CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA *(ABRIL 2018)*

14 de junio de 2018

IS/DE/003/18

www.cnmc.es

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 superior o igual al mes ___ 3

1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead) ___ 7

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 ___ 9

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 ___ 17

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación ___ 18

3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera ___ 25

3.1 Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX ___ 25

3.2 Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación ___ 26

4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España ___ 29

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 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_2 ___ 38

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales) ___ 45

4.5. Análisis de los precios spot en España ___ 45

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

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP[1]– 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 abril de 2018, con un precio medio del mercado de contado (42,67 €/MWh) superior al registrado el mes anterior (+6,2%), todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica, mostraron también un comportamiento ascendente.

En particular, la cotización a plazo de los contratos mensuales con liquidación en mayo, junio y julio de 2018 aumentó[2] un 2,1%, un 9,3% y un 7,9%, respectivamente. Las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2018 junto con el primer y segundo trimestres de 2019 también ascendieron, concretamente un 7,8%, un 3,5%, un 3,2% y un 3,6%, respectivamente. Con estos incrementos las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 58,40 €/MWh el Q3-18, en 58,10 €/MWh el Q4-18, en 54,50 €/MWh el Q1-19 y en 45,42 €/MWh el Q2-19.

Las cotizaciones del contrato anual con liquidación en el año 2019 y en el año 2020 aumentaron un 3,2% y un 0,3%, respectivamente, en relación al mes anterior, situándose el último de día de cotización (30 de abril) en 51,60 €/MWh y en 47,10 €/MWh, respectivamente.

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

[2] Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: marzo de 2018 a día 29 y abril de 2018 a día 30.

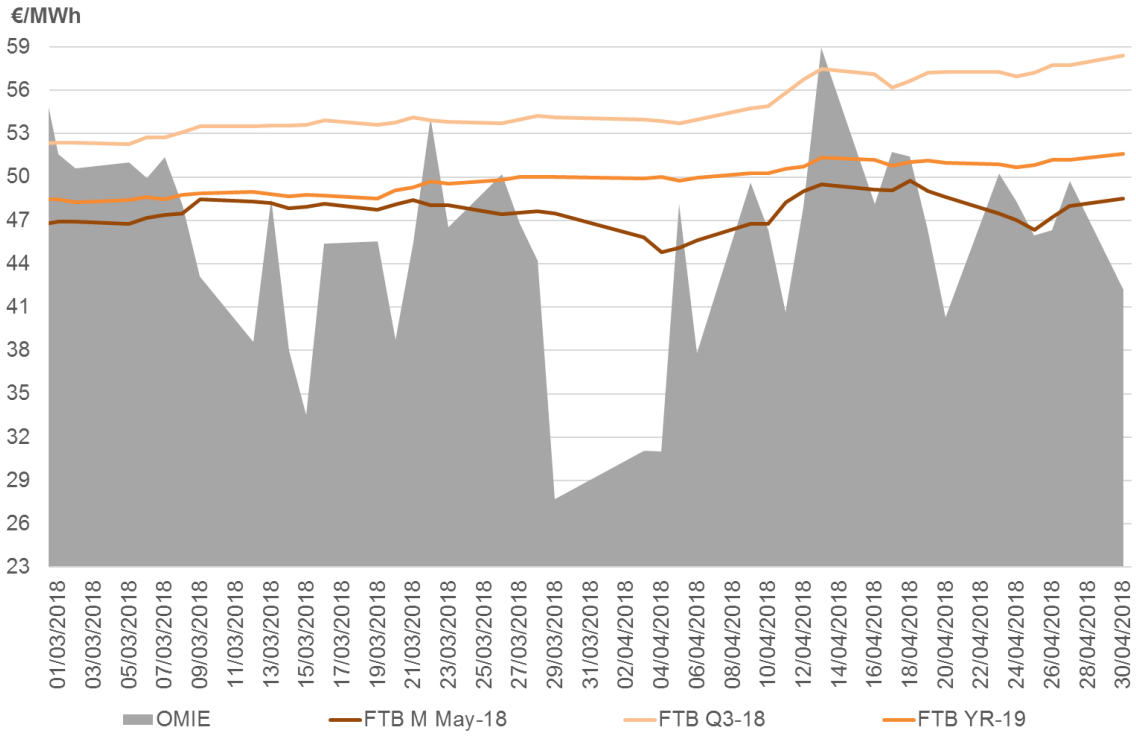
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE ABRIL DE 2018				MES DE MARZO DE 2018				
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Δ Últ. Cotiz. abr-18 vs. mar-18
FTB M May-18	48,50	49,75	44,80	47,59	47,50	48,45	46,75	47,71	2,1%
FTB M Jun-18	57,00	57,00	51,78	54,72	52,17	52,32	49,85	51,05	9,3%
FTB M Jul-18	58,92	58,92	54,18	56,75	54,63	54,73	52,72	53,93	7,9%
FTB Q3-18	58,40	58,40	53,70	56,24	54,15	54,25	52,25	53,45	7,8%
FTB Q4-18	58,10	58,10	55,23	56,82	56,15	56,15	53,30	54,42	3,5%
FTB Q1-19	54,50	54,50	52,95	53,49	52,81	52,87	51,22	52,21	3,2%
FTB Q2-19	45,42	45,42	43,80	44,68	43,85	43,90	43,24	43,54	3,6%
FTB YR-19	51,60	51,60	49,75	50,71	50,00	50,00	48,25	49,03	3,2%
FTB YR-20	47,10	47,78	46,60	47,13	46,95	47,05	46,20	46,64	0,3%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de abril a 30/04/2018 y cotizaciones de marzo a 29/03/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

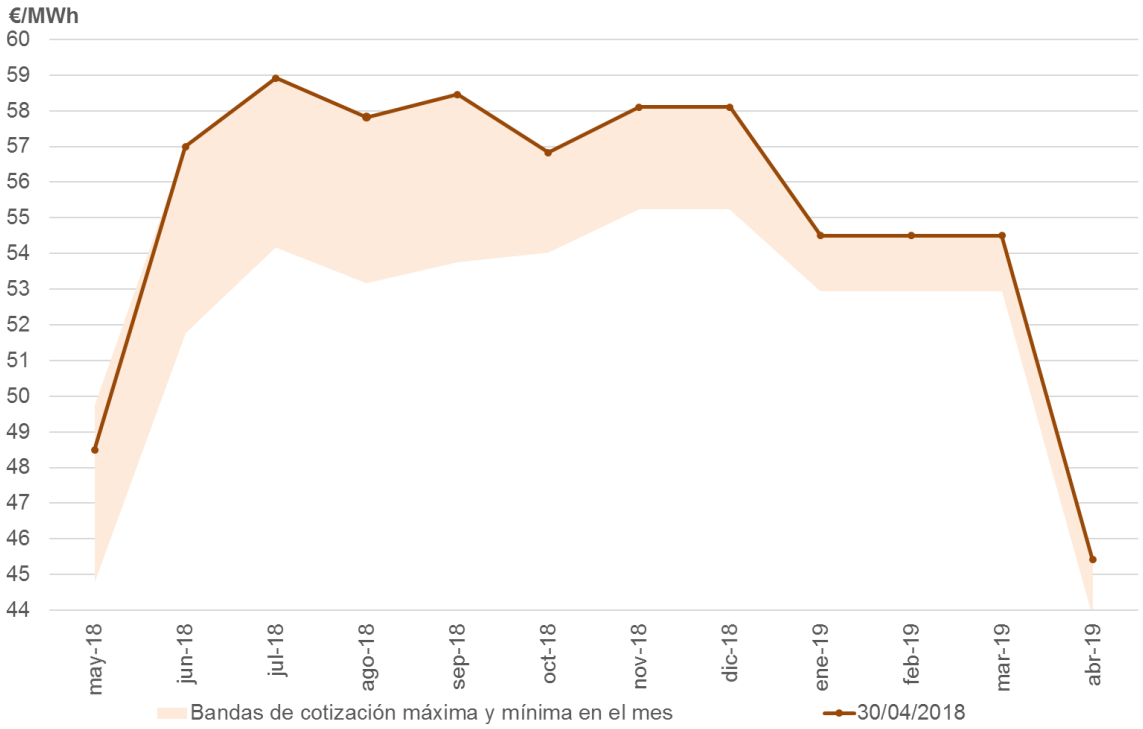
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de marzo de 2018 – 30 de abril de 2018



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 abril de 2018. Se observa una curva ascendente muy pronunciada para el periodo mayo-julio de 2018 (curva en "contago"[3]), alcanzando la cotización en este periodo un máximo de 58,92 €/MWh para el mes de julio de 2018. A partir de dicho mes hasta el mes de marzo de 2019, la curva a plazo varía entre un máximo de 58,46 €/MWh para el mes de septiembre de 2018 y un mínimo de 54,50 €/MWh para el primer trimestre de 2019 (Q1-19). Se aprecia una bajada significativa para el contrato del segundo trimestre de 2019, descendiendo hasta un valor de 45,42 €/MWh.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de abril, el precio medio del mercado diario (42,67 €/MWh) se incrementó un 6,2% respecto al registrado en el mes anterior (40,18 €/MWh).

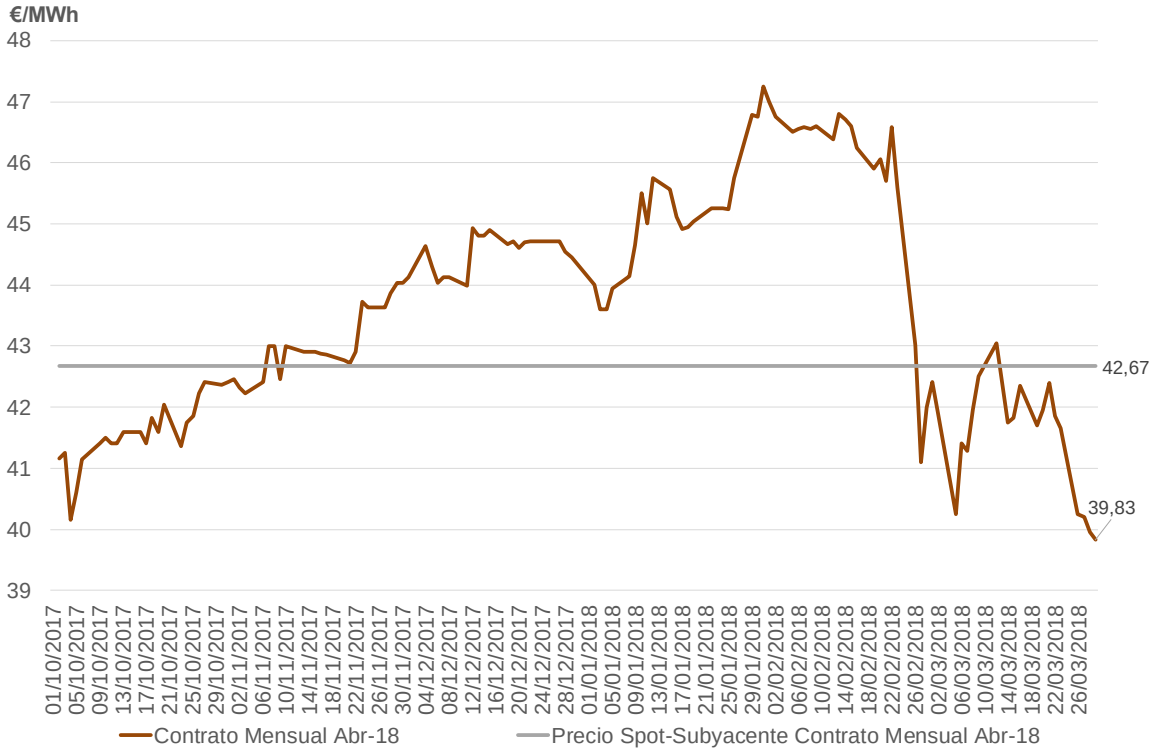
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en abril de 2018 (29 de marzo) anticipaba un precio medio del mercado diario de 39,83 €/MWh para dicho mes, un 6,7% inferior al precio spot finalmente registrado (42,67 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP[4], se alcanzaron respectivamente el

[3] Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

[4] Del 1 de octubre de 2017 al 29 de marzo de 2018.

31 de enero de 2018 (máxima de 47,25 €/MWh) y el 29 de marzo de 2018 (mínima de 39,83 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 7,42 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post[5] del contrato mensual de abril de 2018 fueron positivas durante los días de negociación comprendidos entre el día de 6 de noviembre de 2017 y el 27 de febrero de 2018 y negativas para el resto del periodo de negociación. Por ello, las posiciones vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante la mayor parte de los meses de negociación, a excepción de los días comprendidos entre el 1 de octubre y el 6 de noviembre de 2017 (ambos incluidos) y desde el 27 de febrero y el 29 de marzo de 2018 (ambos incluidos).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en abril de 2018 en OMIP vs. precio spot de abril de 2018. Periodo del 1 de octubre de 2017 a 29 de marzo de 2018



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

Para el mes de mayo de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 30 de abril), anticipa un precio medio del mercado diario de 48,50 €/MWh.

[5] Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en abril de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en abril de 2018.

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

En abril 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 abril de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*[6]) alcanzó 43,54 €/MWh, superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en abril de 2018 (42,06 €/MWh).

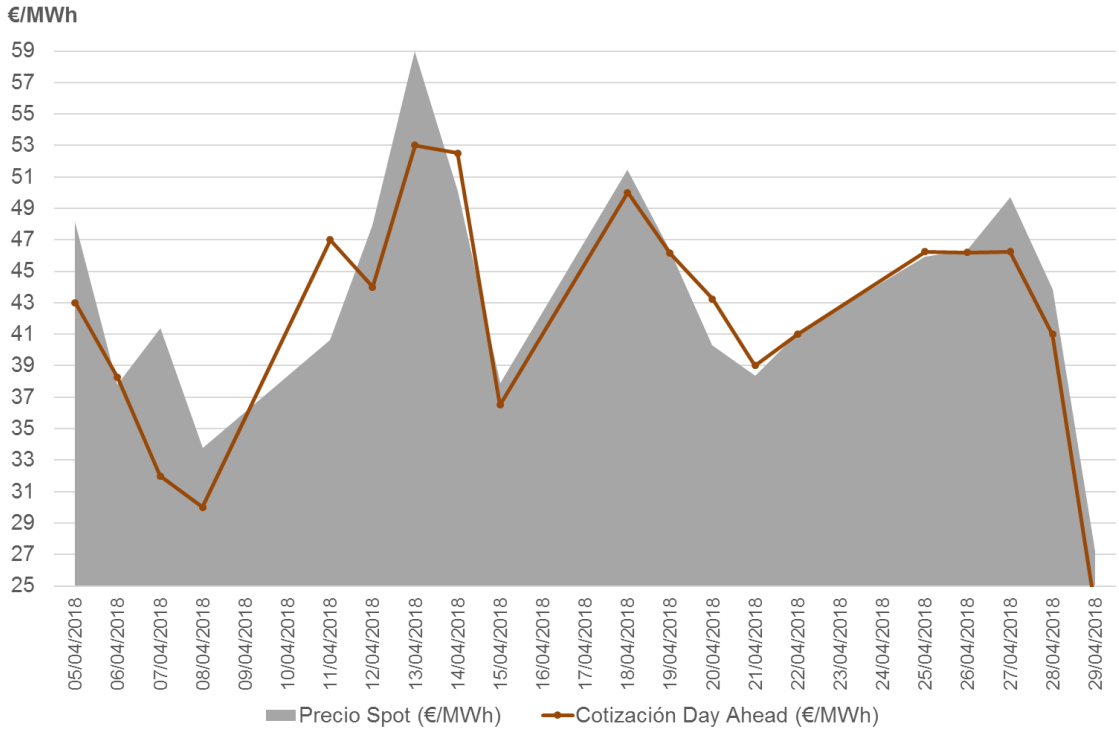
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en abril de 2018 fue negativa (-1,48 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de abril de 2018, la máxima prima de riesgo ex post[7] de los contratos *day-ahead* se registró el día 7 (-9,41 €/MWh).

[6] 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.

[7] Máximo en valor absoluto.

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: abril de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

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[8]– 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.

[8] 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.

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 marzo y abril de 2018[9].

En el mes de abril de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 11,7 TWh, un 19,2% superior al volumen registrado el mes anterior (9,8 TWh), y un 30,5% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9 TWh).

El volumen negociado en OMIP en abril de 2018 representó el 4,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 3,1% de marzo de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en OMIP (7,7 TWh) supuso el 5,3% 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 abril de 2018 (11,7 TWh) representó el 58,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,9 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)[10].

En el mes de abril 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 futuros de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX[11]) se situó en 7,9 TWh

[9] 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.

[10] En abril de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (9 TWh) representó el 47,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes.

[11] 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

(33% superior al volumen registrado el mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en abril de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 74,6%, superior al porcentaje del mes anterior (68,1%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%[12].

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 abril 2018	Mes anterior marzo 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	506	304	66,6%	1.620	7.657	3,6%	5,3%
EEX	564	747	-24,5%	1.835	6.000	4,1%	4,2%
OTC	10.614	8.748	21,3%	40.985	130.172	92,2%	90,5%
OTC registrado y compensado:**	7.921	5.957	33,0%	31.408	94.359	70,7%	65,6%
OMIClear	*284*	*519*	*-45,3%*	*3.370*	*15.463*	*7,6%*	*10,8%*
BME Clearing	*1.010*	*828*	*22,0%*	*3.655*	*17.951*	*8,2%*	*12,5%*
opean Commodity Clearing (ECC)	*6.627*	*4.610*	*43,7%*	*24.383*	*60.945*	*54,9%*	*42,4%*
Total (OMIP, EEX y OTC)	**11.684**	**9.799**	**19,2%**	**44.440**	**143.829**	**100,0%**	**100,0%**

* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.

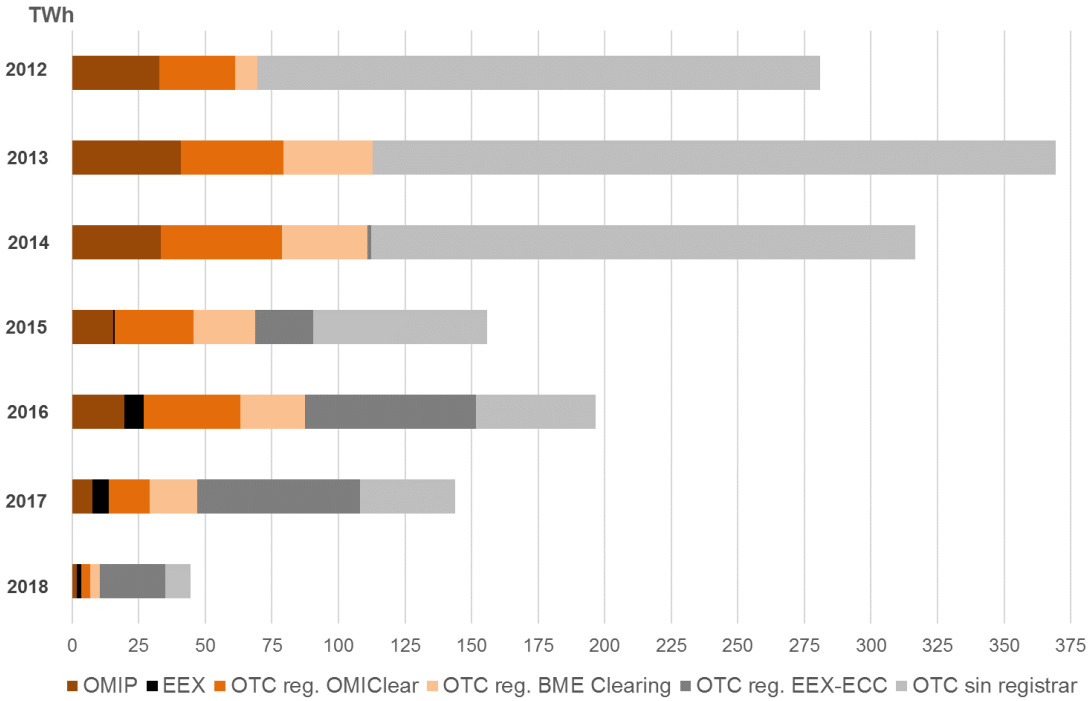
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

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.

[12] En abril de 2017, el 68,8% del volumen total negociado en el OTC en dicho mes fue registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 30 de abril 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 el mercado organizado de OMIP y de EEX.

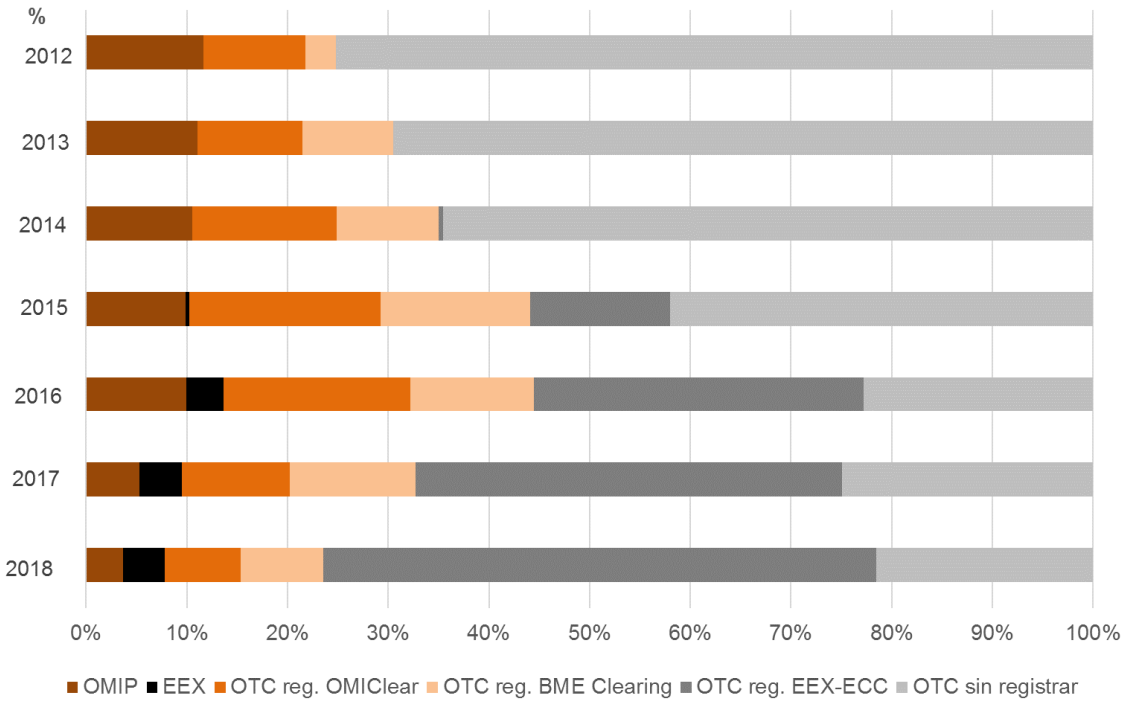
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo Periodo: enero de 2012 a abril de 2018



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 abril de 2018 para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 7,9 TWh, lo que representa el 74,6% del volumen total negociado en el mercado OTC (10,6 TWh).

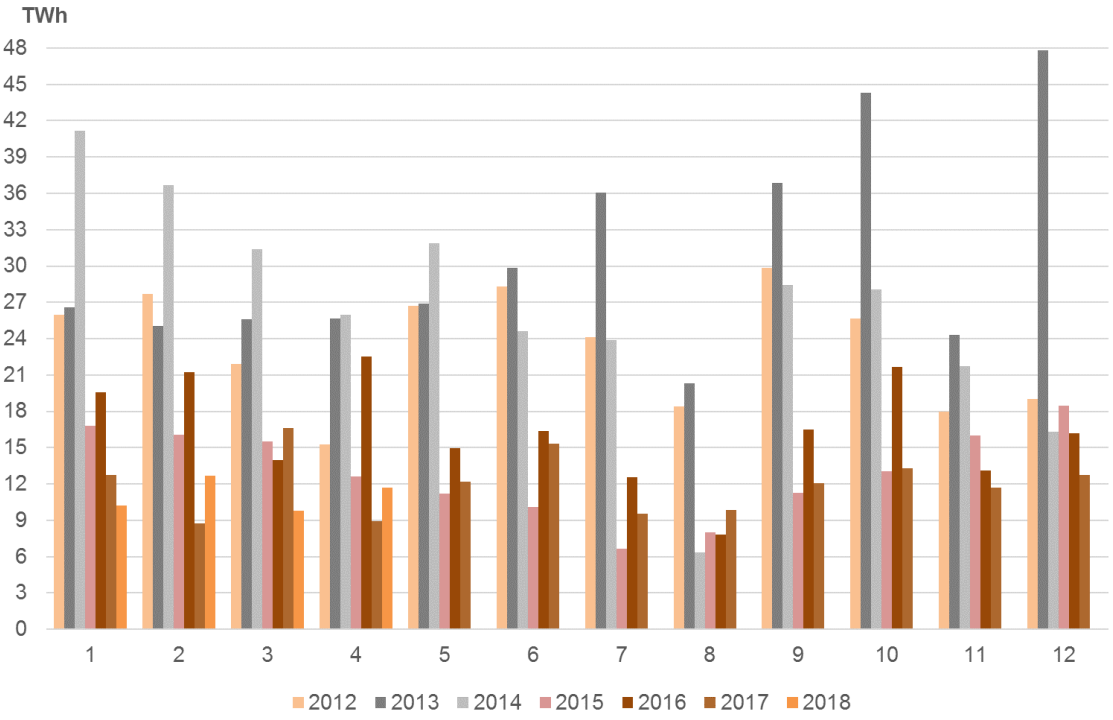
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo Periodo: enero de 2012 a abril 2018



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 abril de 2018. En el mes de abril de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 11,7 TWh, un 30,5% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9 TWh en marzo de 2017).

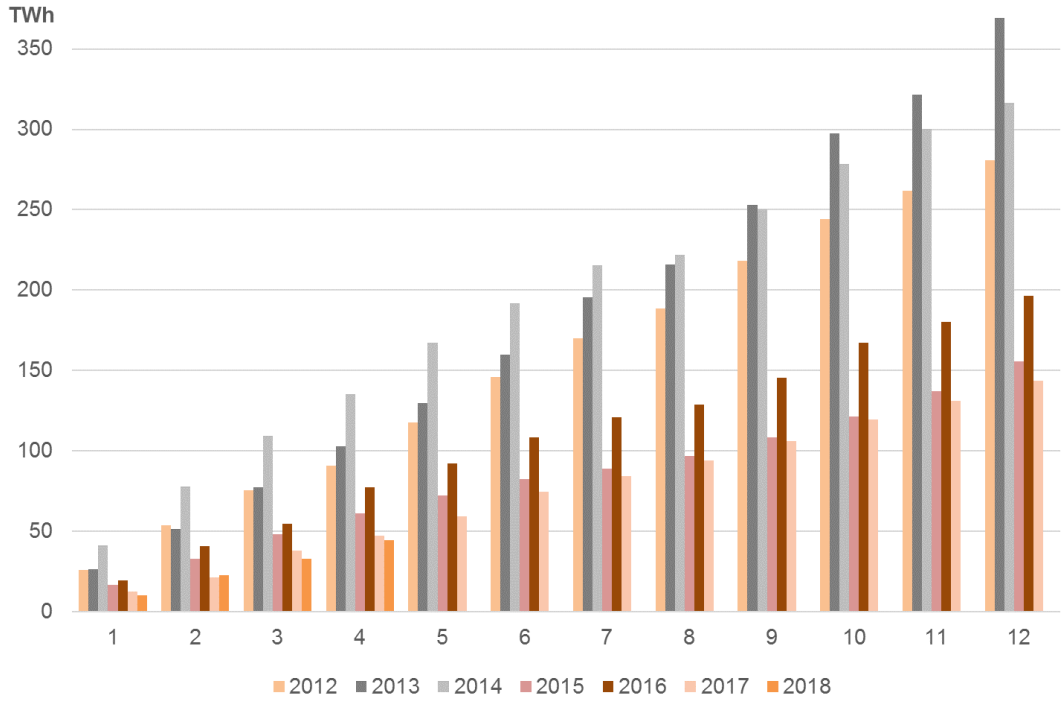
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a abril de 2018



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 2012 a abril 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 marzo y abril 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 abril de 2016 y abril 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 abril 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 86,5% (10,1 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (77,4%; 7,6 TWh)[13].

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 13,5% (1,6 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (22,6%; 2,2 TWh)[14]. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en abril a 2.197 MW (8% de la demanda horaria media de dicho mes, 27.613 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en abril fue el contrato con liquidación diaria con el 54,5% (0,9 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,6 TWh)[15], seguido del contrato con liquidación semanal, con el 25,6% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En abril de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 41,6% (4,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (10,1 TWh)[16]. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 39,2% (4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. El volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+2, ascendió a 0,8 TWh, el 20,1% de los contratos anuales negociados. A diferencia del mes anterior, en este mes sí se negoció el contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+3, que alcanzó los 0,1 TWh, que supone un 2,1% de los contratos anuales negociados.

Los contratos más negociados en 2017 fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente).

[13] En abril de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 92,3% (8,3 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

[14] En abril 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 7,7% (0,7 TWh).

[15] En el mes de marzo de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (22,6%; 2,2 TWh).

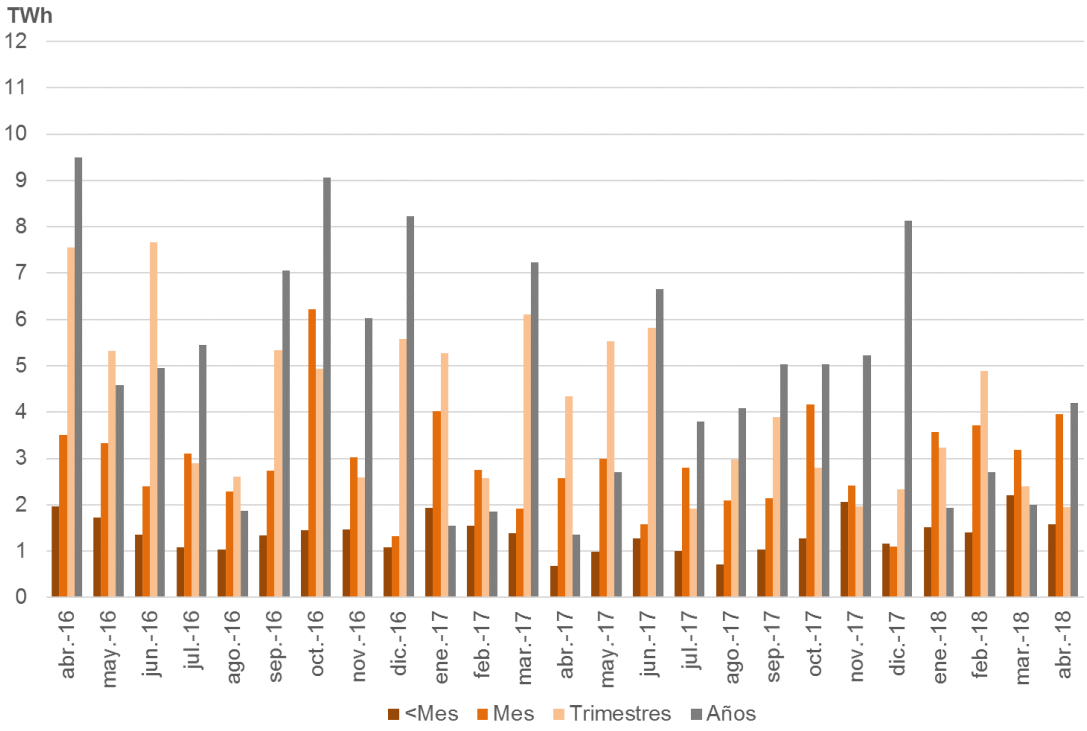
[16] En el mes de marzo de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (26,3%; 2,0 TWh).

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 abril-18	Mes anterior mar-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	862	787	9,5%	2.777	41,4%	7.494	49,7%
Fin de semana	315	356	-11,5%	864	12,9%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	405	1.068	-62,1%	3.063	45,7%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	**1.582**	**2.211**	**-28,5%**	**6.707**	**15,1%**	**15.084**	**10,5%**
Mensual	3.956	3.193	23,9%	14.426	38,2%	30.541	23,7%
Trimestral	1.948	2.397	-18,7%	12.467	33,0%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	4.198	1.998	110,2%	10.840	28,7%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	**10.102**	**7.588**	**33,1%**	**37.732**	**84,9%**	**128.745**	**89,5%**
Total	**11.684**	**9.799**	**19,2%**	**44.440**	**100%**	**143.829**	**100%**

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

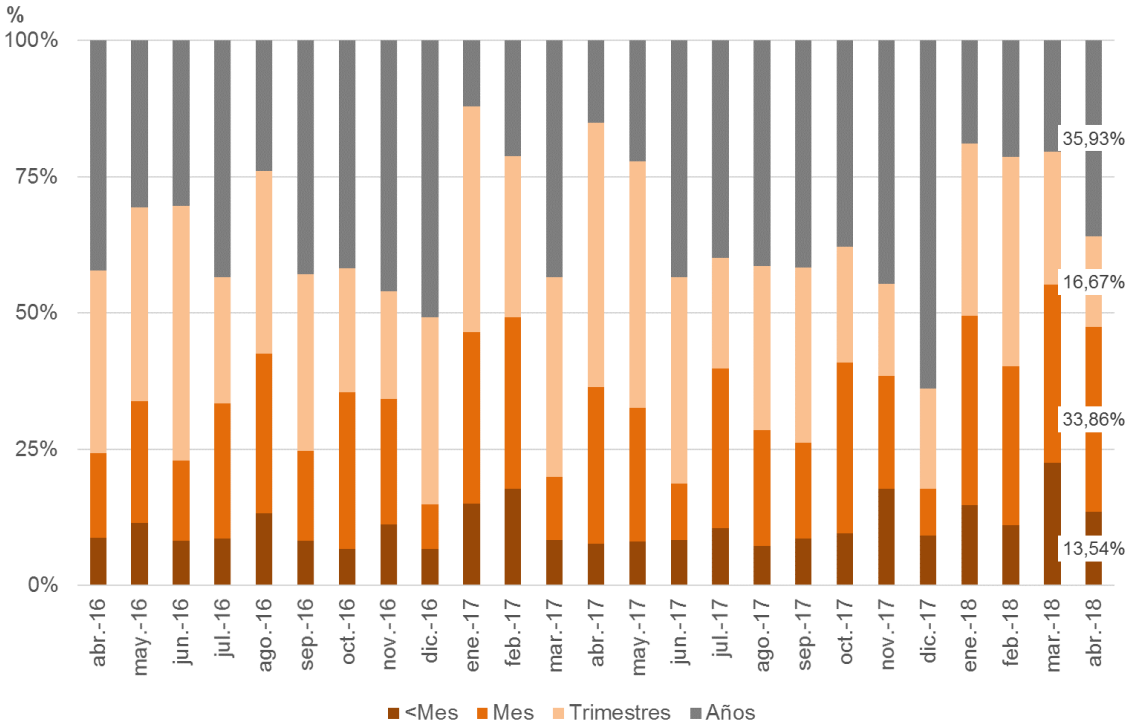
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) Periodo: abril de 2016 a abril de 2018



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: 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: abril 2016 a abril 2018



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: Superior o igual a 1 año.

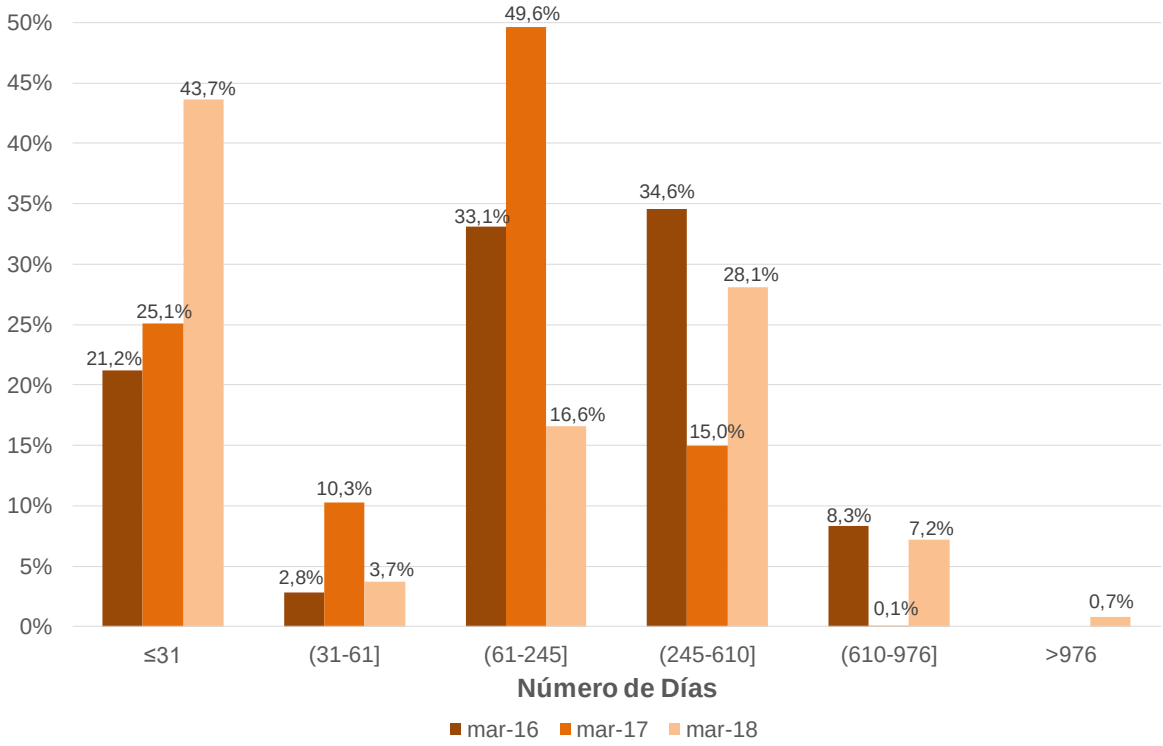
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 abril de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en el tercer trimestre de 2018 (véase Gráfico 11). En particular, el 49,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de abril de 2018 (en energía) se liquidación en julio de 2018, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año anterior (33,1%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en abril de 2018, ascendió a 0,84 TWh, el 7,2% del volumen total negociado en dicho mes, mientras que el contrato anual a tres años vista alcanzó 0,09 TWh, que supone el 0,7% del volumen negociado.

Gráfico 11. Volumen negociado en abril (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 30 de abril de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en abril de 2018[17] se situó en torno a 12.799 GWh, un 11,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2018 (14.459 GWh), y un 5,1% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en abril de 2017 (12.184 GWh).

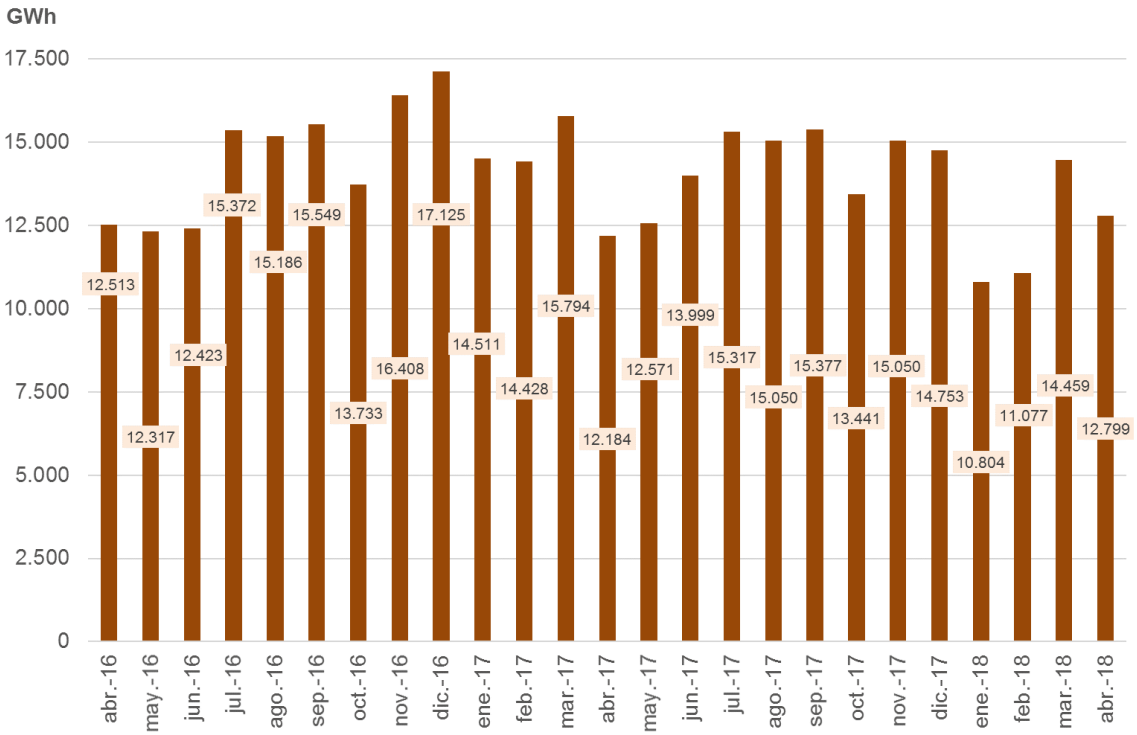
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en abril de 2018, el 87,7% (11.223 GWh) correspondió a contratos

[17] Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en abril de 2018: mensual abr-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 abril de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

con liquidación en todos los días del mes (mensual abr-18, trimestral Q2-18 y anual 2018), mientras que el 12,3% restante (1.577 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 abril de 2018 (12.799 GWh) representó el 64,4 de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.881 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: abril de 2016 a abril 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[18]. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en abril de 2018 (abr-18, Q2-18 y anual 2018) se situó en 15.587 MW, un 5,44% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de marzo de 2018 (16.484 MW) y un 2,4% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de abril de 2017 (15.970 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de abril de

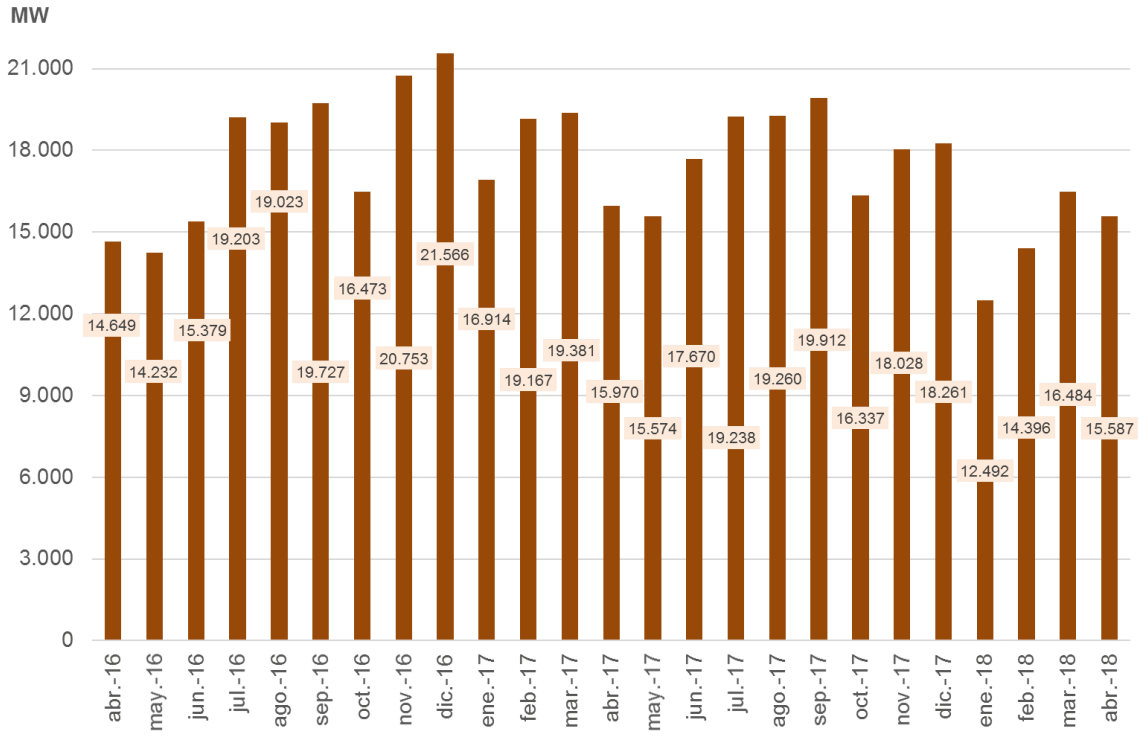
[18] Contratos que se liquidan todos los días del mes.

2018 (15.587 MW) representó el 56,45% de la demanda horaria media de dicho mes (27.613 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de abril de 2018[19] (15.587 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 12.621 MW (81% del volumen total). El 20,4% (3.186 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear[20] (véase Gráfico 14), el 13,4% (2.090 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 47,1% (7.345 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: abril de 2016 a abril de 2018



* 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.

[19] Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

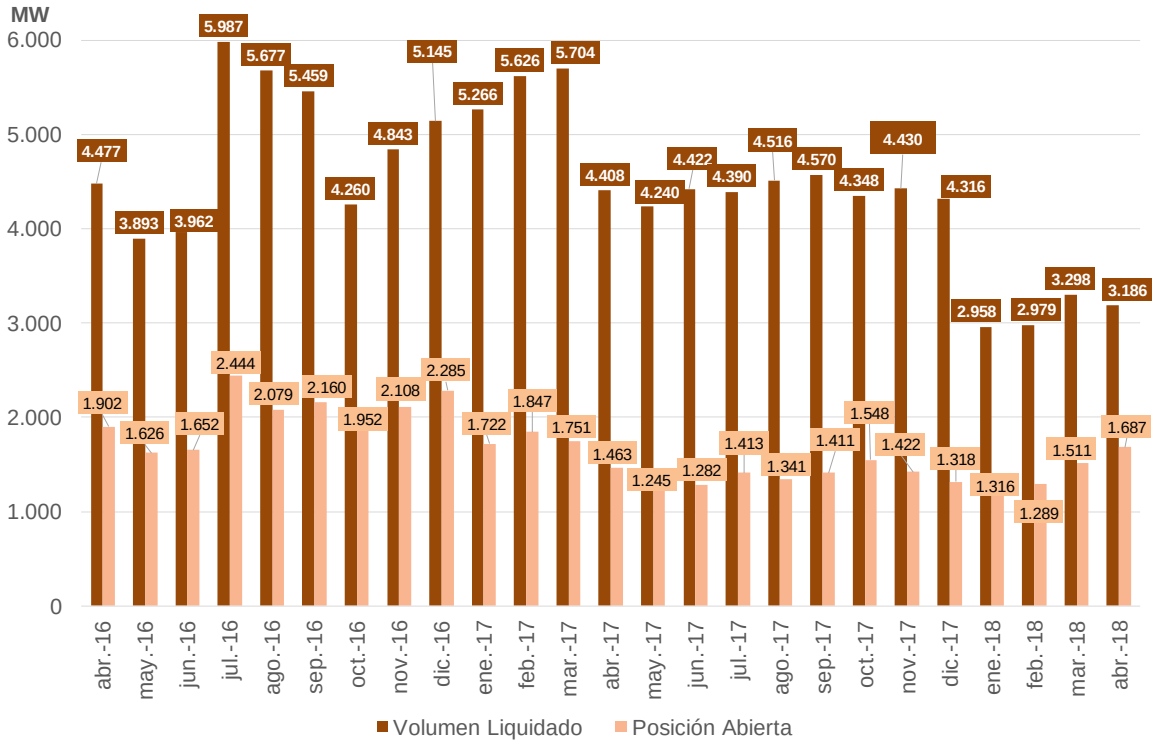
[20] Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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 3.186 MW con liquidación en abril de 2018 que se registraron en OMIClear, el 47% (1.499 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 53% restante (1.687 MW) quedaron abiertas[21] (véase Gráfico 14). Por tanto, el 47% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores[22] (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en abril de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta[23] (MW)*
Periodo: abril de 2016 a abril de 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

[21] Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

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

[23] 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,

Posición abierta en BME Clearing

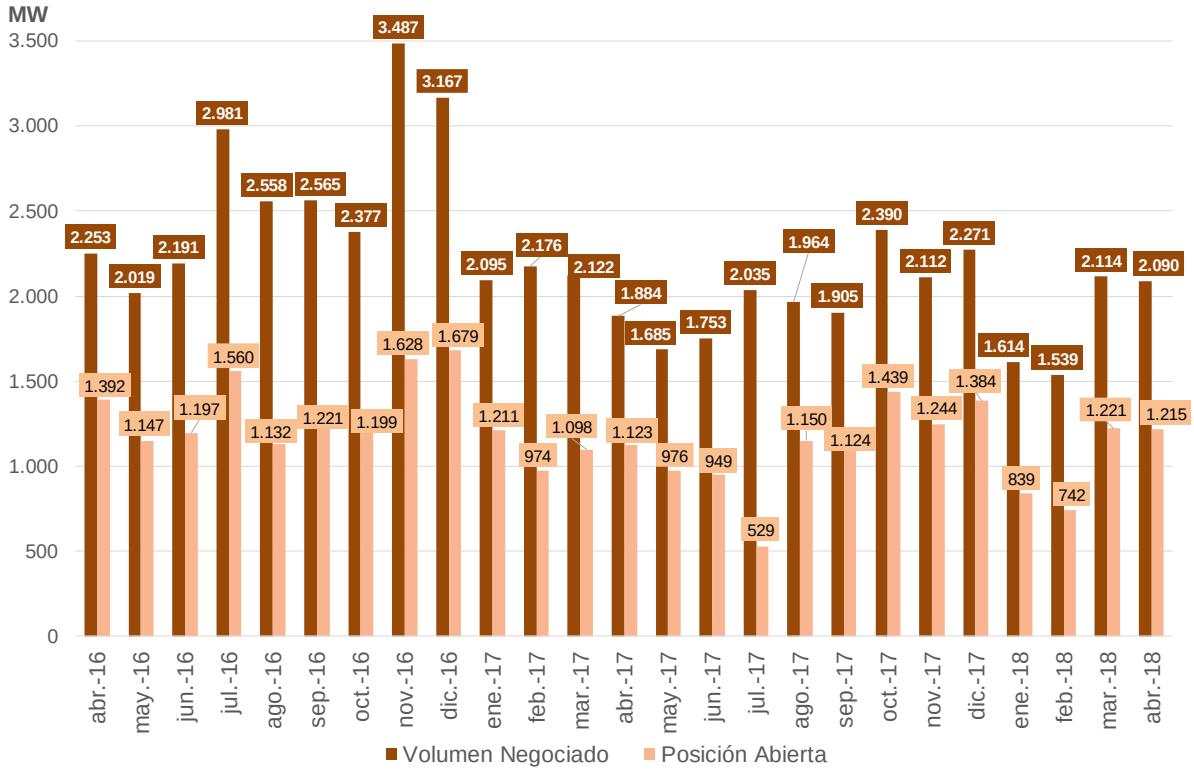
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing[24], en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en abril de 2018 (15.587 MW), el 13,4% (2.090 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 41,9% (875 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 58,1% restante (1.215 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

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.

[24] Información publicada por MEFF en su página web (http://www.meff.es).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta[25] (MW)*
Periodo: abril de 2016 a abril 2018



* 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[26] (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

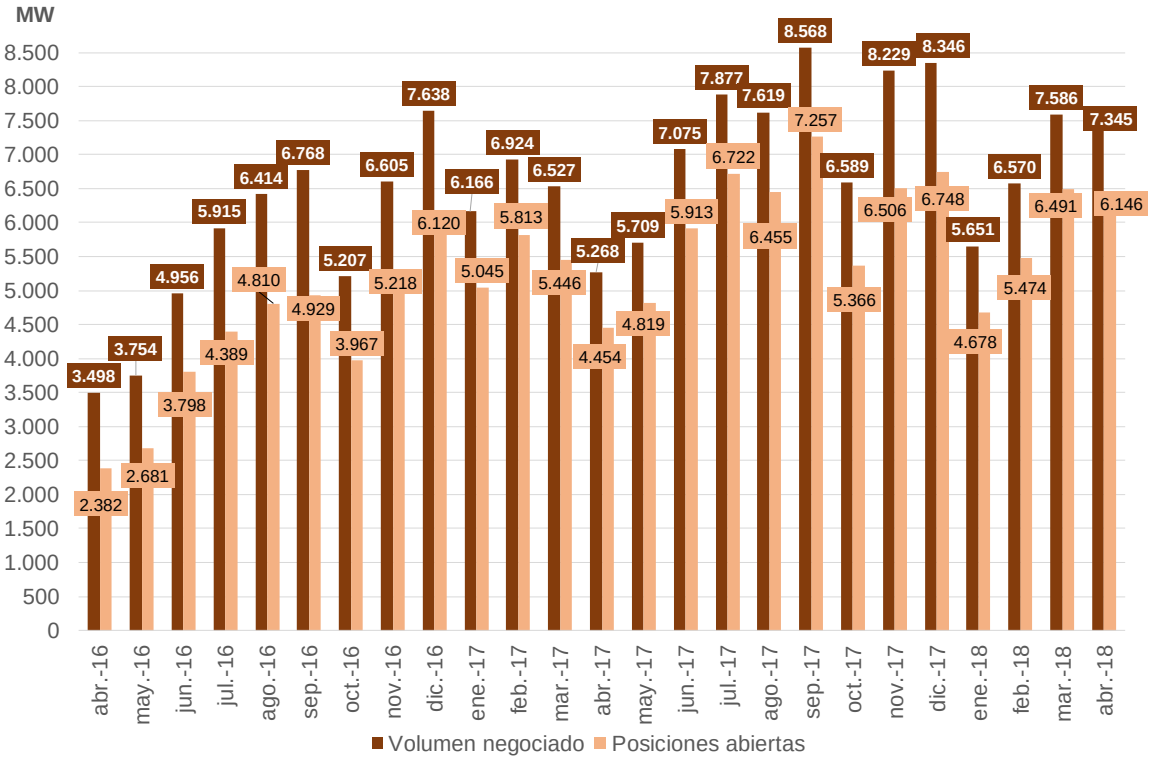
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en abril de 2018 (15.587 MW), el 47,1% (7.345 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje

[25] 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.

[26] Información publicada por EEX en su página web (https://www.eex.com).

superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 16,3% (1.199 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 83,7% restante (6.146 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[27] (MW)* Periodo: abril de 2016 a abril de 2018



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

[27] 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

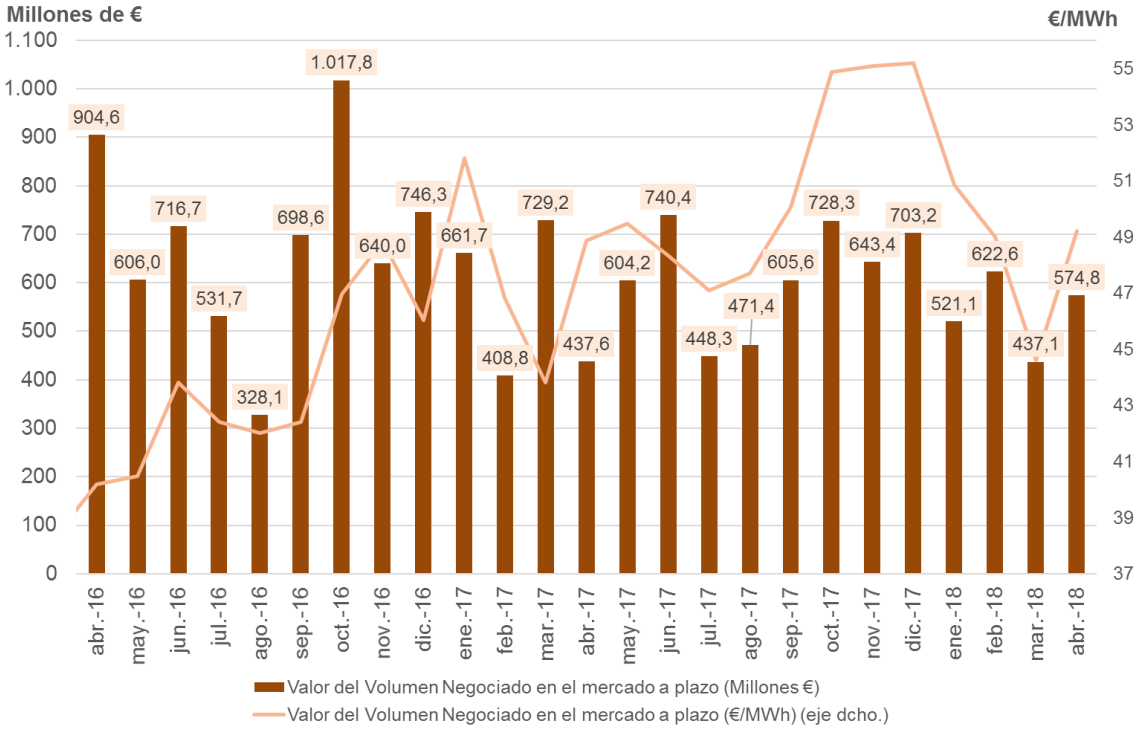
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX[28]– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 abril de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (11,7 TWh) fue de 574,8 millones de euros, superior en un 31,5% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (437,1 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en abril de 2018 en dichos mercados fue 49,20 €/MWh, un 10,3% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (44,61 €/MWh) (véase Gráfico 17).

[28] 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: abril de 2016 a abril 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 30 de abril de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en abril de 2018[29] (12.799 GWh), bajo

[29] Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en abril de 2018: mensual abr-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 abril de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 44,3 millones de €[30]; inferior en un 41,2% (43,1 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en abril de 2018 negociados en dichos mercados (12.799 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en abril de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,02 €/MWh, inferior en 0,61 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 30 de abril de 2018 (44,41 €/MWh)[31]. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

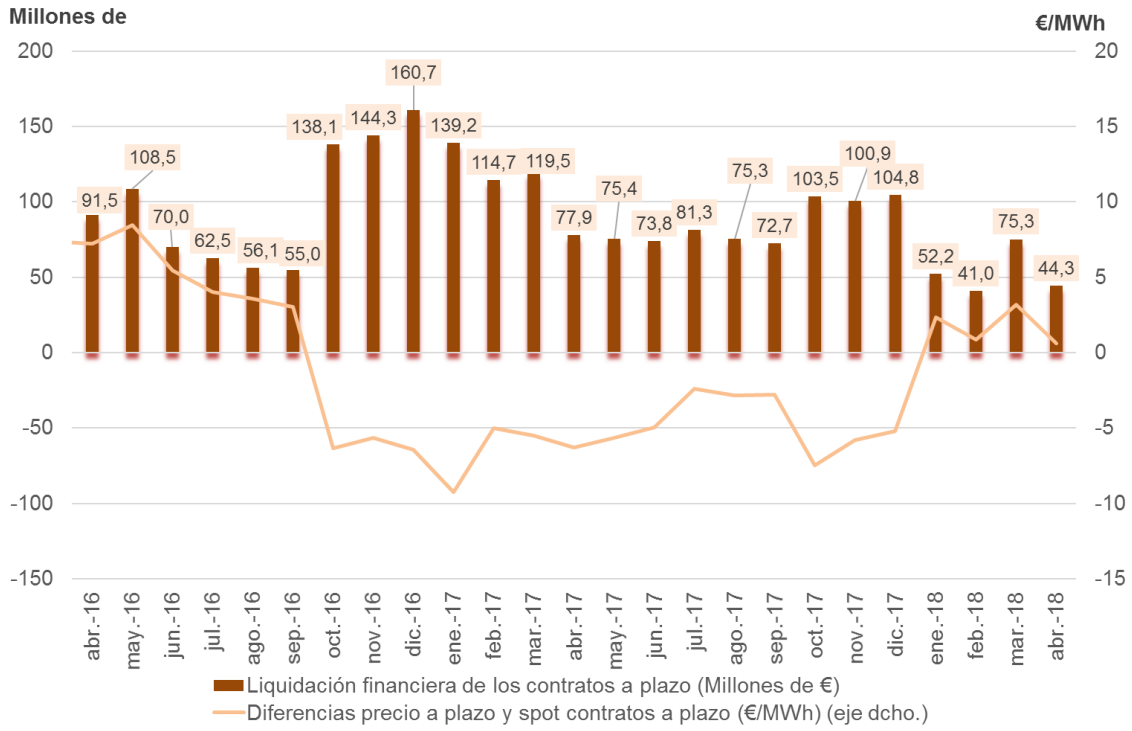
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de abril de 2018 (mensual abril-18, trimestral Q2-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,45 €/MWh, superior en 0,95 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de abril de 2018 (44,49 €/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 39,83 €/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 abril de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 41,98 €/MWh, inferior en 1,82 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de abril (43,80 €/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).

[30] Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

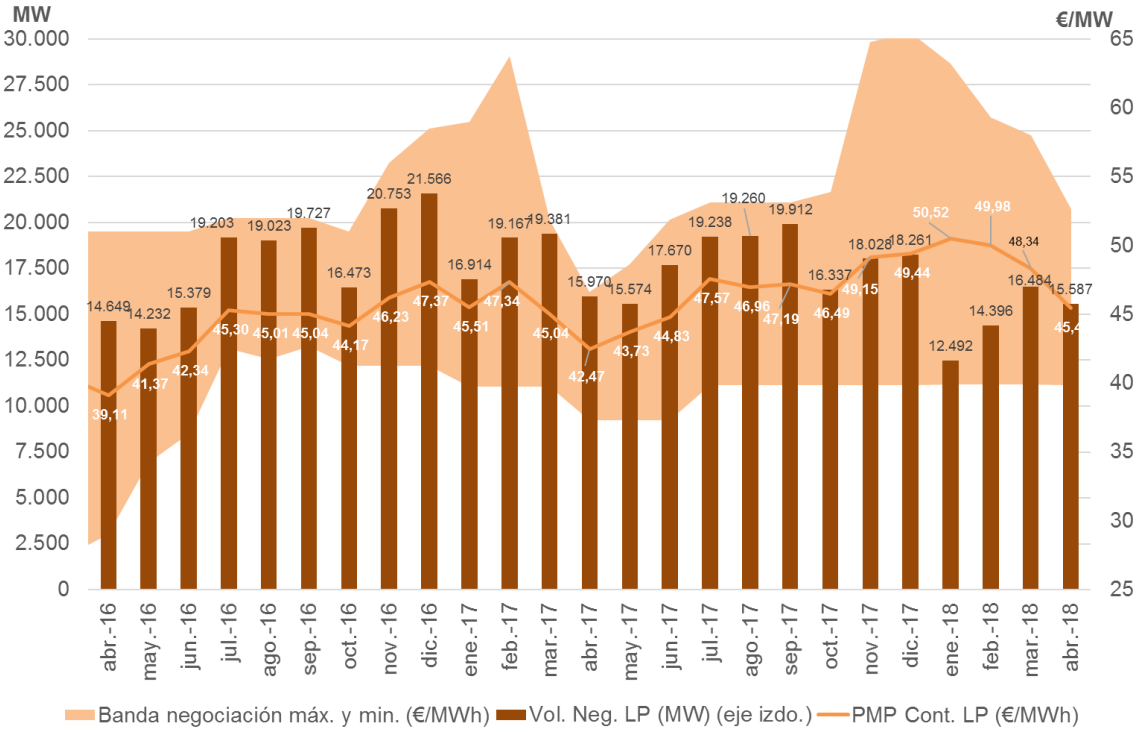
[31] Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de abril provienen de contratos Q2-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del segundo trimestre de 2018 y anual 2018.

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 30 de abril de 2018 Periodo: abril de 2016 a abril de 2018



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: abril de 2016 a abril 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_2 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 abril 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, con la excepción del contrato con entrega en el primer trimestre de 2019 que se situó en un nivel de precio similar al mismo contrato con subyacente francés.

En abril de 2018, las cotizaciones a plazo en España aumentaron para todos los contratos considerados. Asimismo, en Alemania y Francia las cotizaciones a plazo aumentaron para todos los contratos considerados, con la excepción del contrato mensual con liquidación en mayo de 2018. En el mes de abril, los precios medios de los mercados diarios en Alemania y Francia mostraron una tendencia descendente (-14,2% y -30,4% respectivamente), mientras que en el mercado español el precio medio diario evolucionó al alza (6,2%).

En el mercado español, el mayor aumento de precios a plazo se registró en el contrato mensual con liquidación en junio de 2018 (incremento del 9,3% con respecto al mes anterior). En los mercados alemán y francés, el mayor aumento de las cotizaciones a plazo la contabilizó el contrato con liquidación en el año 2019 (8,3% y 7,1% respectivamente).

A 30 de abril 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 se situó en el mercado español (51,60 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (39,33 €/MWh) y de la registrada en Francia (44,03 €/MWh).

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

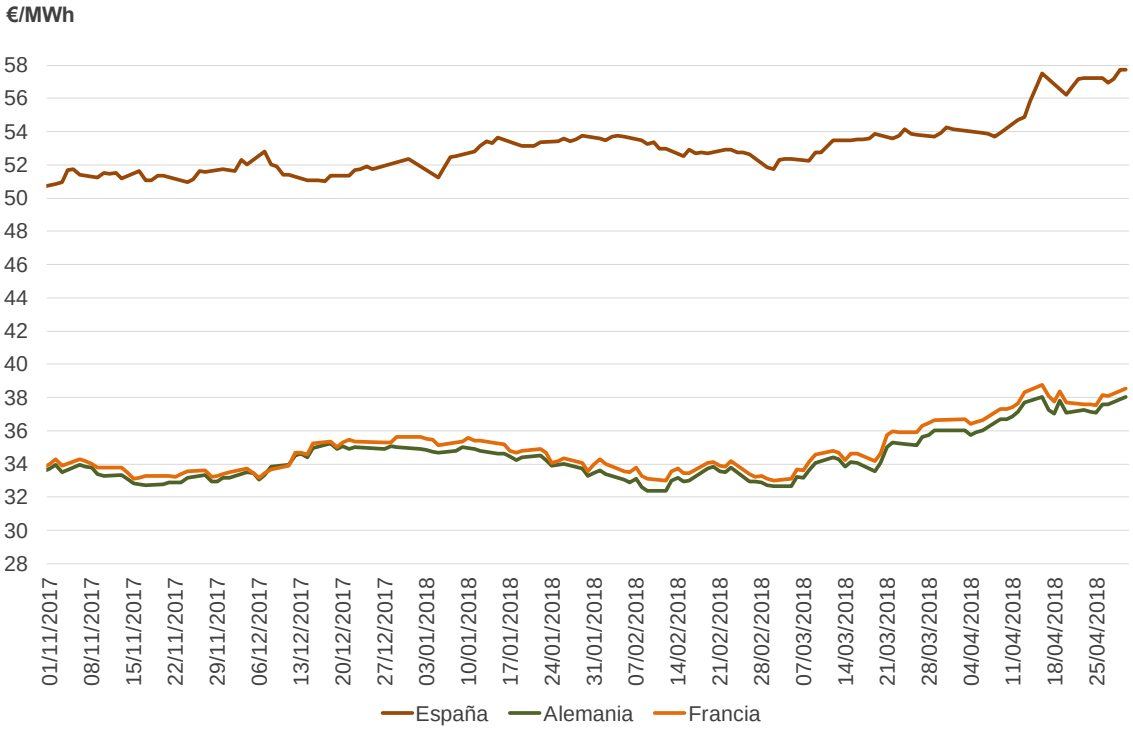
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	abril-18	marzo-18	% Variación abr. vs. mar.	abril-18	marzo-18	% Variación abr. vs. mar.	abril-18	marzo-18	% Variación abr. vs. mar.
may.-18	48,50	47,50	2,1%	31,33	31,74	-1,3%	31,54	32,32	-2,4%
jun.-18	57,00	52,17	9,3%	35,97	34,33	4,8%	36,13	34,96	3,3%
Q3-18	58,40	54,15	7,8%	38,04	36,02	5,6%	38,52	36,63	5,2%
Q4-18	58,10	56,15	3,5%	43,67	41,36	5,6%	54,35	51,80	4,9%
Q1-19	54,50	52,81	3,2%	43,65	41,26	5,8%	54,99	52,46	4,8%
YR-19	51,60	50,00	3,2%	39,33	36,33	8,3%	44,03	41,10	7,1%

Nota: Cotizaciones de abril a 30/04/2018 y cotizaciones de marzo a 27/03/2018.
* 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[32]. 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.

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

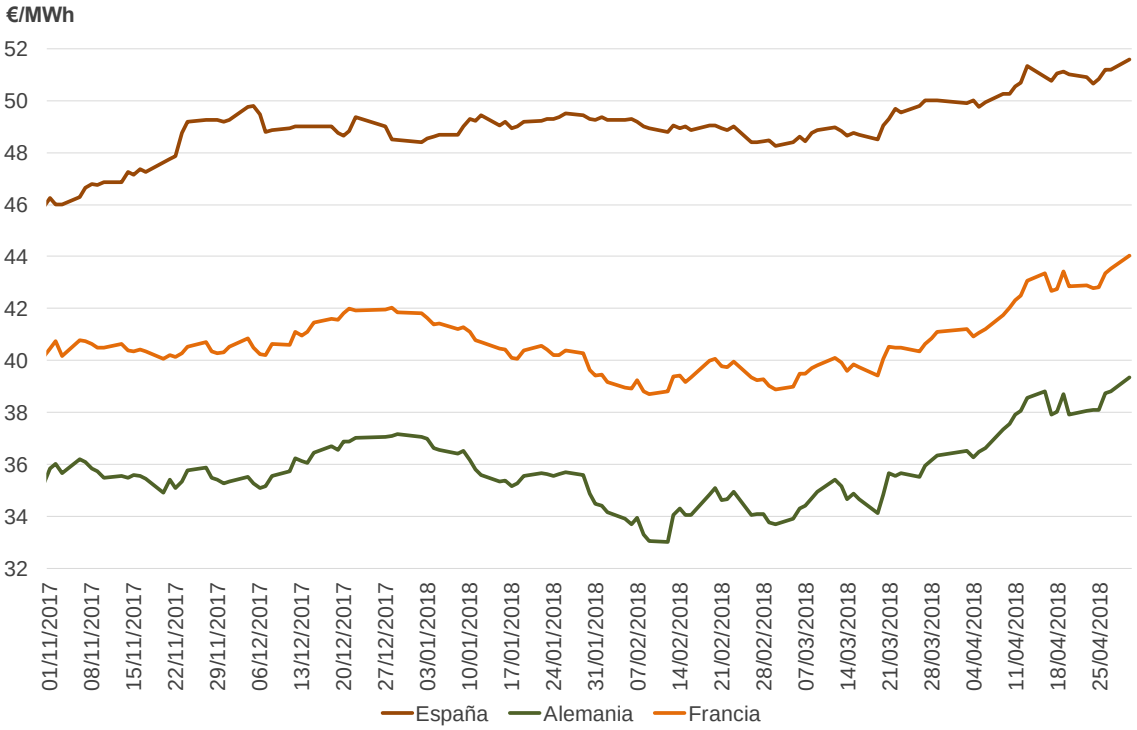
[32] En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10 % del precio spot austriaco.

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 noviembre de 2017 a 30 de abril 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 noviembre de 2017 a 30 de abril 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 abril, el precio medio del mercado diario en España se situó en 42,67 €/MWh, registrando un incremento del 6,2% respecto al del mes anterior (40,18 €/MWh). El precio medio español se situó por encima del precio medio del mercado alemán (32,06 €/MWh, que descendió un 14,2% en relación al del mes anterior) al igual que del precio medio registrado en el mercado francés (33,60 €/MWh, que disminuyó un 30,4% respecto al del mes anterior).

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

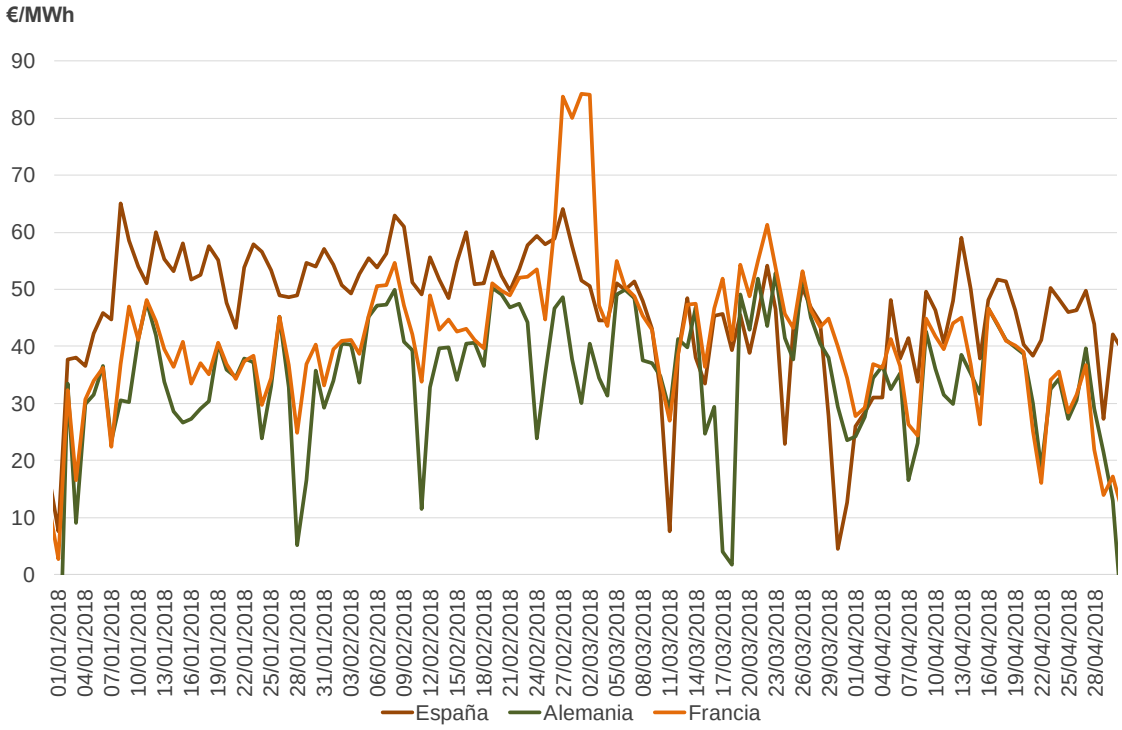
Precios medios	abril-18 (€/MWh)	marzo-18 (€/MWh)	% Variación
España	42,67	40,18	6,2%
Alemania	32,06	37,36	-14,2%
Francia	33,60	48,26	-30,4%

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

En el Gráfico 22 se puede observar que el precio medio diario del mercado español es el único que experimenta una subida, mientras que el alemán y el francés descienden, siendo la bajada más pronunciada en este último. El precio

medio diario más bajo para el mes de abril de 2018 se registró en el mercado alemán el día 30 (12,95 €/MWh), mientras que el precio diario más alto se registró en el mercado español el día 13 (58,97 €/MWh). En el Gráfico 22 se puede observar que para el año 2018 el precio medio diario en España se ha mantenido por encima del precio medio diario en Alemania y en Francia.

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de enero de 2018 30 de abril 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[33] y en EEX-ECC[34], por mes de negociación. El volumen negociado en abril de 2018 de contratos financieros de

[33] Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de mayo se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

[34] 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 abril de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (127.065 GWh en Alemania y 17.705 GWh en Francia) fueron 12,6 y 1,8 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (10.102 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria[35], registrados en ambas cámaras, ascendió a 127.065 GWh (inferior en un 6,6% al volumen negociado en el mes anterior, 136.061 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 17.705 GWh (un 17,3 % inferior al volumen negociado el mes anterior, 21.408 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.

[35] 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: abril de 2016 abril de 2018

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
abr-16	257.326	58.339
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

Nota: desde abril 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[36] con liquidación en los meses de abril de 2016 a abril de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de abril de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado alemán y francés registraron valores positivos (3,29 €/MWh y 5,70 €/MWh, respectivamente), mientras que el mercado español la prima de riesgo ex post resultó negativa (-2,84 €/MWh).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en abril de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 47,25 €/MWh y 39,83 €/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 42,67 €/MWh) ascendieron a 4,58 €/MWh y a -2,84 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en abril de 2018 ascendieron a 36,25 €/MWh y a 32,05 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 32,06 €/MWh) se situaron en 4,19 €/MWh y -0,01 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en abril de 2018 ascendieron a 40,50 €/MWh y a 32,54 €/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 33,60 €/MWh), se situaron en 6,90 €/MWh y -1,06 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta abril de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+1,65 €/MWh, +3,49 y +6,66 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

[36] 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

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
abr-16	29,00	24,11	4,89	24,88	24,21	0,67	26,25	25,48	0,77
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

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_2

En el mes de abril 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_2 mostraron un comportamiento alcista.

Con datos a 30 de abril 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 11,6%, un 7% y un 6,7%, 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 75,11 $/Bbl, 75,17 $/Bbl y 69,56 $/Bbl, respectivamente.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó un 6,2%, 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 3%, un 12,6% y un 10,3%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de

los contratos mencionados, se situaron al cierre de mes en 18,67 £/MWh, 15,97 £/MWh, 19,75 £/MWh y 20,96 £/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS[37]) registró un incremento del 12,8%, situándose en 20,79 €/MWh al cierre de mes (30 de abril), al igual que el precio spot del gas natural en Francia (TRS), que contabilizó un aumento del 9,8%, hasta situarse al cierre de mes en 21,16 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 5,9%, situándose al cierre de mes en 20,75 €/MWh[38].

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en mayo, en el tercer trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de estos contratos aumentaron un 7,4%, 10,5% y un 12,5% respectivamente, hasta situarse en 85,10 €/t, 88,19 €/t y 85,19 €/t, respectivamente.

Asimismo, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO_2 mostraron durante el mes de abril 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 13,59 €/t CO_2 (+2,3%) y 13,75 €/t CO_2 (+2,9%), respectivamente.

[37] Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

[38] 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_2

	Cotizaciones en Abr.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Mar.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent $/Bbl	**30-abr-18**	**Mín.**	**Máx.**	**29-mar-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Abr. vs Mar.**
Brent Spot	75,11	66,48	75,26	67,32	63,46	68,95	11,6%
Brent entrega a un mes	75,17	67,11	75,17	70,27	63,61	70,45	7,0%
Brent entrega a doce meses	69,56	63,25	69,56	65,22	60,54	65,66	6,7%
Gas natural Europa	**30-abr-18**	**Mín.**	**Máx.**	**29-mar-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Abr. vs Mar.**
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	18,67	16,48	18,67	17,58	16,46	78,50	6,2%
Gas NBP entrega Q3-18	15,97	15,40	18,05	15,51	14,19	15,51	3,0%
Gas NBP entrega Q4-18	19,75	17,37	19,75	17,53	16,43	17,53	12,6%
Gas NBP entrega Q1-19	20,96	18,83	20,96	19,00	17,94	19,00	10,3%
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh							
MIBGAS Spot	20,79	19,75	23,29	18,43	18,43	33,94	12,8%
PVB-ES a un mes	20,75	19,35	20,90	19,60	19,00	21,43	5,9%
TRS Spot	21,16	20,08	24,08	19,27	18,64	49,05	9,8%
Carbón EEX ARA API2 $/t	**30-abr-18**	**Mín.**	**Máx.**	**29-mar-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Abr. vs Mar.**
Carbón EEX ARA May-18	85,10	80,27	85,10	79,26	78,02	82,40	7,4%
Carbón EEX ARA Q3-18	88,19	80,21	88,19	79,78	78,40	83,18	10,5%
Carbón EEX ARA Cal-19	85,19	76,00	85,19	75,75	73,00	79,23	12,5%
CO_2 ICE EUA €/t_{CO2}	**30-abr-18**	**Mín.**	**Máx.**	**29-mar-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Abr. vs Mar.**
Dchos. emisión EUA Dic-2018	13,59	12,64	14,00	13,28	9,99	13,68	2,3%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	13,75	12,73	14,15	13,36	10,05	13,76	2,9%

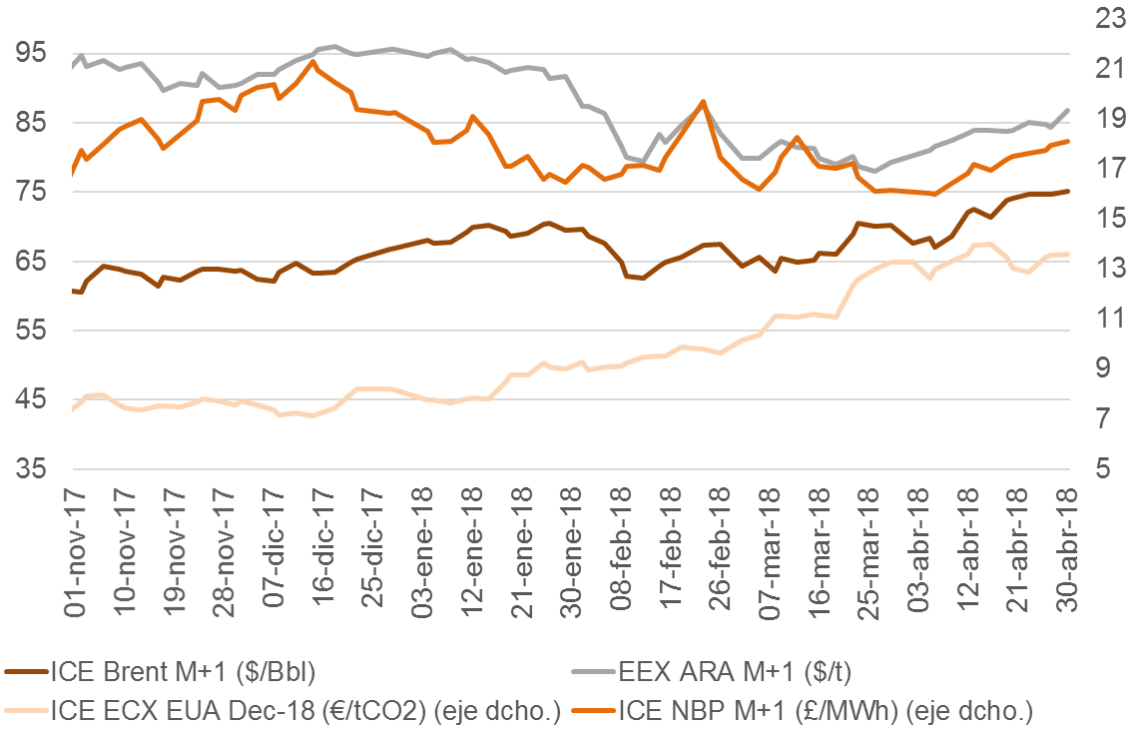
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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_2 en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de abril a 30/04/2018 y cotizaciones de marzo a 29/03/2018.

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

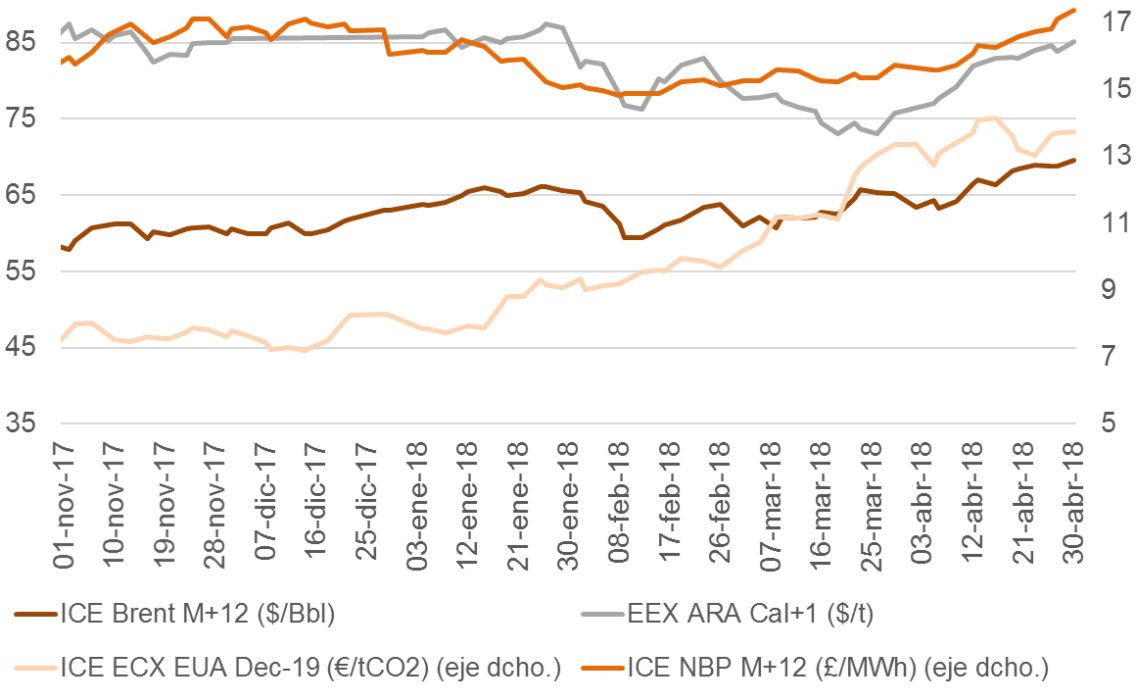
Las tendencias indicadas durante el mes de abril se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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_2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales.
Periodo: 1 noviembre de 2017 a 30 de abril 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_2. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 noviembre de 2017 a 30 de abril de 2018



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

Al cierre del mes de abril de 2018 (30 de abril), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,21 $/€ frente a 1,23 $/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 0,880 £/€, frente a 0,875 £/€ al final del mes anterior.

En el mes de abril, el mantenimiento del compromiso de la OPEP de reducir la producción de crudo en 1,8 millones de barriles diarios hasta finales de 2018, junto a la mejoría de la economía a nivel general, la situación de tensión entre Estados Unidos y Rusia en Oriente Medio, así como las informaciones sobre la ruptura del acuerdo nuclear con Irán por parte de Estados Unidos[39], han contribuido al incremento de las cotizaciones del Brent (tanto del spot como a plazo).

Asimismo, las referencias, tanto spot como a plazo, del gas natural NBP han mostrado un comportamiento alcista durante el mes de abril, en el que habrían

[39] Que se materializó el 9 de mayo de 2018 e implica, entre otras sanciones por parte de Estados Unidos a Irán, la reducción de las exportaciones de petróleo iraní.

incidido, entre otros factores, el incremento de los precios del Brent, el aumento de la demanda, en un contexto de previsión de temperaturas inusualmente cálidas, así como las restricciones al carbón y a los derechos de emisión de CO_2, que habrían contribuido a una mayor competitividad del gas.

Por su parte, la tendencia ascendente de los precios de referencia del Brent y del gas natural, habría contribuido a que las cotizaciones del carbón hayan mostrado, asimismo, un comportamiento alcista durante el mes de abril.

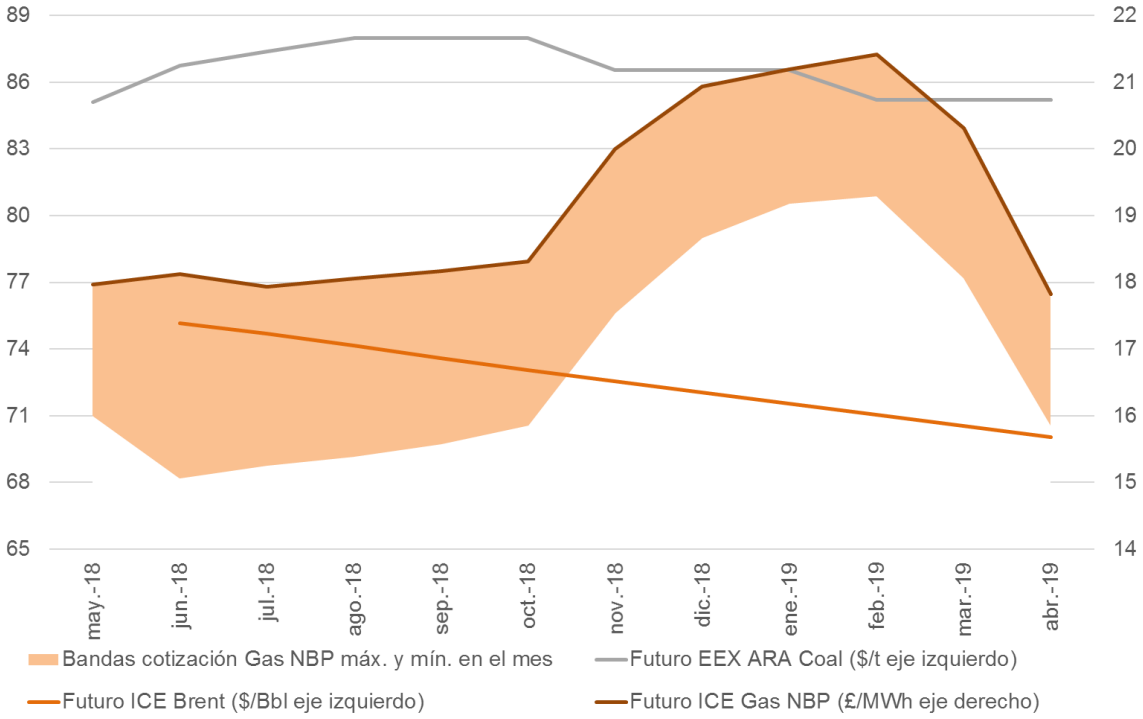
Por último, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO_2, con vencimiento en 2018 y en 2019, volvieron a aumentar respecto al mes anterior, en el contexto de aplicación de la reforma del régimen de comercio de los derechos de emisión de CO_2 (RCDE) para el periodo posterior a 2020.

Al cierre del mes de abril (30 de abril 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 abril. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 2,38 €/MWh (1,30 €/MWh en el mes anterior).

La curva forward del carbón EEX ARA muestra una ligera subida en los próximos meses del año 2018, hasta octubre de este año, mes en el que desciende hasta alcanzar de nuevo un nivel de precios similares a los actuales.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de abril de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



Nota: cotización del contrato mensual abril-18 del Gas NBP a 28/03/2018.

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).

El 14 de noviembre de 2017, MIBGAS Derivatives alcanzó un acuerdo de cooperación con OMIClear (cámara de contrapartida central o CCP del mercado de derivados del MIBEL, gestionado por OMIP), para la compensación y liquidación de las transacciones de los productos de largo plazo negociados en MIBGAS Derivatives.

Por otro lado, de acuerdo a lo contemplado en las reglas del mercado, MIBGAS Derivatives seleccionó a AXPO Iberia como creador del mercado (market maker) para la negociación de los productos de largo plazo. El objetivo es fomentar la liquidez del mercado a través de la inserción continua de ofertas de compra y venta, por parte de dicha empresa, en cada sesión de negociación.

El primer día de negociación se cerraron 3 transacciones, dos de ellas para el contrato mensual M+2, cada una de ellas de 100 MWh/d (total de 6.000 MWh) a un precio de referencia de 20,25 €/MWh, y la tercera para el producto anual con entrega en 2019, por un volumen de 100 MWh/d (total 36.500 MWh) y un precio de 20,15 €/MWh. Para el resto de días de negociación de abril no se han ejecutado más transacciones. A 30 de abril, el Precio Último Diario de los contratos mencionados (M+2 y anual 2019), se situó en 21,20 €/MWh y en 20,95 €/MWh, respectivamente.

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)

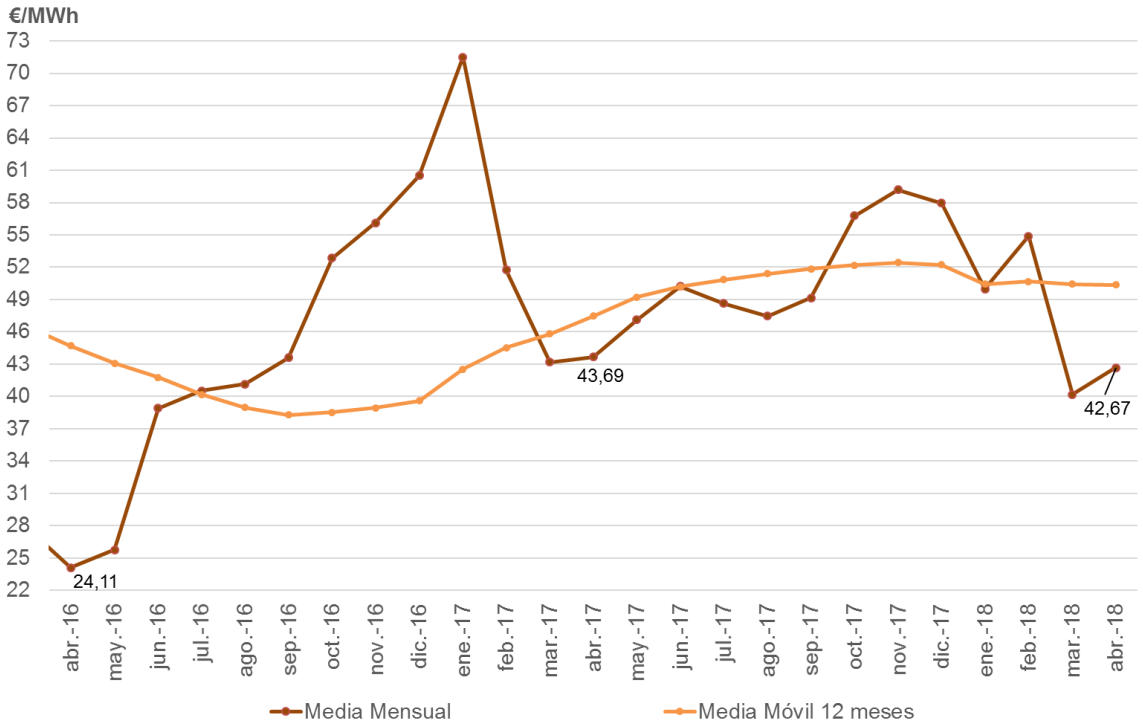
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

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 abril de 2016 y abril de 2018. En el mes de abril de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 42,67 €/MWh[40], un 6,2% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (40,18 €/MWh), y un 2,3% inferior al precio spot medio registrado en abril de 2017 (43,69 €/MWh).

[40] En abril de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 42,66 €/MWh. En abril de 2018 ha existido un precio diferente en 70 horas de un total de 720 horas (9,7%% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio negativo de -0,01 €/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 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: abril de 2016 a abril de 2018

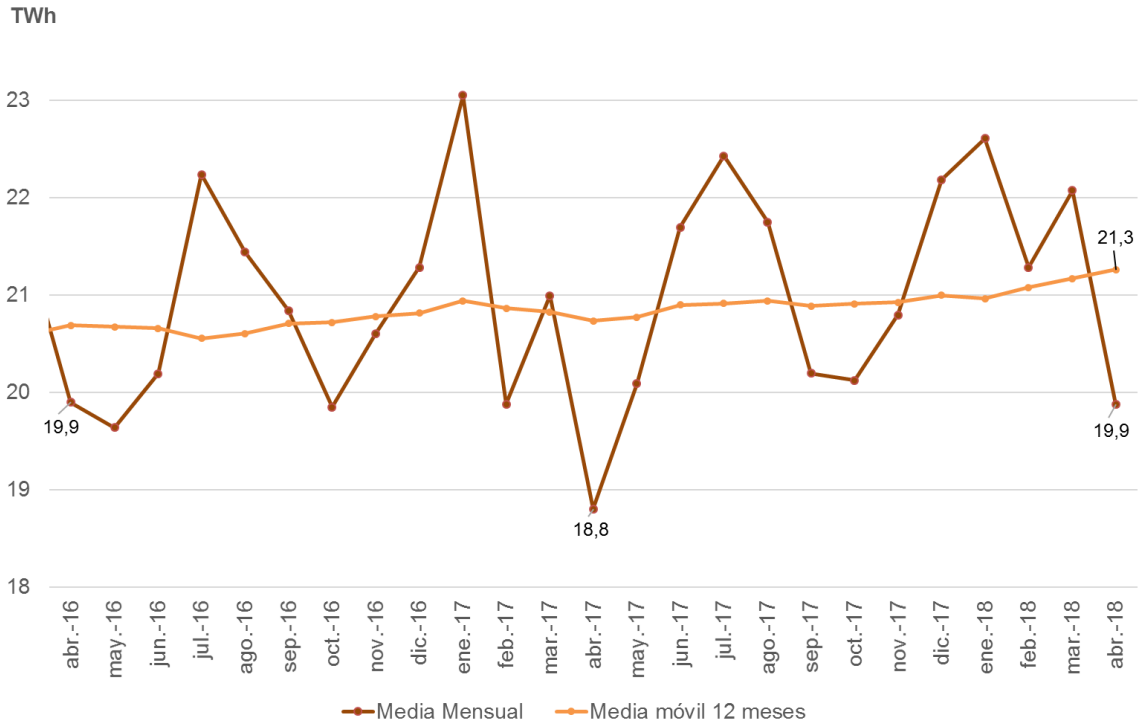


Fuente: OMIE.

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

En el mes de abril, la demanda se cifró en 19,9 TWh, un 9,9% inferior al valor registrado en el mes anterior (22 TWh)[41], y un 3,7 % superior a la demanda del mismo mes del año anterior (18,8 TWh en abril de 2017). En el mes de abril de 2018, la demanda fue un 6,5% inferior a la media móvil anual (21,3 TWh).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) Periodo: abril de 2016 a abril 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 marzo de 2018, abril de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En abril 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 solares, tanto fotovoltaicas como térmicas (+21% y +48,9%, respectivamente), aunque la cuota de ambas sigue siendo muy pequeña (3,4% y 1,7% respectivamente). Por el contrario, la generación eólica descendió notablemente, concretamente un 42,2% frente al mes anterior, así como la producción a partir de centrales nucleares (-15%). En relación a esto último, cabe mencionar que en el mes de abril estaban indisponibles dos grupos nucleares, la central de Vandellós (parada debido a una fuga en el reactor) y la central de Almaraz, debido a una parada programada para recarga.
Pese al descenso de la demanda media diaria en el mes de abril de 2018 respecto al mes anterior (-6,9%), el aumento del precio de mercado spot en dicho mes (+2,49 €/MWh respecto al registrado en marzo) se justificaría principalmente por el descenso de la generación procedente de fuentes renovables y de origen nuclear, que fue compensado con el aumento de generación a partir de centrales térmicas.

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

	abr-18	mar-18	abr-17	% Var. abr-18 vs. mar-18	% Var. abr-18 vs. abr-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,96	4,67	2,00	6,4%	148,1%	14,51	16,9%
Nuclear	3,82	4,50	4,93	-15,0%	-22,5%	17,99	21,0%
Carbón	1,35	1,32	1,89	2,5%	-28,6%	9,22	10,7%
Ciclo combinado (1)	1,18	1,21	1,21	-3,1%	-2,5%	6,66	7,8%
Eólica	4,43	7,69	4,13	-42,4%	7,5%	22,13	25,8%
Solar fotovoltaica	0,67	0,55	0,80	21,0%	-16,8%	2,09	2,4%
Solar térmica	0,34	0,23	0,55	48,9%	-38,8%	0,91	1,1%
Otras renovables (2)	0,24	0,28	0,24	-13,9%	0,0%	1,13	1,3%
Cogeneración	2,40	2,47	2,22	-3,0%	7,8%	9,61	11,2%
Residuos	0,22	0,28	0,22	-19,2%	0,0%	1,06	1,2%
Total Generación	**19,63**	**23,18**	**18,19**	**-15,3%**	**7,9%**	**85,31**	**99,4%**
Consumo en bombeo	-0,54	-0,72	-0,37	-24,9%	47,8%	-1,88	-2,2%
Enlace Península-Baleares (3)	-0,06	-0,09	-0,06	-30,4%	10,3%	-0,34	-0,4%
Saldo intercambios internacionales (4)	0,87	-0,29	1,04	-404,2%	-16,3%	2,78	3,2%
Total Demanda transporte	**19,88**	**22,08**	**18,80**	**-9,9%**	**5,7%**	**85,86**	**100,0%**

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.
(2) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.
(3) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.
(4) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE.

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA