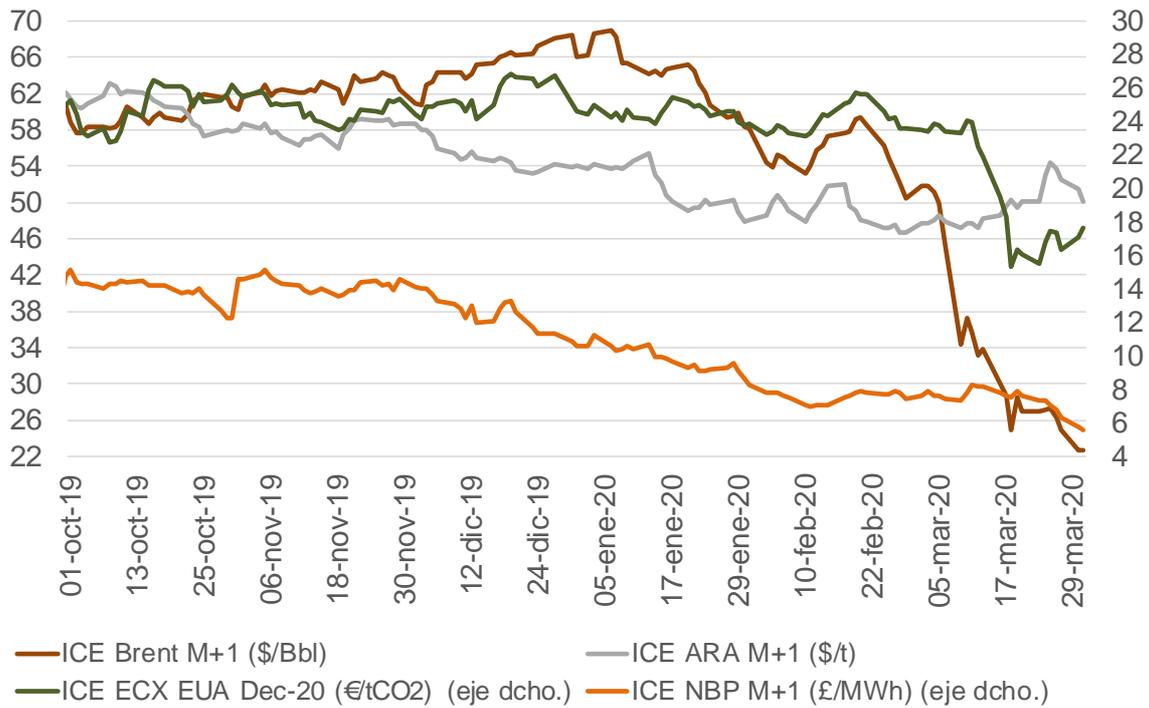
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio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

Nota: cotizaciones de febrero a 28/02/2020 y cotizaciones de marzo a 31/03/2020.

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

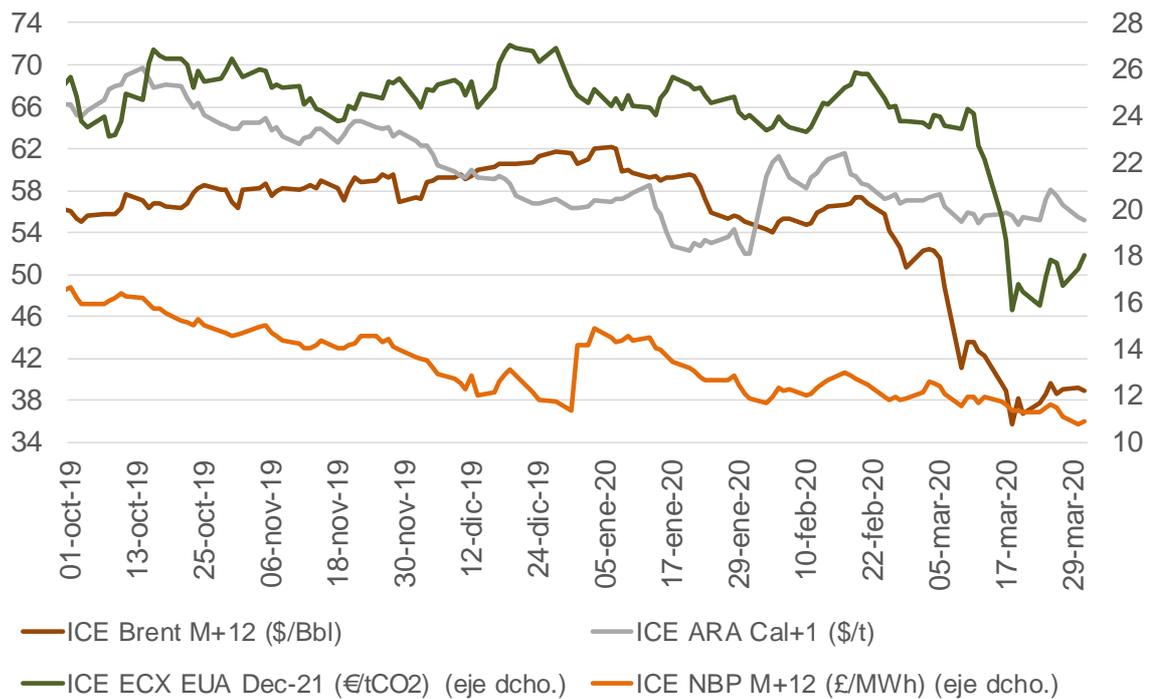
Las tendencias indicadas durante el mes de marzo, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año 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 CO<sub>2</sub>. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de octubre de 2019 a 31 de marzo 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 CO<sub>2</sub>. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de octubre de 2019 a 31 de marzo de 2020**



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

Al cierre del mes de marzo de 2020 (31 de marzo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se situó en 1,10 \$/€, el mismo valor que el registrado el 28 de febrero. Por su parte, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 31 de marzo en 0,89 £/€ frente a 0,85 £/€ a cierre de mes de febrero.

El impacto del coronavirus en la economía mundial es cada vez más evidente, y las estimaciones de crecimiento para este año son inferiores a las inicialmente previstas. A principios de este mes, la OCDE redujo su estimación de crecimiento económico mundial para 2020 entre un 0,5% y un 2,4%. Se espera que la demanda mundial de petróleo se reduzca en 2020 por primera vez en más de una década, debido principalmente a la profunda contracción de la economía China, que representó más del 80% del crecimiento de la demanda mundial de petróleo en 2019, y a la reducción en los viajes y en el comercio mundial. Las medidas de confinamiento para evitar la propagación del virus han dado lugar a reducciones drásticas del transporte nacional e internacional en todo el mundo. Las perspectivas inmediatas para el mercado del petróleo dependerán en última instancia de la rapidez con la que los gobiernos adopten medidas para contener el brote de coronavirus, del éxito de sus esfuerzos y del impacto y duración que la crisis sanitaria mundial finalmente tenga en la actividad económica. En

particular en el primer trimestre, China ha sido la economía que más ha sufrido la crisis sanitaria, con una caída interanual de la demanda de petróleo de 1,8 mb/d debido al cierre de fábricas y a las medidas de confinamiento a gran escala. En el segundo trimestre, a medida que mejore la situación en China, se espera que la demanda se deteriore en otras grandes economías, como Japón, Europa y Estados Unidos. Para el conjunto de 2020, la magnitud de la caída en el primer semestre conducirá a una disminución de la demanda mundial de petróleo, siendo la primera caída anual desde 2009.

Al cierre del mes de marzo, la curva a plazo del petróleo Brent (véase Gráfico 25) anticipa unas cotizaciones ascendentes, que oscilan entre 22,74 \$/Bbl en mayo de 2020 a 38,51 \$/Bbl en marzo de 2021.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 31 de marzo, muestra una tendencia alcista en todo el periodo analizado, pasando de una cotización prevista para el mes de abril de 2020 de 49,30 \$/t a una cotización de 55,18 \$/t prevista para 2021.

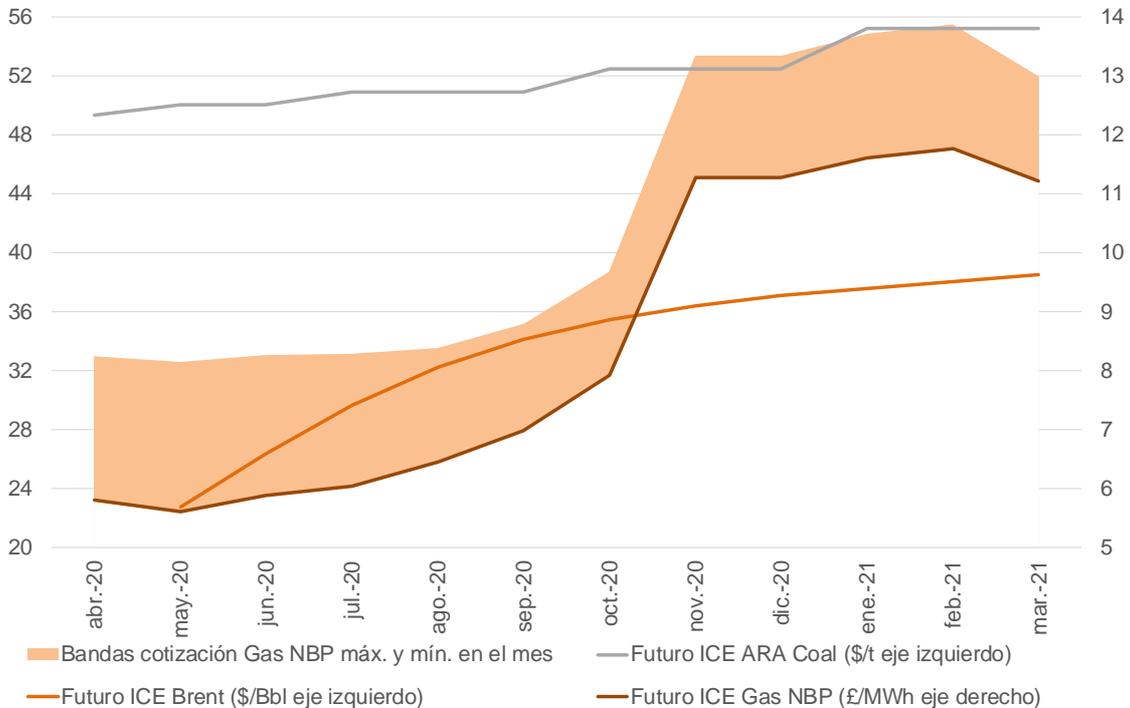
La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de marzo, muestra un descenso (curva en “backwardation<sup>34</sup>”) entre los meses de abril de 2020 (5,80 £/MWh) y mayo de 2020 (5,60 £/MWh), para, a continuación, ascender hasta noviembre de 2020 (11,76 £/MWh) y mantenerse en ese entorno de precio a partir de dicho mes.

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 marzo. La variación de precios mensual (máximo-mínimo) de la curva a plazo del gas natural se cifra en promedio para el mes de marzo en 2,11 £/MWh.

---

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

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de marzo 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 31 de marzo de 2020, el precio spot NBP se situó en 6,66 €/MWh (10,04 €/MWh en el mes anterior), inferior al precio spot en MIBGAS en 7,31 €/MWh (8,73 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 6,65 €/MWh a 31 de marzo de 2020 (9,10 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (31 de marzo) se situó en 7,15 €/MWh (9,10 €/MWh en el mes anterior), inferior al precio spot en MIBGAS en 7,31 €/MWh.

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso<sup>35</sup>, el valor vigente para el primer trimestre de 2020 es de 18,44 €/MWh (10,8% inferior a la referencia anterior), que no variaba desde el segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), al haberse mantenido 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.

<sup>35</sup> 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%.

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

En marzo de 2020 disminuyó el volumen negociado en MIBGAS Derivatives con respecto al mes anterior. En concreto, se negociaron 442,9 GWh con entrega en PVB, un 29,4% inferior al volumen de febrero. Se negociaron 6 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con vencimiento en 2021 (56,9%), con 251.850 MWh a un precio medio ponderado de 13,85 €/MWh, seguido del contrato trimestral Q+1 (29,6%), con 131.040 MWh negociados a un precio medio ponderado de 8,87 €/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]**

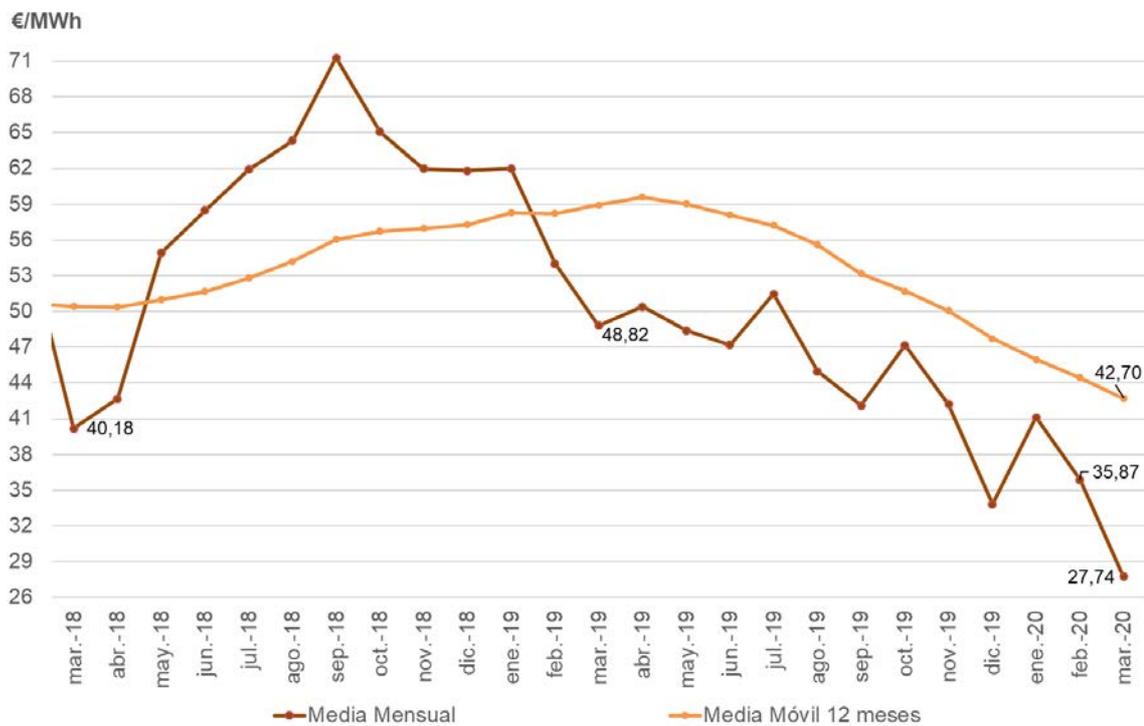
**4.5. Análisis de los precios spot en España**

El Gráfico 27 muestra la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre marzo de 2018 y marzo de 2020. En el mes de marzo de 2020 el precio spot medio mensual se situó en 27,74 €/MWh<sup>36</sup>, un 22,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (35,87 €/MWh), y un 43,2% inferior al precio spot medio registrado en marzo de 2019 (48,82 €/MWh).

---

<sup>36</sup> En marzo de 2020 el precio spot medio portugués se situó en 27,86 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 41 horas de un total de 743 horas (5,5% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio de 0,12 €/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).

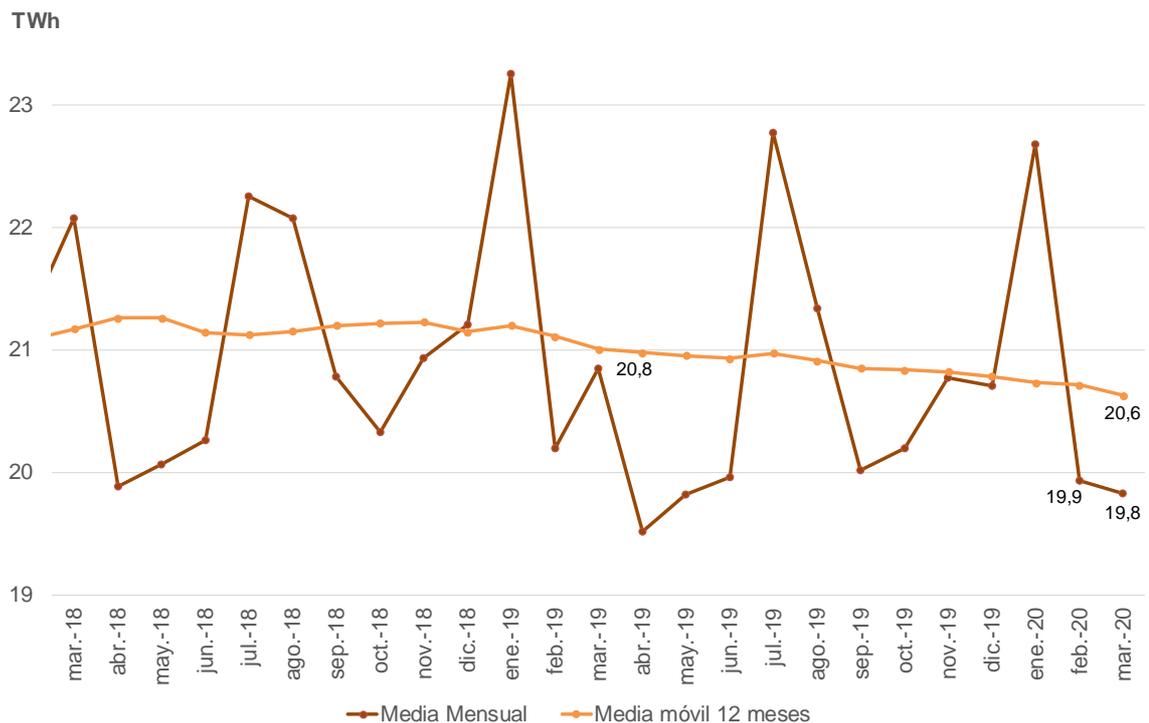
**Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: marzo de 2018 a marzo de 2020**



Fuente: OMIE

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de marzo de 2020, la demanda se cifró en 19,8 TWh, un 0,5% inferior al valor registrado en el mes anterior (19,9 TWh), y un 4,9% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,8 TWh en marzo de 2019). En el mes de marzo de 2020, la demanda fue inferior en un 3,9% a la media móvil anual (20,6 TWh).

**Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: marzo de 2018 a marzo 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 febrero y marzo de 2020, marzo de 2019, así como para el año 2019 y el acumulado del año 2020.

Respecto al mes de marzo de 2019, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-39,9%) y de las centrales de ciclo combinado (-35,9%). Por el contrario, cabe destacar el aumento de las fuentes renovables en la producción: 11,4 puntos porcentuales superior en marzo de 2020 (53,3%) respecto a marzo de 2019 (41,9%).

La participación de fuentes renovables aumentó 9,2 puntos porcentuales en marzo de 2020 (53,3%), respecto a febrero de 2020 (44,1%). En el conjunto del año 2019 el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 38,7%.

En marzo 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 un contexto de aumento de la producción renovable respecto al mes anterior y de menor demanda (la demanda media diaria disminuyó en marzo un 6,9% respecto a febrero), el precio de mercado spot en el mes de marzo de 2020 disminuyó 8,13 €/MWh respecto al registrado en febrero de 2020.

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

	mar-20	feb-20	mar-19	% Var. mar-20 vs. feb-20	% Var. mar-20 vs. mar-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,37	3,06	2,30	9,9%	46,5%	25,87	10,4%	10,39	16,6%
Nuclear	5,16	4,87	5,26	6,0%	-1,9%	55,92	22,4%	15,32	24,5%
Carbón	0,50	0,84	0,83	-40,8%	-39,9%	10,84	4,3%	2,23	3,6%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	1,36	2,40	2,12	-43,3%	-35,9%	51,36	20,6%	7,04	11,3%
Eólica	5,55	4,18	4,88	32,9%	13,9%	52,79	21,2%	14,35	23,0%
Solar fotovoltaica	1,03	0,93	0,76	10,3%	34,9%	8,84	3,5%	2,56	4,1%
Solar térmica	0,25	0,25	0,48	0,8%	-47,9%	5,41	2,2%	0,61	1,0%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,37	0,36	0,32	2,5%	15,1%	3,68	1,5%	1,07	1,7%
Cogeneración	2,26	2,25	2,59	0,4%	-12,8%	29,55	11,8%	6,95	11,1%
Residuos	0,23	0,22	0,27	6,0%	-13,5%	2,77	1,1%	0,66	1,1%
<b>Total Generación</b>	<b>20,07</b>	<b>19,37</b>	<b>19,82</b>	<b>3,6%</b>	<b>1,3%</b>	<b>247,09</b>	<b>99,1%</b>	<b>61,19</b>	<b>98,0%</b>
Consumo en bombeo	-0,64	-0,38	-0,32	67,4%	101,6%	-3,04	-1,2%	-1,43	-2,3%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,12	-0,11	-0,12	1,8%	-4,2%	-1,69	-0,7%	-0,37	-0,6%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	0,50	1,05	1,47	-52,0%	-65,7%	7,02	2,8%	3,02	4,8%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>19,83</b>	<b>19,93</b>	<b>20,85</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-4,9%</b>	<b>249,37</b>	<b>100,0%</b>	<b>62,43</b>	<b>100,0%</b>

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

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

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

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

Fuente: REE

