



## INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (MAYO 2018)

12 de julio de 2018 IS/DE/003/18



### Índice

1	. Evo	olución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
		Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de tos con horizonte de liquidación superior o igual al mes	_3
	1.2. contra	Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de tos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	_6
2	. Evo	lución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
	2.1. de futi	Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercado uros de OMIP y de EEX	
		Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX percontrato	
		Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por o de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	17
		Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por e liquidación	18
	. Evo	lución del valor económico del volumen negociado en el mercado a	25
		Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTO y EEX	C, 25
	3.2 merca	Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los dos OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	26
	. Evo	lución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo o	le 29
		Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y enes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	30
	4.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	37
	4.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	38
		Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-18 y Cal-19 e indicado ste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbos internacionales)	
	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 superior o igual 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 superior o igual al mes

Al cierre del mes de mayo de 2018 (31 de mayo), con un precio medio del mercado de contado (54,92 €/MWh) superior al registrado el mes anterior (+28,7%), todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica analizados, mostraron un comportamiento ascendente.

Las cotizaciones que registraron los mayores aumentos, respecto al cierre del mes de abril (30 de abril), correspondieron al contrato mensual con liquidación en julio de 2018 (+11,0%), y a los contratos trimestrales con entrega en el cuarto trimestre de 2018 (+11,7%) y en el primer trimestre de 2019 (11,9%), situándose todas ellas por encima del nivel de 60 €/MWh.

Por su parte, el menor incremento de precios en el mes de mayo se contabilizó en los contratos con vencimiento más lejano, esto es, el contrato con entrega en el año 2019 (+6,1%) y los contrato con entrega en el segundo trimestre de 2019 y en el año 2020 (+6,9%, respectivamente). La menor cotización fue la registrada por el contrato con entrega en el segundo trimestre de 2019, que cerró el mes de mayo (el día 31 de mayo) en 48,57 €/MWh.

<sup>&</sup>lt;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

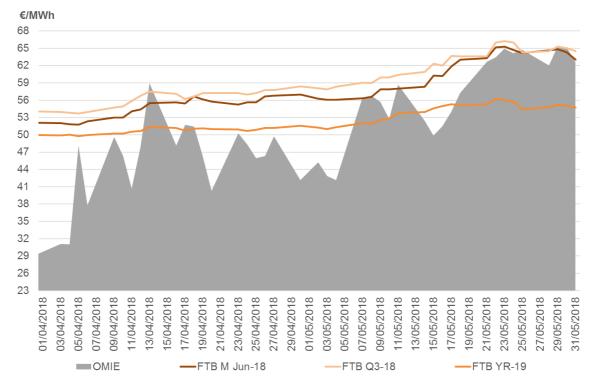
	MES DE MAYO DE 2018			MES DE ABRIL DE 2018					
Contratos	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% ∆ Últ. Cotiz. may-18 vs. abr-18
FTB M Jun-18	63,00	65,25	56,05	60,82	57,00	57,00	51,78	54,72	10,5%
FTB M Jul-18	65,40	67,40	57,90	62,81	58,92	58,92	54,18	56,75	11,0%
FTB M Aug-18	62,68	65,69	57,59	61,65	57,82	57,82	53,16	55,68	8,4%
FTB Q3-18	64,50	66,22	57,90	62,28	58,40	58,40	53,70	56,24	10,4%
FTB Q4-18	64,90	66,13	57,80	62,44	58,10	58,10	55,23	56,82	11,7%
FTB Q1-19	60,98	61,50	53,87	57,83	54,50	54,50	52,95	53,49	11,9%
FTB Q2-19	48,57	50,58	44,89	48,20	45,42	45,42	43,80	44,68	6,9%
FTB YR-19	54,75	56,20	51,00	54,00	51,60	51,60	49,75	50,71	6,1%
FTB YR-20	50,35	50,50	46,75	49,20	47,10	47,78	46,60	47,13	6,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de abril a 30/04/2018 y cotizaciones de mayo a 31/05/2018.

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 abril de 2018 – 31 de mayo de 2018



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 mayo de 2018. Se observa que (a 31 de mayo), para el periodo comprendido entre junio y diciembre de 2018, la curva oscila entre un máximo de 65,72 €/MWh en noviembre y un mínimo de 62,68 en agosto. Por su parte, para 2019 la curva de precios a plazo muestra una tendencia descendente hasta alcanzar un valor de 48,57 €/MWh en el segundo trimestre de 2019 (curva en "backwardation"²).

€/MWh 68 67 66 65 64 63 62 61 60 59 57 56 55 54 53 51 50 49 48 47 46 45 44 oct-18 mar-19 jun-1 jul-1 Bandas de cotización máxima y mínima en el mes 31/05/2018

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de mayo de 2018

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de mayo, el precio medio del mercado diario (54,92 €/MWh) se incrementó un 28,7% respecto al registrado en el mes anterior (42,67 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en mayo de 2018 (30 de abril) anticipaba un precio medio del mercado diario de 48,50 €/MWh para dicho mes, un 11,7% inferior al precio spot finalmente registrado (54,92 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 12 de enero 2018 (máxima de 51,66 €/MWh) y el 4 de abril de 2018 (mínima de 44,80 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial

\_

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

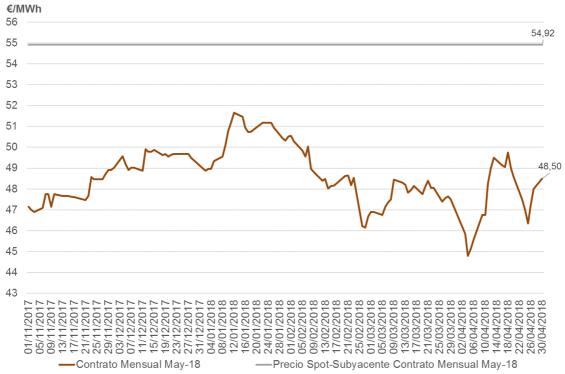
<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Del 1 de noviembre de 2017 al 30 de abril de 2018.



máximo de cotización del contrato de 6,86 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de mayo de 2018 fueron negativas en todo el periodo de negociación. Por ello, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todos los meses de negociación.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en mayo de 2018 en OMIP vs. precio spot de mayo de 2018.

Periodo del 1 de noviembre de 2017 a 30 de abril de 2018



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

Para el mes de junio de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 31 de mayo), anticipa un precio medio del mercado diario de 63 €/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 mayo de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en mayo de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en mayo de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en mayo de 2018.



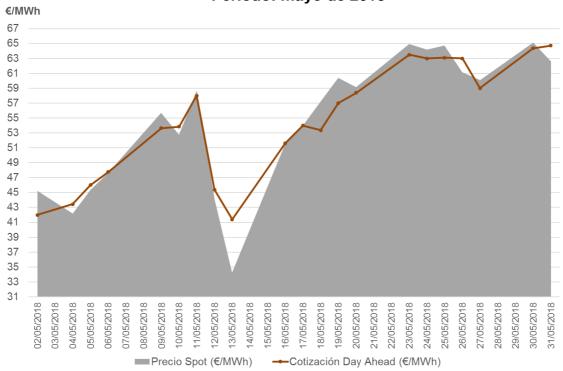
los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>5</sup>) alcanzó 54,80 €/MWh, superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en mayo de 2018 (54,59 €/MWh).

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 mayo de 2018 fue negativa (-0,21 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de mayo de 2018, la máxima prima de riesgo ex post<sup>6</sup> de los contratos day-ahead se registró el día 13 (7,15 €/MWh).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh.

Periodo: mayo de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

<sup>&</sup>lt;sup>5</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>&</sup>lt;sup>6</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>7</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 abril y mayo de 2018<sup>8</sup>.

En el mes de mayo de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,1 TWh, un 12,2% superior al volumen registrado el mes anterior (11,7 TWh), y un 7,3% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,2 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en mayo de 2018, el 9,1% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 10,2% de abril de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) se situó en 13,7 TWh, representando el 9,5% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

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 (<a href="https://www.eex.com">https://www.eex.com</a>). 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.

<sup>&</sup>lt;sup>7</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>&</sup>lt;sup>8</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.



Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en mayo de 2018 (13,1 TWh) representó el 65,3% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20 TWh), superior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh)<sup>9</sup>.

En el mes de mayo de 2018, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de derivados de EEX<sup>10</sup>) se situó en 11,2 TWh (41,3% superior al volumen registrado el mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en mayo de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 94%, superior al porcentaje del mes anterior (74,6%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%<sup>11</sup>.

-

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> En mayo de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (12,2 TWh) representó el 60,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes.

<sup>&</sup>lt;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 julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> En mayo de 2017, el 67,5% del volumen total negociado en el OTC en dicho mes fue registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs.



#### 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 mayo 2018	Mes anterior abril 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	518	506	2,4%	2.139	7.657	3,7%	5,3%
EEX	679	564	20,5%	2.514	6.000	4,4%	4,2%
отс	11.908	10.614	12,2%	52.893	130.172	91,9%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	11.191	7.921	41,3%	42.599	94.359	74,0%	65,6%
OMIClear	1.148	284	304,6%	4.519	15.463	7,9%	10,8%
BME Clearing	1.023	1.010	1,2%	4.678	17.951	8,1%	12,5%
European Commodity Clearing (ECC)	9.020	6.627	36,1%	33.403	60.945	58,0%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.106	11.684	12,2%	57.545	143.829	100,0%	100,0%

<sup>\*</sup> 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 no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.

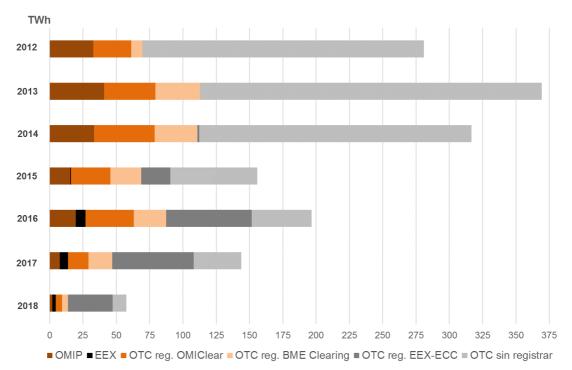
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de mayo de 2018, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

www.cnmc.es



Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo Periodo: enero de 2012 a mayo de 2018

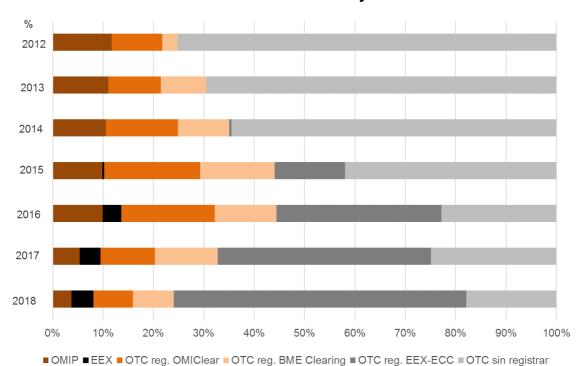


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.



El Gráfico 6 muestra la misma información que en gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. El volumen OTC registrado en mayo de 2018 para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 11,2 TWh, lo que representa el 94% del volumen total negociado en el mercado OTC (11,9 TWh).

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo Periodo: enero de 2012 a mayo 2018



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 2012 hasta mayo de 2018. En el mes de mayo de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,1 TWh, un 7,3% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,2 TWh en marzo de 2017).

TWh 

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a mayo de 2018

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

**■**2012 **■**2013 **■**2014 **■**2015 **■**2016 **■**2017 **■**2018



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.

TWh
350

250

200

150

100

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a mayo de 2018

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 abril y mayo de 2018, 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 mayo de 2016 y mayo de 2018, 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 mayo de 2018 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 95,4% (12,5 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (86,5%; 10,1 TWh)<sup>12</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 4,6% (0,6 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (13,5%; 1,6 TWh)<sup>13</sup>. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en mayo a 814 MW (3% de la demanda horaria media de dicho mes, 26.966 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en mayo fue el contrato con liquidación diaria con el 88,7% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,6 TWh)<sup>14</sup>, seguido del contrato con liquidación en el fin de semana, con el 7,8% (0,05 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En mayo de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 47,6% (6 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (12,5 TWh)<sup>15</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 37,4% (4,7 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2019, cuyo volumen negociado en el mes de mayo ascendió a 5 TWh (84,7% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2) ascendió a 0,8 TWh (14,3% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 0,1 TWh (1% de los contratos anuales negociados).

En 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> En mayo de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 91,9% (11,2 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> En mayo de 2017, 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 8,1% (0,9 TWh).

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> En el mes de abril de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (54,5%; 0,9 TWh).

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> En el mes de abril de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (41,6%; 4,2 TWh).

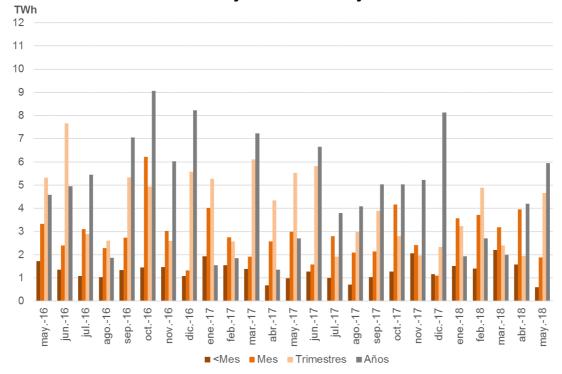


Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

tipe de centrator menedar y deamarade andar (errin)							
Tipo de contrato	Mes actual mayo-18	Mes anterior abril-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	537	862	-37,7%	3.314	45,3%	7.494	49,7%
Fin de semana	47	315	-85,1%	911	12,5%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	22	405	-94,7%	3.085	42,2%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	605	1.582	-61,7%	7.313	12,7%	15.084	10,5%
Mensual	1.880	3.956	-52,5%	16.305	32,5%	30.541	23,7%
Trimestral	4.670	1.948	139,8%	17.137	34,1%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	5.950	4.198	41,7%	16.790	33,4%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	12.500	10.102	23,7%	50.233	87,3%	128.745	89,5%
Total	13.106	11.684	12,2%	57.545	100%	143.829	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: mayo de 2016 a mayo de 2018

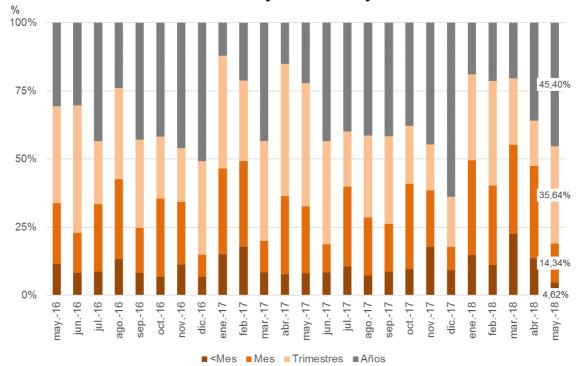


Nota: <a href="Mes"><a href="Mes"><a href="Mes"><a href="Mes"</a>: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); <a href="Mes">Mes</a>: Mensuales de 1 a 2 meses; <a href="Trimestres">Trimestres</a>: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual 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: mayo 2016 a mayo 2018



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

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

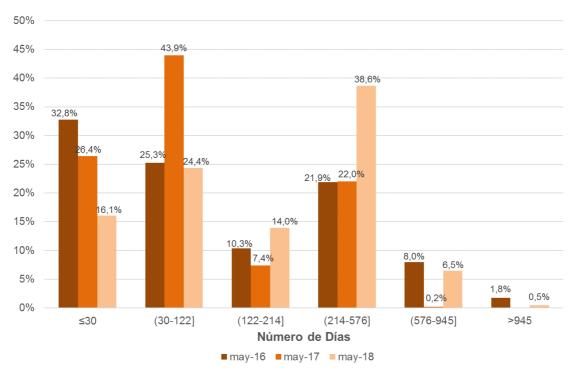
## 2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En mayo de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en el año 2019 (véase Gráfico 11). En particular, el 38,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de mayo de 2018 (en energía) empezarán su liquidación en enero de 2019, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año anterior (22%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en mayo de 2018, ascendió a 0,8 TWh, el 6,5% del volumen total negociado en dicho mes, mientras que el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,1 TWh, que supone el 0,5% del volumen total negociado.



Gráfico 11. Volumen negociado en mayo (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 mayo de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en mayo de 2018<sup>16</sup> se situó en torno a 12.619 GWh, un 1,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en abril de 2018 (12.805 GWh), y un 0,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2017 (12.571 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en mayo de 2018, el 95,2% (12.014 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual may-18, trimestral Q2-18 y

www.cnmc.es

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en mayo de 2018: mensual may-18, trimestral Q2-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en mayo de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

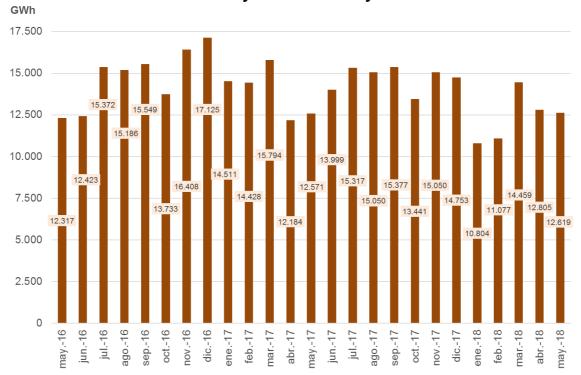


anual 2018), mientras que el 4,8% restante (605 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en mayo de 2018 (12.619 GWh) representó el 62,9% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.063 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



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>17</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en mayo de 2018 (may-18, Q2-18 y anual 2018) se situó en 16.148 MW, un 3,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de abril de 2018 (15.587 MW) y un 3,7% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de mayo de 2017 (15.574 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de mayo de

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.



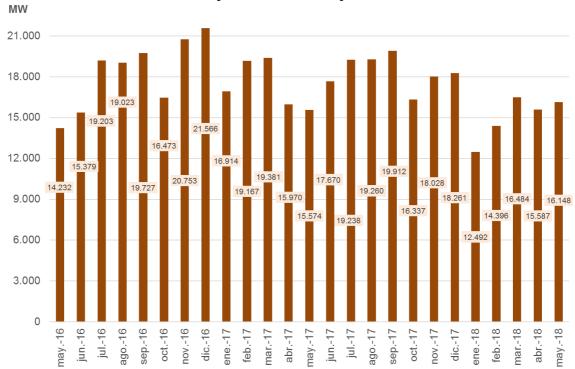
2018 (16.148 MW) representó el 59,88% de la demanda horaria media de dicho mes (26.966 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de mayo de 2018<sup>18</sup> (16.148 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 11.862 MW (73,5% del volumen total). El 18,3% (2.953 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear<sup>19</sup> (véase Gráfico 14), el 11,2% (1.806 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 44% (7.103 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado (en MW) de contratos a plazo registrados para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,3% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación\*

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



<sup>\*</sup> 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.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.



#### 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 2.953 MW con liquidación en mayo de 2018 que se registraron en OMIClear, el 49,3% (1.456 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 50,7% restante (1.497 MW) quedaron abiertas<sup>20</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 49,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>21</sup> (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en mayo de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

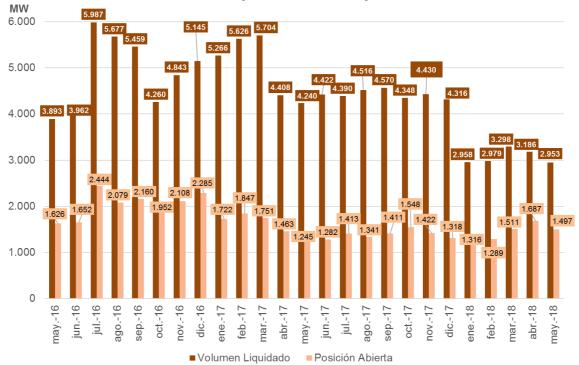
<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.



Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>22</sup> (MW)\*

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



<sup>\*</sup> 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>23</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en mayo de 2018 (16.148 MW), el 11,2% (1.806 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 46,4% (838 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 53,6% restante (968 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta

<sup>&</sup>lt;sup>22</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 trimestrales y anuales 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.

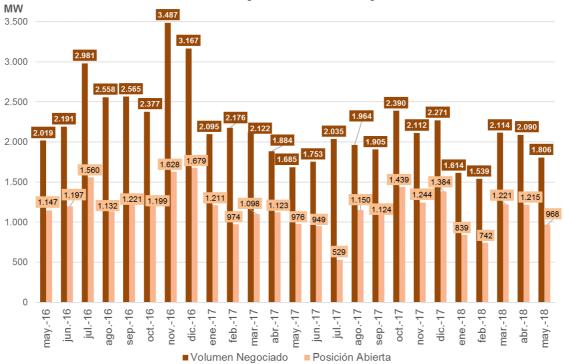
<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Información publicada por MEFF en su página web (<a href="http://www.meff.es">http://www.meff.es</a>).



del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>24</sup> (MW)\*

Periodo: mayo de 2016 a mayo 2018



<sup>\*</sup> Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing.

#### 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>25</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

<sup>&</sup>lt;sup>24</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.

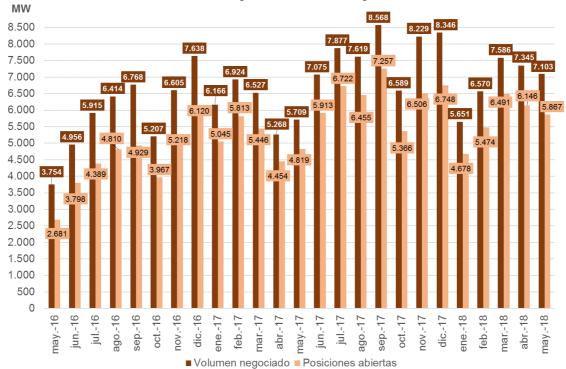
<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Información publicada por EEX en su página web (<a href="https://www.eex.com">https://www.eex.com</a>).



Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en mayo de 2018 (16.148 MW), el 44% (7.103 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 17,4% (1.236 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 82,6% restante (5.867 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2017 ascendió al 83,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>26</sup> (MW)\*

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



<sup>\*</sup> 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 mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que

\_

<sup>&</sup>lt;sup>26</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.



mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

### 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<sup>27</sup>– 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

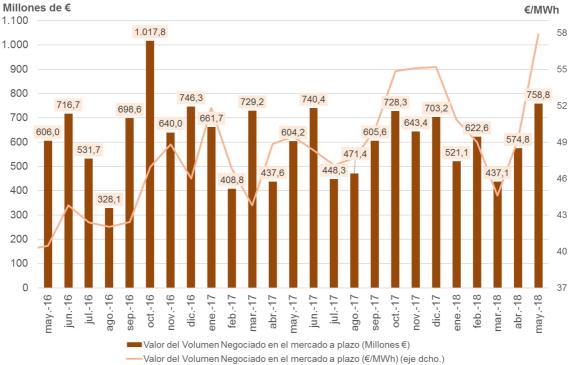
El valor económico del volumen negociado en mayo de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (13,1 TWh) fue de 758,8 millones de euros, superior en un 32% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (574,8 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en mayo de 2018 en dichos mercados fue 57,90 €/MWh, un 17,7% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (49,20 €/MWh) (véase Gráfico 17).

<sup>&</sup>lt;sup>27</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.



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

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



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 spot.

A 31 de mayo de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en mayo de 2018<sup>28</sup> (12.619 GWh), bajo

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en mayo de 2018: mensual may-18, trimestral Q2-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en mayo de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.



el supuesto anterior, ascendería a 60,3 millones de  $\in^{29}$ ; superior en un 64,9% (36,6 millones de  $\in$ ) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en abril de 2018 negociados en dichos mercados (12.805 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en mayo de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,35 €/MWh, inferior en 3,63 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 31 de mayo de 2018 (50,98 €/MWh)<sup>30</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 que se liquidaron en todos los días del mes de mayo de 2018 (mensual may-18, trimestral Q2-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,96 €/MWh, inferior en 3,79 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de mayo de 2018 (50,75 €/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 52,65 €/MWh y 39,90 €/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 mayo de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 55,17 €/MWh, inferior en 0,49 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de mayo (55,66 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). Por tanto, la prima de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 fue negativa (-5,32 MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

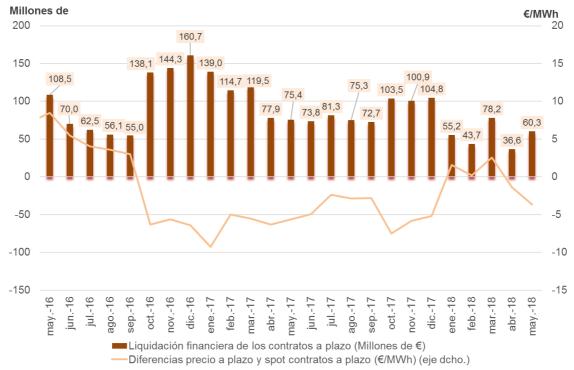
\_

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

<sup>30</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de mayo provienen de contratos Q2-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del segundo trimestre de 2018 y anual 2018.



Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de mayo de 2018 Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



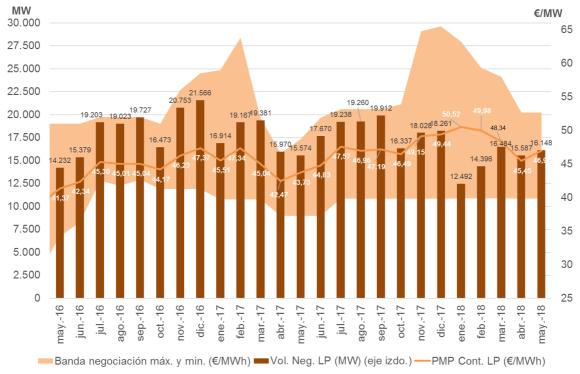
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

www.cnmc.es



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: mayo de 2016 a mayo de 2018



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. Se observa que, en el mes de mayo de 2018, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés.

En mayo de 2018, las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia aumentaron para todos los contratos considerados. En el mes de mayo, los precios medios de los mercados diarios en España, Alemania y Francia mostraron una tendencia ascendente (28,7%, 4,6% y 2,4% respectivamente).

En el mercado español, el mayor aumento de precios a plazo se registró en el contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2019 (incremento del 11,9% con respecto al mes anterior). En el mercado alemán el mayor aumento de las cotizaciones a plazo se registró en el contrato mensual con entrega en junio de 2018 (+24,8%). Por su parte, en el mercado francés el mayor incremento se contabilizó en la cotización del contrato mensual con entrega en julio de 2018 (+26%).

A 31 de mayo de 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 se situó en el mercado español (54,75 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (41,67 €/MWh) y de la registrada en Francia (46,48 €/MWh).



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)			io el mercado subyacente precio el mercado			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	mayo-18	abril-18	% Variación may. vs. abr.	mayo-18	abril-18	% Variación may. vs. abr.	mayo-18	abril-18	% Variación may. vs. abr.
jun18	63,00	57,00	10,5%	44,89	35,97	24,8%	44,66	36,13	23,6%
jul18	65,40	58,92	11,0%	46,26	37,47	23,5%	47,82	37,95	26,0%
Q3-18	64,50	58,40	10,4%	45,07	38,04	18,5%	45,60	38,52	18,4%
Q4-18	64,90	58,10	11,7%	48,10	43,67	10,1%	59,98	54,35	10,4%
Q1-19	60,98	54,50	11,9%	47,60	43,65	9,0%	59,56	54,99	8,3%
YR-19	54,75	51,60	6,1%	41,67	39,33	5,9%	46,48	44,03	5,6%

Nota: Cotizaciones de mayo a 31/05/2018 y cotizaciones de abril a 30/04/2018.

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

\_\_\_

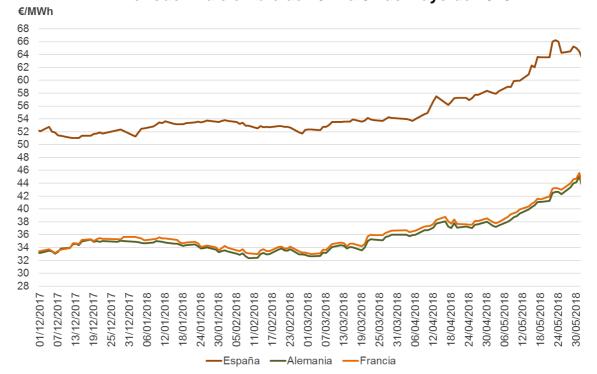
<sup>\*</sup> Subyacente precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria. El 15 de mayo de 2017, los reguladores energéticos de Alemania y de Austria (Bnetza y E-Control, respectivamente) acordaron dividir el actual mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria, con zona de precios única en dos zonas de precios, a partir del 1 de octubre de 2018. Por tanto, el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018, negociados con anterioridad a dicha fecha, será función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces<sup>31</sup>. Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria.

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10 % del precio spot austriaco.



Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).

Periodo: 1 diciembre de 2017 a 31 de mayo de 2018



Fuente: EEX y OMIP.



Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).

Periodo: 1 de diciembre de 2017 a 31 de mayo de 2018



Fuente: EEX y OMIP.

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22) en el mes de mayo, el precio medio del mercado diario en España se situó en 54,92 €/MWh, registrando un incremento del 28,7% respecto al del mes anterior (42,67 €/MWh). El precio medio español se situó por encima del precio medio del mercado alemán (33,54 €/MWh, que aumentó un 4,6% en relación al del mes anterior) al igual que del precio medio registrado en el mercado francés (34,42 €/MWh, que aumentó un 2,4% respecto al del mes anterior).

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

Precios	mayo-18	abril-18	% Variación	
medios	(€/MWh)	(€/MWh)		
España	54,92	42,67	28,7%	
Alemania	33,54	32,06	4,6%	
Francia	34,42	33,60	2,4%	

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

En el Gráfico 22 se puede observar que el precio medio diario de los tres mercados muestra una tendencia general ascendente, manteniéndose el precio medio diario del mercado español por encima del de los otros dos mercados a lo



largo de todo el mes de mayo. El precio medio diario más bajo para el mes de mayo de 2018 se registró en el mercado alemán el día 1, donde se registró un precio negativo (-5,70 €/MWh), mientras que el precio diario más alto se registró en el mercado español el día 29 (65,46 €/MWh). En el Gráfico 22 se puede observar que para el año 2018, en líneas generales, el precio medio diario en España se ha mantenido por encima del precio medio diario en Alemania y en Francia.

€/MWh 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0 -10 -20 -30 01/01/2018 06/01/2018 1/01/2018 6/01/2018 21/01/2018 26/01/2018 31/01/2018 05/02/2018 0/02/2018 5/02/2018 20/02/2018 25/02/2018 02/03/2018 07/03/2018 12/03/2018 17/03/2018 22/03/2018 27/03/2018 01/04/2018 06/04/2018 11/04/2018 6/04/2018 21/04/2018 6/04/2018 01/05/2018 06/05/2018 6/05/2018 España Alemania

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de enero de 2018 31 de mayo de 2018

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>32</sup> y en EEX-ECC<sup>33</sup>, por mes de

\_

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado 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 mayo de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (168.521 GWh en Alemania y 17.982 GWh en Francia), fueron 13,5 y 1,4 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (12.500 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.



negociación. El volumen negociado en mayo de 2018 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>34</sup>, registrados en ambas cámaras, ascendió a 168.521 GWh (superior en un 32,6% al volumen negociado en el mes anterior, 127.065 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 17.982 GWh (un 1,6 % superior al volumen negociado el mes anterior, 17.705 GWh). En 2017 del volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria, 1.793.826 GWh fueron registrados en OMIClear y en EEX-ECC. Por su parte, el volumen registrado en OMIClear y en EEX-ECC, de estos mismos contratos, con subyacente el precio de contado francés se situó en 253.686 GWh en 2017.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre 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 ya que, si bien actualmente Alemania y Austria constituyen una zona de precios única, a partir del 1 de octubre de 2018 se dividirá en dos zonas de precios.



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: mayo de 2016 mayo de 2018

	Alemania	Francia
Mes de	Volumen	Volumen
negociación	negociado	negociado
	(GWh)	(GWh)
may-16	176.254	33.484
jun-16	260.533	31.720
jul-16	167.367	21.279
ago-16	129.998	13.380
sep-16	234.949	44.002
oct-16	256.104	52.988
nov-16	292.783	41.935
dic-16	194.200	29.840
ene-17	214.598	14.811
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.841	12.492
may-17	166.993	18.419
jun-17	109.919	16.655
jul-17	94.721	14.411
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982

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

www.cnmc.es



## 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>35</sup> con liquidación en los meses de mayo de 2016 a mayo de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de mayo de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores negativos (-6,42 €/MWh, -2,14 €/MWh y -2,88 €/MWh respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en mayo de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 51,66 €/MWh y 44,80 €/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 54,92 €/MWh) ascendieron a -3,26 €/MWh y a -10,12 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en mayo de 2018 ascendieron a 34,17 €/MWh y a 29,10 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 33,54 €/MWh) se situaron en 0,63 €/MWh y -4,44 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en mayo de 2018 ascendieron a 35,23 €/MWh y a 28,20 €/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 34,42 €/MWh), se situaron en 0,81 €/MWh y -6,22 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta mayo de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,04 €/MWh, +2,36 y +4,75 €/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>&</sup>lt;sup>35</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 abr-16 a abr-18, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

	on Lapa	ilia, Alci	marma y	rialicia						
	España				Alemania		Francia			
Producto	Cotizacion es carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizacion es carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizacion es carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	
may-16	34,20	25,77	8,43	22,89	22,54	0,35	22,45	24,27	-1,82	
jun-16	41,22	38,90	2,32	25,38	27,69	-2,31	25,67	28,01	-2,34	
jul-16	43,30	40,53	2,77	25,60	27,19	-1,59	26,26	30,11	-3,85	
ago-16	41,90	41,16	0,74	28,19	27,18	1,01	29,34	29,69	-0,35	
sep-16	43,15	43,59	-0,44	28,60	30,49	-1,89	34,37	37,19	-2,82	
oct-16	45,00	52,83	-7,83	33,07	37,13	-4,06	44,46	55,21	-10,75	
nov-16	54,75	56,13	-1,38	42,99	38,22	4,77	98,33	65,14	33,19	
dic-16	56,90	60,49	-3,59	38,18	37,48	0,70	81,73	59,26	22,47	
ene-17	59,00	71,49	-12,49	44,55	52,37	-7,82	71,50	78,00	-6,50	
feb-17	57,08	51,74	5,34	48,25	39,70	8,55	62,50	51,16	11,34	
mar-17	43,60	43,19	0,41	35,08	31,70	3,38	41,90	35,42	6,48	
abr-17	41,85	43,69	-1,84	30,45	28,87	1,58	32,29	34,77	-2,48	
may-17	48,65	47,11	1,54	31,43	30,46	0,97	31,60	34,23	-2,63	
jun-17	51,13	50,22	0,91	32,49	30,00	2,49	33,96	32,70	1,26	
jul-17	51,40	48,63	2,77	33,09	33,01	0,08	34,50	34,64	-0,14	
ago-17	47,90	47,46	0,44	30,68	30,85	-0,17	31,00	32,02	-1,02	
sep-17	49,85	49,15	0,70	34,72	34,35	0,37	36,45	36,95	-0,50	
oct-17	53,80	56,77	-2,97	36,18	28,25	7,93	49,81	49,68	0,13	
nov-17	60,33	59,19	1,14	42,32	40,37	1,95	66,50	63,43	3,07	
dic-17	62,80	57,94	4,86	37,63	30,77	6,86	60,05	56,77	3,28	
ene-18	56,25	49,98	6,27	40,38	29,46	10,92	58,11	34,95	23,16	
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	

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 mayo todas las referencias de precios, tanto spot como a plazo, del petróleo Brent, del gas natural (referencia NBP), del carbón (EEX ARA) y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron un comportamiento alcista.

Con datos a 31 de mayo de 2018, el precio spot y los precios de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y a doce meses aumentaron, respecto a las del mes anterior, un 1,8%, un 3,2% y un 6,2%, respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 76,47 \$/Bbl, 77,59 \$/Bbl y 73,89 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó un 7,5%, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el tercer y cuarto trimestres de 2018 y en el primer trimestre de 2019 aumentaron un 9,6%, un 8,8% y un 8,1%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones



de los contratos mencionados, se situaron al cierre de mes en 20,07 £/MWh, 19,79 £/MWh, 21,48 £/MWh y 22,66 £/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS³6) registró un incremento del 15,8%, situándose en 24,08 €/MWh al cierre de mes (31 de mayo), al igual que el precio spot del gas natural en Francia (TRS), que contabilizó un aumento del 15,7%, hasta situarse al cierre de mes en 24,49 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 14,2%, situándose al cierre de mes en 23,7 €/MWh³7.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en junio de 2018, en el tercer trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de estos contratos aumentaron un 10,4%, 7,7% y un 3,1% respectivamente, hasta situarse en 95,73 \$/t, 94,97 \$/t y 87,8 \$/t, respectivamente.

Asimismo, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron durante el mes de mayo una tendencia ascendente. Así, los precios a plazo de los derechos con vencimiento en diciembre de 2018 y en diciembre de 2019 se situaron, al cierre de mes, en 14,91 €/t CO<sub>2</sub> (+9,7%) y 15,09 €/t CO<sub>2</sub> (+9,7%), respectivamente.

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> El 1 de octubre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.



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

	Cotizaciones en May18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Abr17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes	
Crudo Brent \$/Bbl	31-may-18	Mín.	Máx.	30-abr-18	Mín.	Máx.	May. vs Abr.	
Brent Spot	76,47	73,08	80,29	75,11	66,48	75,26	1,8%	
Brent entrega a un mes	77,59	73,13	79,80	75,17	67,11	75,17	3,2%	
Brent entrega a doce meses	73,89	68,11	75,64	69,56	63,25	69,56	6,2%	
Gas natural Europa	31-may-18	Mín.	Máx.	30-abr-18	Mín.	Máx.	May. vs Abr.	
NBP en £/MWh								
Gas NBP Spot	20,07	17,75	20,39	18,67	16,48	18,67	7,5%	
Gas NBP entrega Q3-18	19,79	17,40	20,22	18,05	15,40	18,05	9,6%	
Gas NBP entrega Q4-18	21,48	19,11	21,91	19,75	17,37	19,75	8,8%	
Gas NBP entrega Q1-19	22,66	20,27	23,07	20,96	18,83	20,96	8,1%	
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh								
MIBGAS Spot	24,08	20,44	24,99	20,79	19,75	23,29	15,8%	
PVB-ES a un mes	23,70	20,55	24,14	20,75	19,35	20,90	14,2%	
TRS Spot	24,49	20,83	24,49	21,16	20,08	24,08	15,7%	
Carbón EEX ARA API2 \$/t	31-may-18	Mín.	Máx.	30-abr-18	Mín.	Máx.	May. vs Abr.	
Carbón EEX ARA Jun-18	95,73	85,85	95,73	86,73	80,29	86,73	10,4%	
Carbón EEX ARA Q3-18	94,97	86,83	94,97	88,19	80,21	88,19	7,7%	
Carbón EEX ARA Cal-19	87,80	83,35	89,26	85,19	76,00	85,19	3,1%	
CO <sub>2</sub> ICE EUA €/t <sub>CO2</sub>	31-may-18	Mín.	Máx.	30-abr-18	Mín.	Máx.	May. vs Abr.	
Dchos. emisión EUA Dic-2018	14,91	12,96	16,31	13,59	12,64	14,00	9,7%	
Dchos. emisión EUA Dic-2019	15,09	13,12	16,50	13,75	12,73	14,15	9,7%	

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, 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 TRS SPOT en Powernext y Reuters.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de mayo a 31/05/2018 y cotizaciones de abril a 30/04/2018.

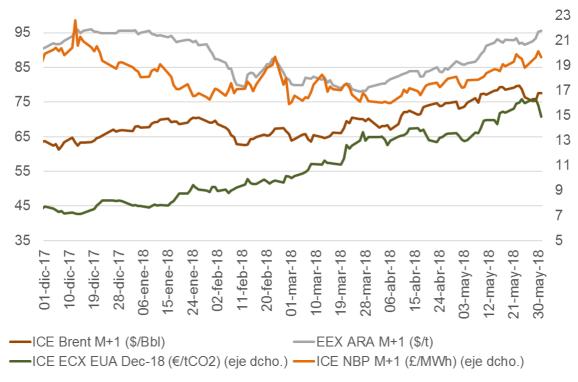
Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Reuters, MIBGAS, Powernext, EEX y Agencia de intermediación.

Las tendencias indicadas durante el mes de mayo se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).



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.

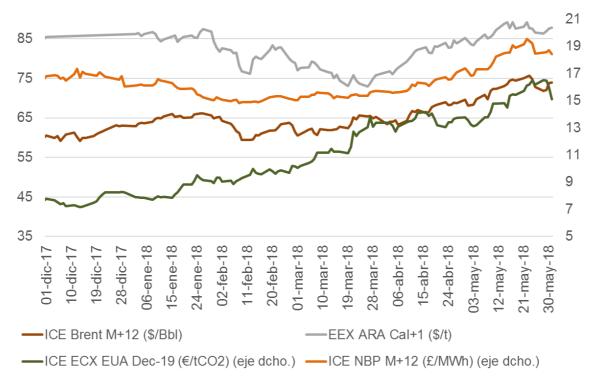
Periodo: 1 diciembre de 2017 a 31 de mayo de 2018



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 diciembre de 2017 a 31 de mayo de 2018



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

Al cierre del mes de mayo de 2018 (31 de mayo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,17 \$/€ frente a 1,21 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 0,877 £/€, frente a 0,880 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que han podido influir en la evolución del precio del Brent a lo largo del mes de mayo destacan el anuncio de la salida de EE.UU. del acuerdo nuclear con Irán que supone, entre otros aspectos, la reducción de las exportaciones de petróleo iraní (que habían pasado de 1 millón de barriles diarios a 2,5 millones tras la firma del acuerdo nuclear) y, por tanto, una presión a la baja sobre la producción de dicho país; la paulatina reducción de la producción venezolana, derivada de la falta de inversión y mantenimiento en este sector productivo; así como el compromiso de la OPEP de mantener la reducción de la producción de crudo en 1,8 millones de barriles diarios hasta finales de 2018, aunque dicho acuerdo podría verse modificado en los próximos meses. En este sentido, cabe mencionar que los titulares de Energía de Rusia y Arabia Saudí plantean una posible relajación del límite de producción acordado entre la OPEP y Moscú.



Asimismo, en un contexto general de mejora de la economía a nivel mundial. las referencias del gas natural NBP y del carbón (referencia EEX ARA) han mostrado un comportamiento alcista durante el mes de mayo, en el que habrían incidido, entre otros factores, el aumento de la demanda o la tendencia alcista de los precios del Brent. A su vez, en el aumento de las cotizaciones del gas natural habría incidido las restricciones al carbón y a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que, tal y como se comentó el mes anterior, estarían contribuyendo a una mayor competitividad (y a un incremento del precio de referencia) del gas.

Por último, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, con vencimiento en 2018 y en 2019, volvieron a aumentar respecto al mes anterior, en el contexto de aplicación de la reforma del régimen de comercio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (RCDE) para el periodo posterior a 2020.

Al cierre del mes de mayo (31 de mayo de 2018), la curva a plazo del Brent muestra, no obstante, una tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) se mantiene relativamente plana hasta octubre de 2018, a partir del cual muestra una tendencia ascendente que se mantiene hasta febrero de 2019.

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 mayo. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 2,80 €/MWh (2,38 €/MWh en el mes anterior).

La curva forward del carbón EEX ARA muestra un descenso continuado en los próximos meses del año 2018, y los primeros del año 2019.



25 98 24 95 23 92 22 89 21 86 20 19 80 18 77 17 74 16 71 15 68 65 14 Bandas cotización Gas NBP máx. y mín. en el mes -Futuro EEX ARA Coal (\$/t eje izquierdo) -Futuro ICE Brent (\$/Bbl eje izguierdo) —Futuro ICE Gas NBP (£/MWh eje derecho)

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de mayo de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)

Nota: cotización del contrato mensual jun-18 del Gas NBP a 30/05/2018.

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

## [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Por último, cabe mencionar que el 24 de abril de 2018 se inició en MIBGAS Derivatives la negociación de productos a plazo de gas natural con entrega física y subyacente el precio en el punto virtual de balance español (PVB). Los productos negociados son mensuales (con vencimiento superior al mes siguiente), trimestrales, semestrales (verano e invierno) y anuales (a uno y dos años vista).

Durante el mes de mayo de 2018 se negociaron en MIBGAS Derivatives 24.800 MWh para el producto Mes +2 (agosto 2018), en dos transacciones con un precio medio ponderado de 24,34 €/MWh; 18.400 MWh para el producto Q3-18, en una única transacción con un precio de 24,40 €/MWh; y, por último, 73.000 MWh para el producto anual Yr-19, en dos transacciones con un precio medio ponderado de 22,58 €/MWh.

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal 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

En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre mayo de 2016 y mayo de 2018. En el mes de mayo de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 54,92 €/MWh³8, un 28,7% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (42,67 €/MWh), y un 16,6% superior al precio spot medio registrado en mayo de 2017 (47,11 €/MWh).

€/MWh 73 70 67 64 61 58 54,92 55 52 49 46 43 40 37 34 31 25 22 -Media Mensual -Media Móvil 12 meses

Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018

Fuente: OMIE.

En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

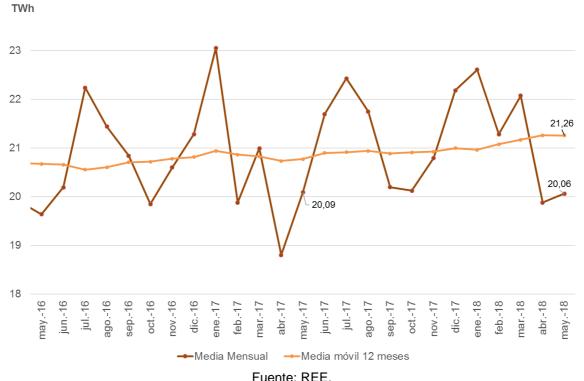
En el mes de mayo, la demanda se cifró en 20,06 TWh, un 0,9% superior al valor registrado en el mes anterior (19,9 TWh)<sup>39</sup>, y un 0,1 % inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,09 TWh en mayo de 2017). En el mes de mayo de 2018, la demanda fue un 5,6% inferior a la media móvil anual (21,26 TWh).

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> En mayo de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 55,08 €/MWh. En mayo de 2018 ha existido un precio diferente en 24 horas de un total de 744 horas (3,2% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,17 €/MWh en esas horas. En 2017 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.174 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,24 €/MWh). Por tanto, en 586 horas de las 8.760 horas totales (6,7% del total de las horas de 2017) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas).



Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: mayo de 2016 a mayo de 2018



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de abril y mayo de 2018, mayo de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En mayo de 2018, en relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, destacó con respecto al mes anterior el incremento de la generación a través de centrales térmicas, tanto de carbón como de ciclos combinados (+67,4% y +67,8%, respectivamente). Por el contrario, la generación procedente de fuentes renovables, concretamente la energía eólica e hidráulica, descendió notablemente (-26,6% y -27,8%, respectivamente), en relación al mes anterior.

De este modo, a pesar del descenso de la demanda media diaria en el mes de mayo de 2018 respecto al mes anterior (-2,3%), el significativo incremento del hueco térmico para compensar la caída de la generación procedente de fuentes renovables (eólica e hidráulica), provocó un aumento del precio del mercado spot en dicho mes (+12,24 €/MWh respecto al registrado en abril).



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

(``````								
	may-18	abr-18	may-17	% Var. may-18 vs. abr-18	% Var. may-18 vs. may-17	2018	2018 % Total Demanda transporte	
Hidráulica	3,59	4,96	1,96	-27,8%	83,4%	18,10	17,1%	
Nuclear	3,74	3,82	4,16	-2,0%	-10,0%	21,73	20,5%	
Carbón	2,26	1,35	3,54	67,4%	-36,0%	11,48	10,8%	
Ciclo combinado (1)	1,97	1,18	1,56	67,8%	26,4%	8,63	8,1%	
Eólica	3,25	4,43	3,46	-26,6%	-5,8%	25,38	24,0%	
Solar fotovoltaica	0,78	0,67	0,87	17,2%	-9,6%	2,88	2,7%	
Solar térmica	0,51	0,34	0,64	51,3%	-20,3%	1,42	1,3%	
Otras renovables (2)	0,30	0,24	0,31	22,4%	-4,8%	1,43	1,3%	
Cogeneración	2,43	2,40	2,25	1,4%	8,0%	12,04	11,4%	
Residuos	0,16	0,22	0,21	-29,6%	-25,9%	1,21	1,1%	
Total Generación	19,00	19,63	18,94	-3,2%	0,3%	104,31	98,5%	
Consumo en bombeo	-0,22	-0,54	-0,23	-59,2%	-3,1%	-2,11	-2,0%	
Enlace Península-Baleares (3)	-0,09	-0,06	-0,08	42,2%	21,3%	-0,43	-0,4%	
Saldo intercambios internacionales (4)	1,37	0,87	1,46	58,5%	-5,6%	4,15	3,9%	
Total Demanda transporte	20,06	19,88	20,09	0,9%	-0,1%	105,92	100,0%	

<sup>(1)</sup> Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

Fuente: REE.

www.cnmc.es

<sup>(2)</sup> Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

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

<sup>(4)</sup> Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

