



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



# INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*DICIEMBRE 2017*)

15 de febrero de 2018

IS/DE/003/17

## 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	18
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	19
3.	Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	26
3.1	Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	26
3.2	Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	27
4.	Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	31
4.1.	Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	31
4.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	38
4.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	39
4.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-18 y Cal-18 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<sup>1</sup>– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación 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 diciembre de 2017, con un precio medio del mercado de contado inferior al registrado el mes anterior (-2,1%, hasta los 57,94 €/MWh), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y cuarto trimestre de 2018, mostraron un comportamiento descendente siguiendo la evolución experimentada por el precio del mercado de contado durante el mes de diciembre.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en enero, febrero y marzo de 2018 descendieron un 11,1%, 0,9% y 1,9%, respectivamente. Asimismo, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer y tercer trimestre de 2018 descendieron un 4,5% y 0,2%, respectivamente, mientras que las del segundo y el cuarto trimestre de 2018 aumentaron un 0,9% y 1,7% respectivamente. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 54,22 €/MWh el Q1-18, en 48,70 €/MWh el Q2-18, en 52,15 €/MWh el Q3-18 y en 54,25 €/MWh el Q4-18.

La cotización del contrato anual con liquidación en el año 2018 descendió un 0,5% y el contrato con liquidación en 2019 descendió un 1,2%, en relación a la registradas en el mes anterior, situándose a cierre de mes (28 y 29 de diciembre, respectivamente) en 52,41 €/MWh y 48,60 €/MWh, respectivamente.

---

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

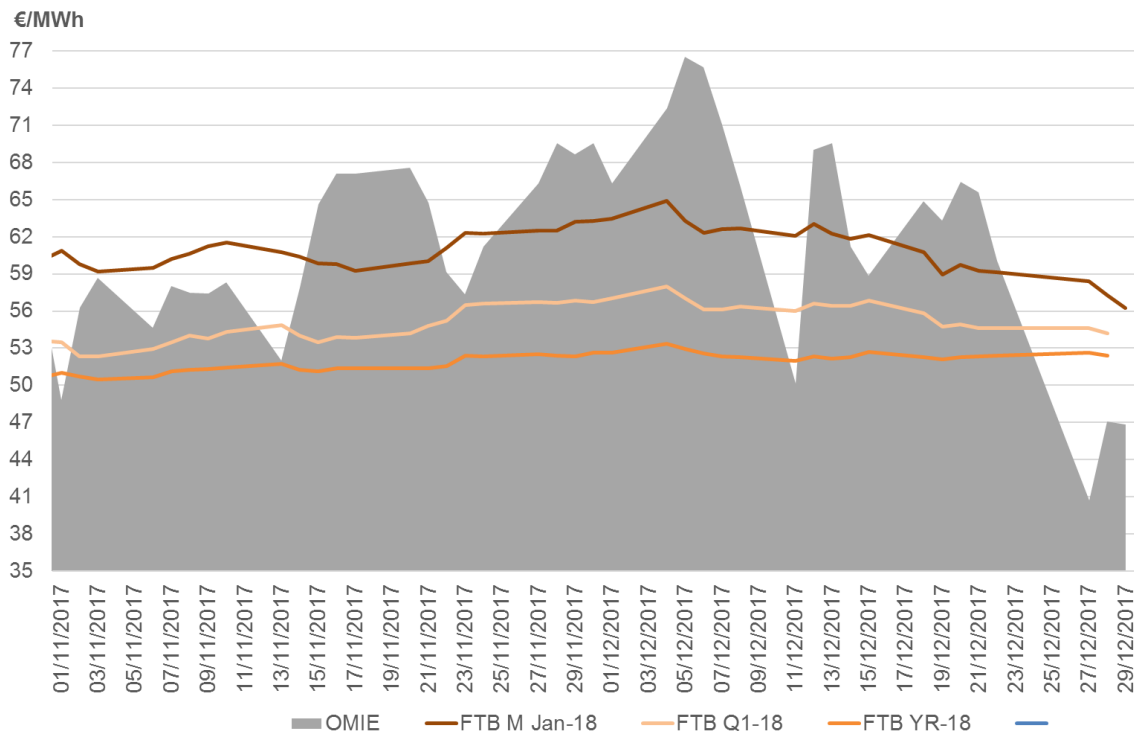
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2017				MES DE NOVIEMBRE DE 2017				% Δ Últ. Cotiz. dic-17 vs. nov-17
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-18	56,25	64,88	56,25	61,07	63,25	63,25	59,20	60,90	-11,1%
FTB M Feb-18	56,50	59,30	56,50	57,64	57,02	57,84	51,53	55,32	-0,9%
FTB M Mar-18	49,03	50,43	47,94	48,89	50,00	50,01	44,73	47,63	-1,9%
FTB Q1-18	54,22	58,00	54,22	55,92	56,75	56,85	52,35	54,59	-4,5%
FTB Q2-18	48,70	49,23	48,20	48,78	48,25	48,25	46,25	47,14	0,9%
FTB Q3-18	52,15	52,79	51,00	51,70	52,28	52,28	50,95	51,45	-0,2%
FTB Q4-18	54,25	54,75	52,06	53,49	53,36	53,73	51,87	52,99	1,7%
FTB YR-18	52,41	53,38	51,95	52,45	52,65	52,65	50,50	51,54	-0,5%
FTB YR-19	48,60	49,80	48,50	49,01	49,20	49,25	46,00	47,52	-1,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de diciembre a 29/12/2017, a excepción de las últimas cotizaciones de los contratos FTB Q1-18 y FTB YR-18 a 28/12/2017, y cotizaciones de noviembre a 30/11/2017.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

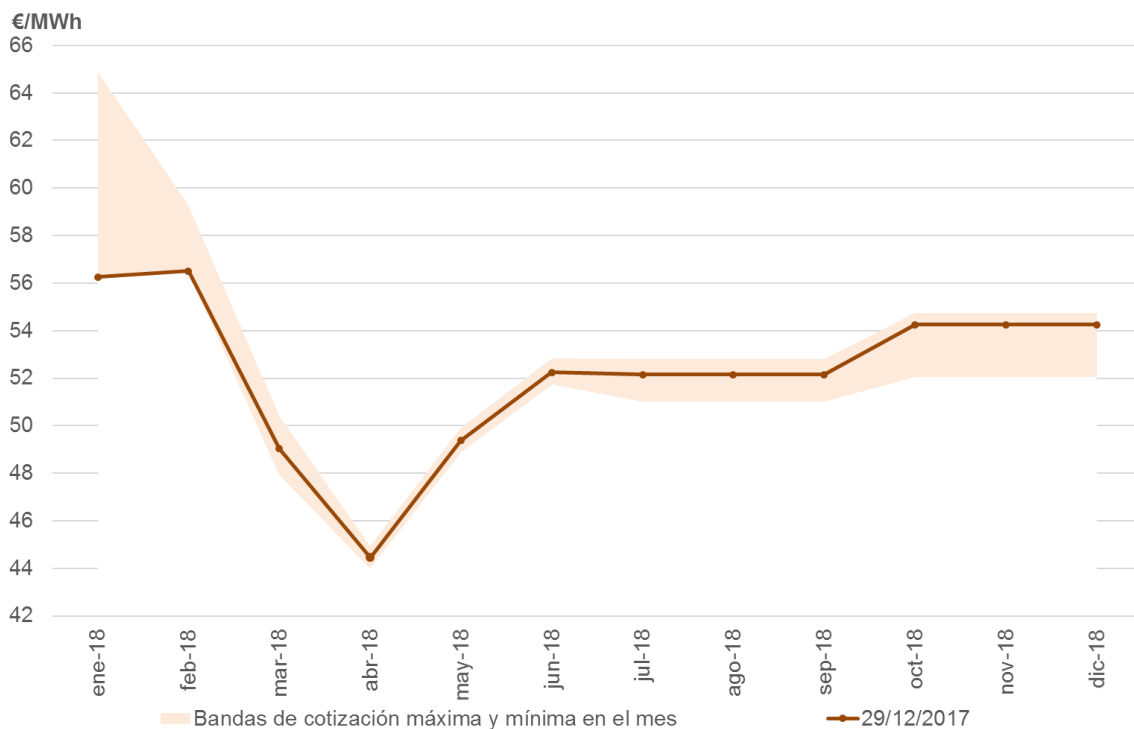
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.  
Periodo: 1 de noviembre de 2017 – 29 de diciembre de 2017**



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 diciembre de 2017. Se observa una curva a plazo descendente para el periodo febrero-abril de 2018 (curva en “backwardation”<sup>2</sup>), descendiendo la cotización en este periodo desde los 56,50 €/MWh del contrato a plazo de febrero de 2018 hasta los 44,45 €/MWh del contrato de abril de 2018, y creciente para el periodo mayo-diciembre de 2018, ascendiendo la cotización hasta los 54,25 €/MWh para el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2018.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2017**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de diciembre, el precio medio del mercado diario (57,94 €/MWh) descendió un 2,1% respecto al registrado en el mes anterior (59,19 €/MWh).

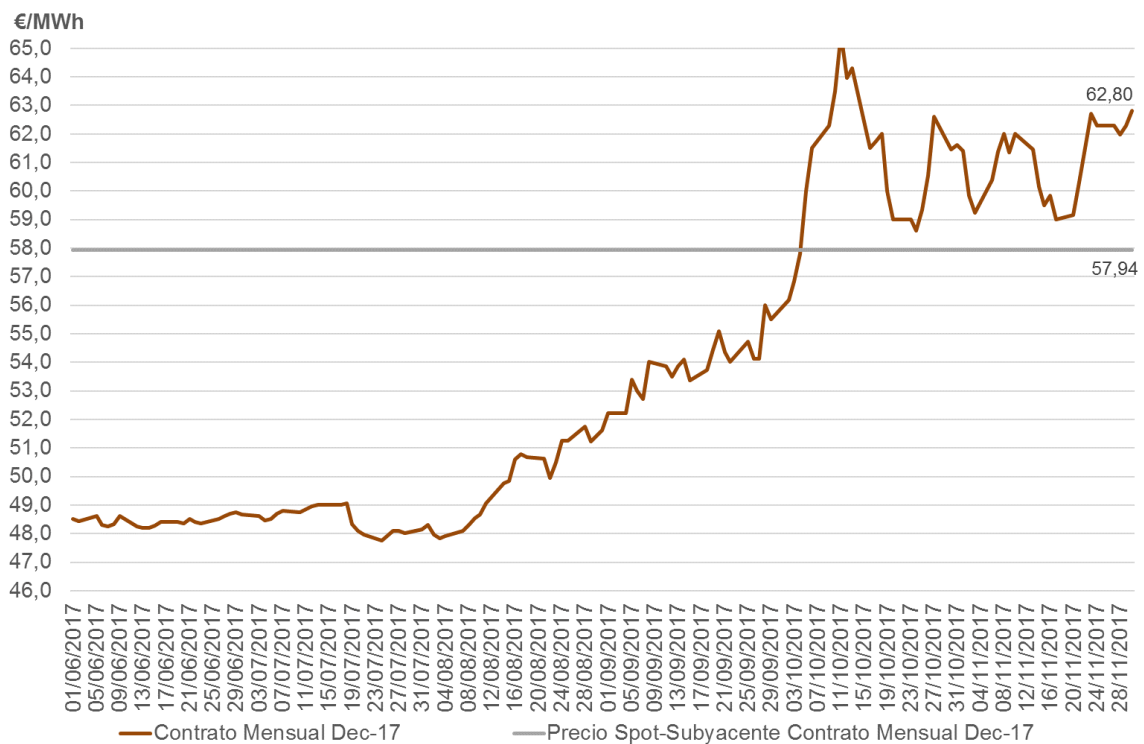
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2017 (30 noviembre de 2017) anticipaba un precio medio del mercado diario de 62,80 €/MWh para dicho mes, un 8,4% superior al precio spot finalmente registrado (57,94 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>3</sup>, se alcanzaron

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

<sup>3</sup> Del 1 de junio a 30 de noviembre de 2017.

respectivamente el 11 de octubre de 2017 (máxima de 65,50 €/MWh) y el 24 de julio de 2017 (mínima de 47,76 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,74 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>4</sup> del contrato mensual de diciembre de 2017 fueron negativas durante la mayor parte del periodo de negociación de este contrato, a excepción de los contratos negociados a partir del día 5 de octubre. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante la mayor parte del periodo de negociación, a excepción del periodo previamente señalado.

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2017 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2017**



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

Para el mes de enero de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 29 de diciembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 56,25 €/MWh.

<sup>4</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2017 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en diciembre de 2017.

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

En diciembre de 2017 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 diciembre de 2017 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>5</sup>) alcanzó 58,07 €/MWh, inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en diciembre de 2017 (58,89 €/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 diciembre de 2017 fue positiva (0,82 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios).

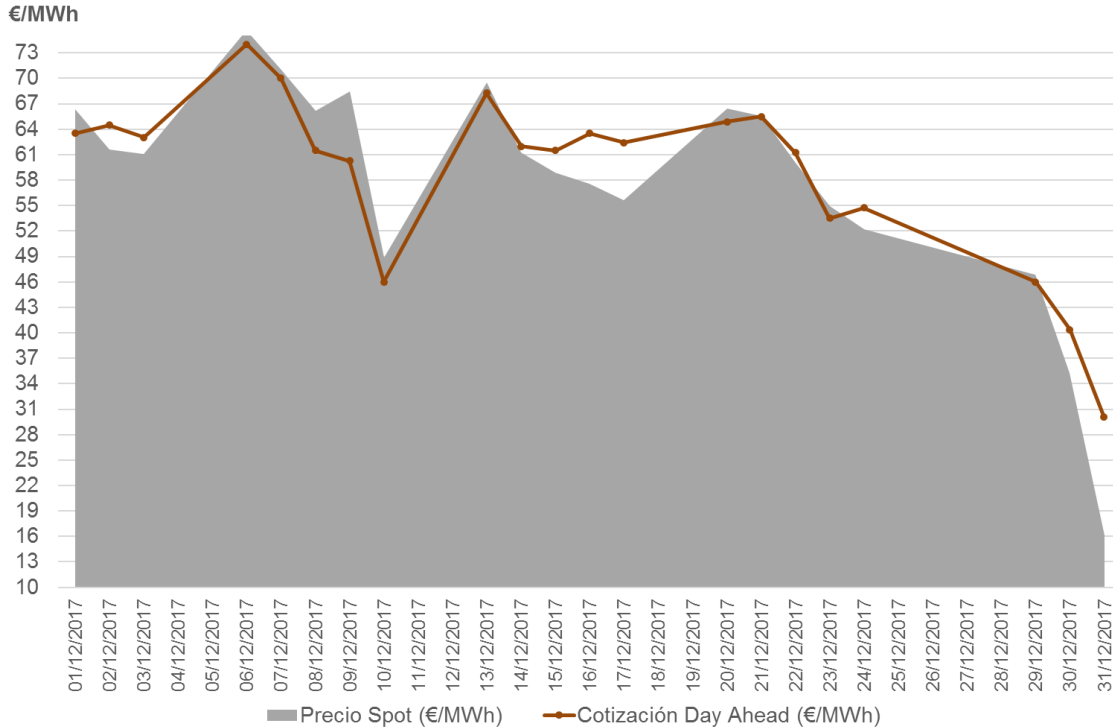
Asimismo, la mayor prima de riesgo ex post<sup>6</sup> alcanzada en diciembre de 2017 fue positiva, se registró el día 31 y se situó en 13,85 €/MWh.

---

<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>6</sup> 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: diciembre de 2017**



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<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.

<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.



## 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 diciembre y noviembre de 2017<sup>8</sup>.

En el mes de diciembre de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 12,7 TWh, un 8,7% superior al volumen registrado el mes anterior (11,7 TWh), y un 21,5% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,2 TWh). En 2017 se han negociado un total de 143,9 TWh, lo que supone una disminución del 26,8% en el volumen negociado respecto a 2016 (196,5 TWh).

El volumen negociado en OMIP en diciembre de 2017 representó el 3,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 4,5% en noviembre. En 2017, el volumen negociado en OMIP (7,7 TWh) supuso el 5,3% del volumen total negociado en los mercados a plazo, inferior en un 60,8% al volumen negociado en OMIP en 2016 (19,5 TWh; 9,9% 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 el año 2017 (143,9 TWh) representó 57,1% de la demanda eléctrica peninsular de 2017 (252 TWh), inferior al porcentaje (78,7%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2016 (196,5 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de 2016 (249,8 TWh).

En el mes de diciembre de 2017, 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

---

<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.

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.

EEX<sup>9</sup>) se situó en 9,7 TWh (40,1% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en diciembre de 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 80,9%, superior al porcentaje del mes anterior (66%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%, inferior al porcentaje registrado en 2016 (73,6%).

**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 diciembre 2017	Mes anterior noviembre 2017	% Variación	Total 2017	Total 2016
<b>OMIP</b>	417	526	-20,7%	7.657	19.539
<b>EEX</b>	338	700	-51,8%	6.000	7.294
<b>OTC</b>	11.981	10.494	14,2%	130.217	169.687
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	9.698	6.921	40,1%	94.360	124.816
<i>OMIClear</i>	1.318	1.331	-1,0%	15.464	36.448
<i>BME Clearing</i>	1.319	700	88,3%	17.951	24.075
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	7.062	4.890	44,4%	60.945	64.293
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>12.736</b>	<b>11.720</b>	<b>8,7%</b>	<b>143.874</b>	<b>196.520</b>

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

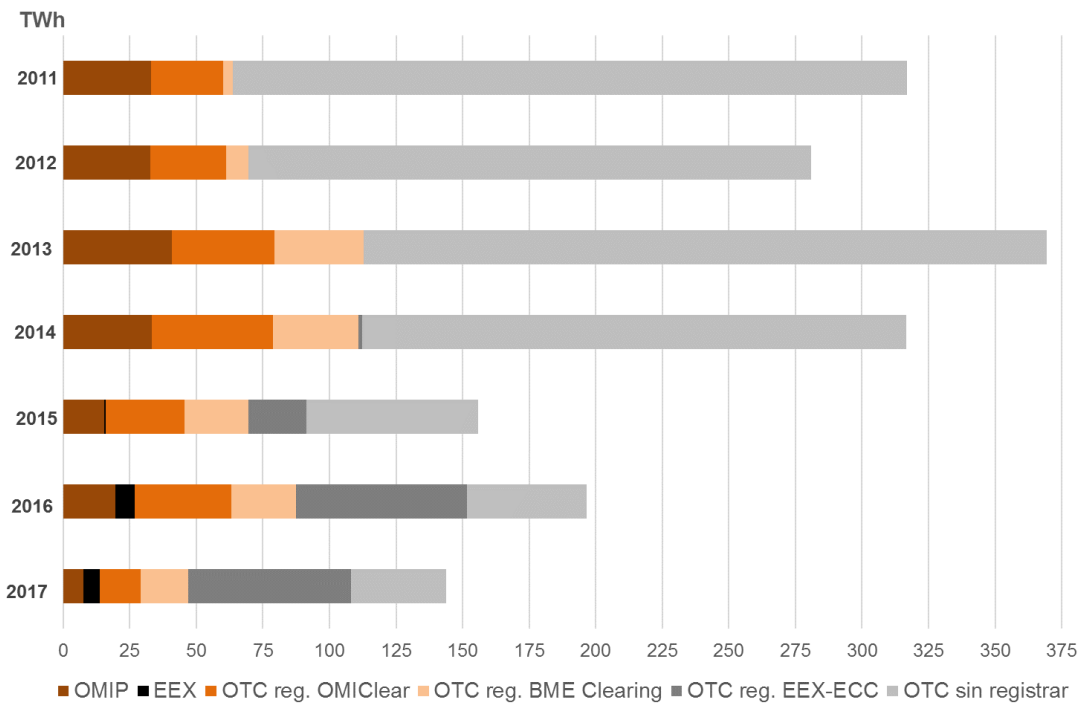
\*\* El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden 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.

<sup>9</sup> EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. 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.

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 29 de diciembre de 2017, 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.

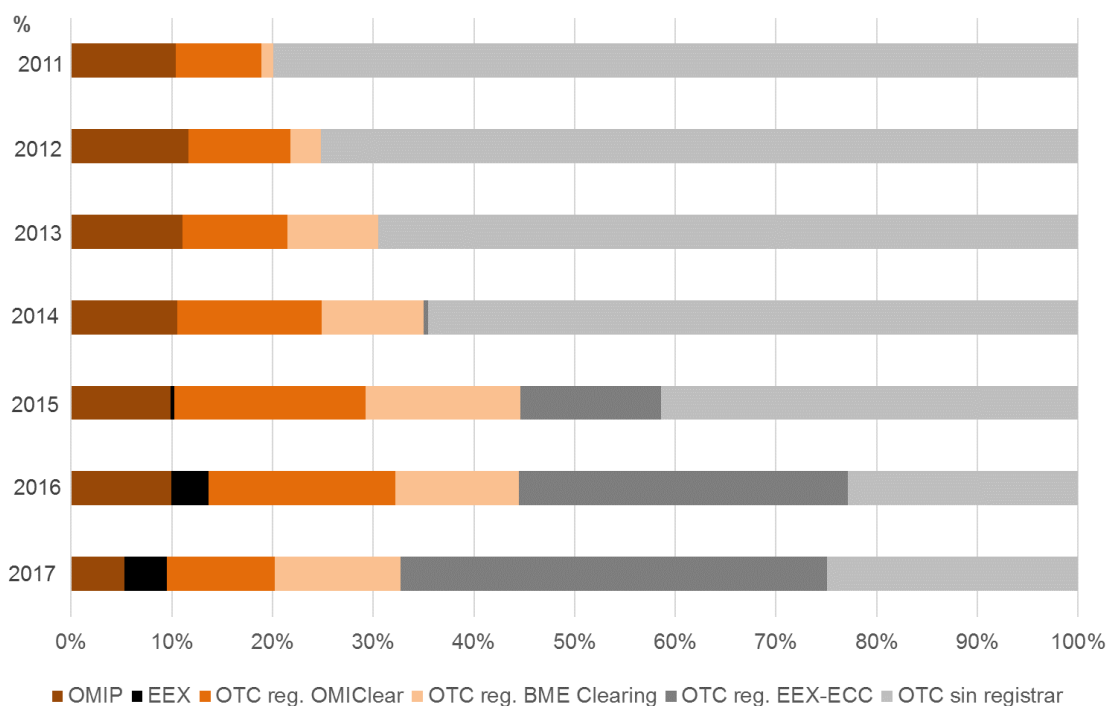
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2017**



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. En el año 2017, el volumen OTC registrado en las Cámaras de Contrapartida Central asciende a 72,5%, inferior que el del conjunto de 2016 (73,6%).

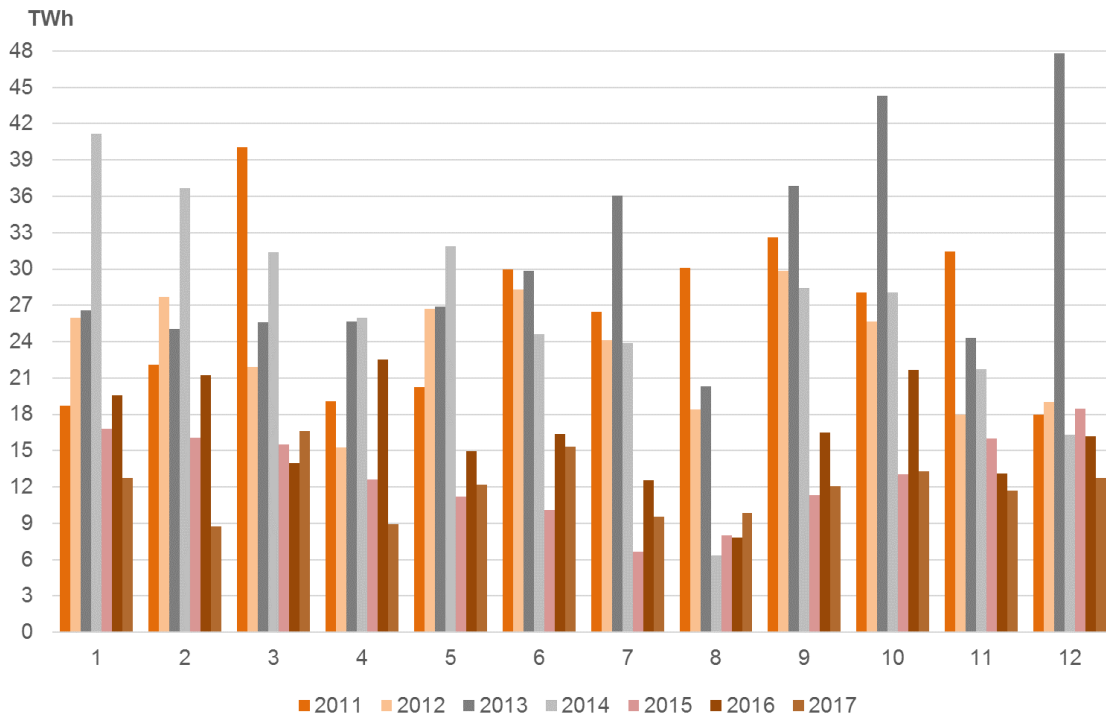
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2017**



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 2011 hasta diciembre de 2017. En el mes de diciembre de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 12,7 TWh, un 21,5% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,2 TWh en diciembre de 2016).

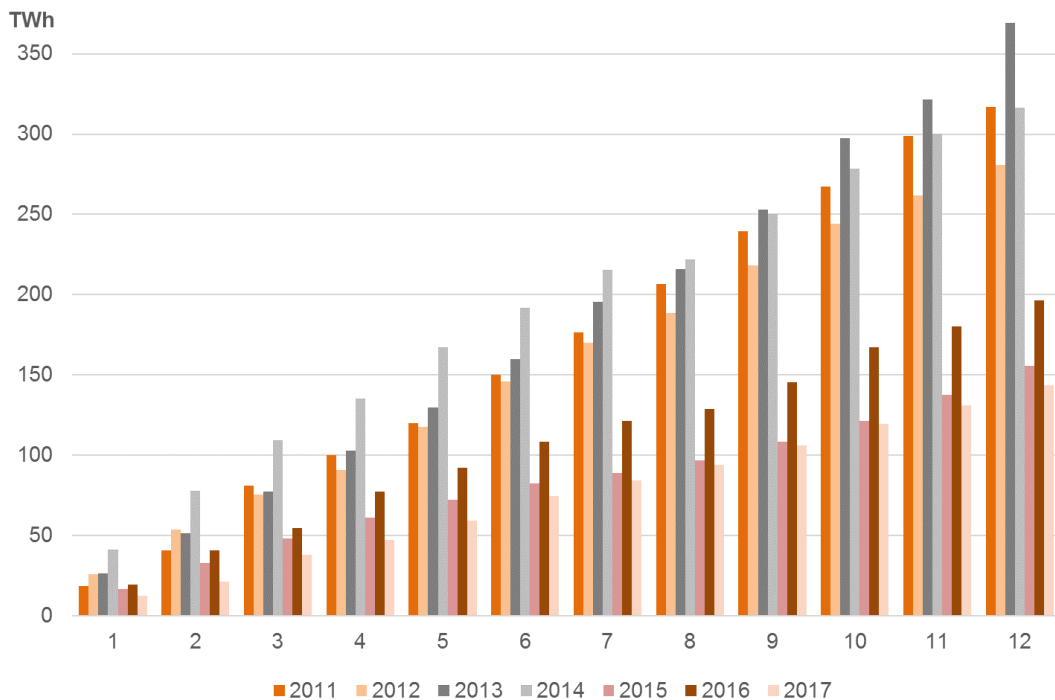
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2017**



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. En 2017 se han negociado un total de 143,9 TWh, inferior en un 26,8% al volumen negociado en el mismo periodo de 2016 (196,5 TWh).

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2017**



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 noviembre y diciembre de 2017, 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 diciembre de 2015 y diciembre de 2017, 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 diciembre de 2017 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 90,8% (11,6 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (82,4%; 9,7 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 9,2% (1,2 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (17,6%; 2,1 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en diciembre de 2017 a 1.568 MW (5,3% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.819 MW).

En 2017 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 89,5% (128,8 TWh). En 2016 dicho porcentaje fue superior (92%; 180,7 TWh). Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 10,5% (15,1 TWh), siendo dicho porcentaje en 2016 inferior (8%; 15,8 TWh).

En diciembre de 2017 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 70,3% (8,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (11,6 TWh)<sup>10</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 20,2% (2,3 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 0,4 TWh, el 4,5% de los contratos anuales negociados y 2,9% del volumen total negociado. Asimismo, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a tres años vista, Cal+3, ascendió a 0,04 TWh<sup>11</sup>, el 0,5% de los contratos anuales negociados y 0,3% del volumen total negociado.

El contrato de corto plazo más negociado en diciembre fue el contrato con liquidación semanal con el 59,4% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,2 TWh)<sup>12</sup>, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 36,8% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

---

<sup>10</sup> En el mes de noviembre de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (54%; 5,2 TWh).

<sup>11</sup> El precio de los contratos anuales con liquidación en 2020 negociados en diciembre de 2017 ascendió a 48 €/MWh.

<sup>12</sup> En el mes de noviembre de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (60,3%; 1,2 TWh).

Los contratos más negociados en 2017 fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,6% y 21,3%, respectivamente). En 2016, dichos contratos fueron también los más negociados (37,4%, 33,7% y 20,9%, respectivamente).

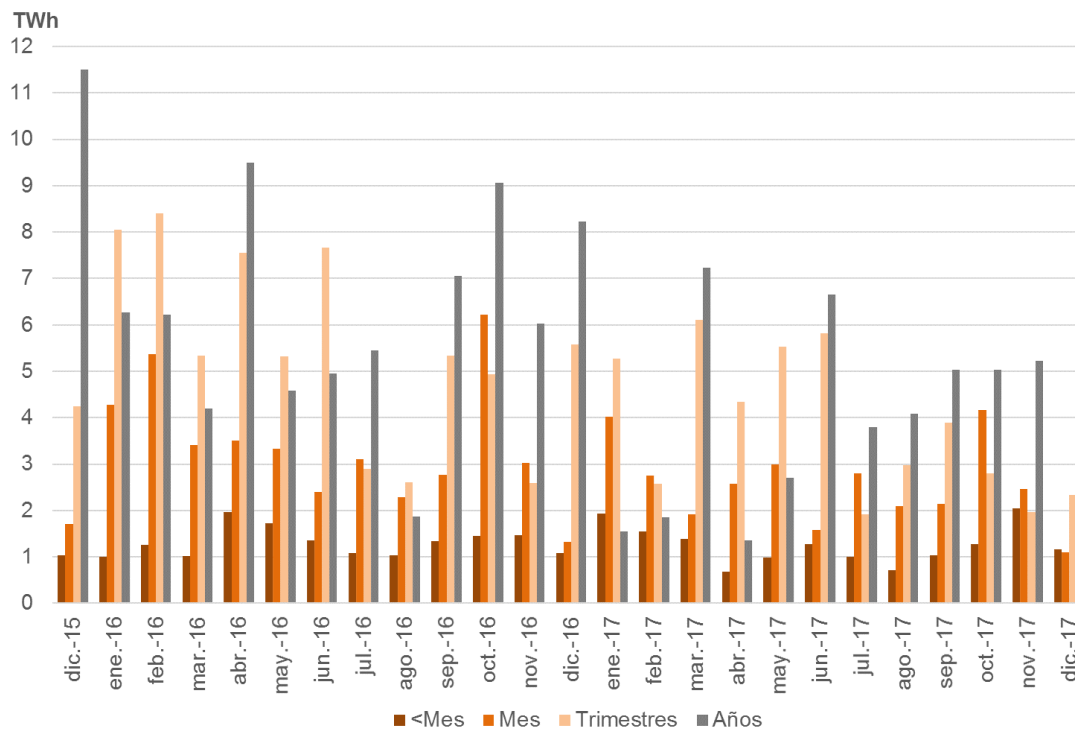
**Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)**

Tipo de contrato	Mes actual dic-17	Mes anterior nov-17	% Variación	Total 2017	% Total 2017	Total 2016	% Total 2016
Diario	430	653	-34,2%	7.477	49,6%	6.928	43,9%
Fin de semana	44	157	-72,2%	1.341	8,9%	1.550	9,8%
Balance de semana	0	6	-	28	0,2%	6	0,04%
Semana	693	1.242	-44,2%	6.234	41,3%	7.313	46,3%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.167</b>	<b>2.058</b>	<b>-43,3%</b>	<b>15.080</b>	<b>10,5%</b>	<b>15.798</b>	<b>8,0%</b>
Mensual	1.102	2.470	-55,4%	30.593	23,8%	41.021	22,7%
Trimestral	2.335	1.962	19,0%	45.533	35,4%	66.197	36,6%
Balance de Año	3	9	-	12	0,0%	87	0,0%
Anual	8.129	5.221	55,7%	52.657	40,9%	73.418	40,6%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>11.569</b>	<b>9.662</b>	<b>19,7%</b>	<b>128.794</b>	<b>89,5%</b>	<b>180.722</b>	<b>92,0%</b>
<b>Total</b>	<b>12.736</b>	<b>11.720</b>	<b>8,7%</b>	<b>143.874</b>	<b>100%</b>	<b>196.520</b>	<b>100%</b>

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



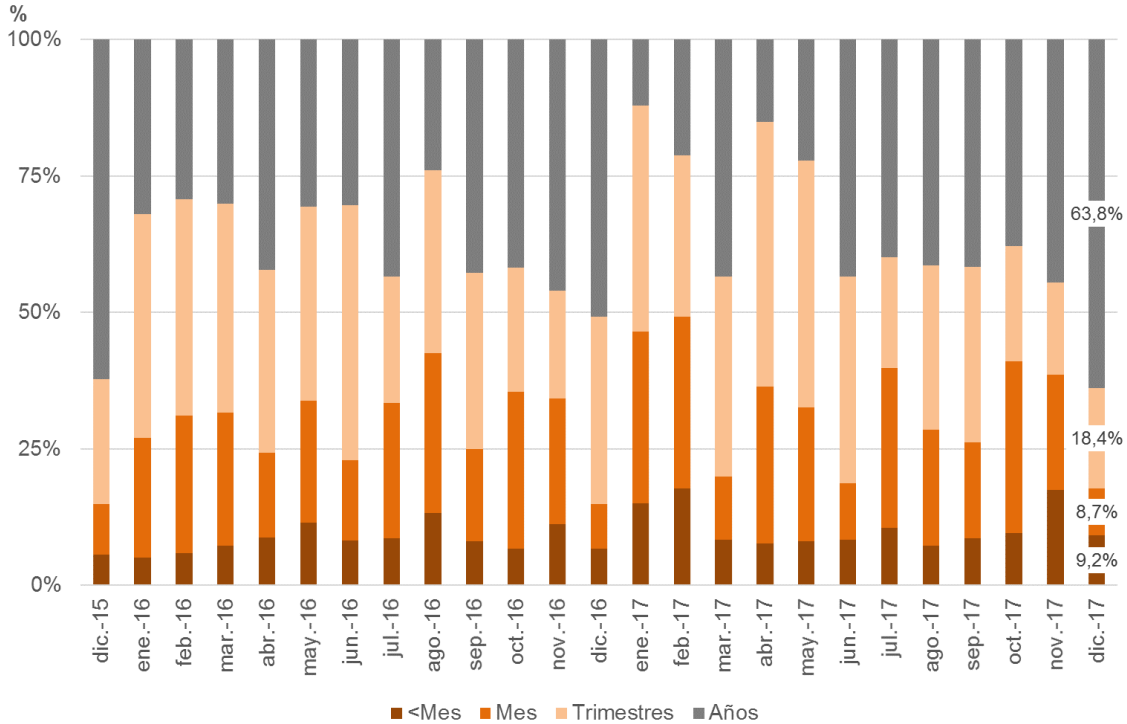
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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.

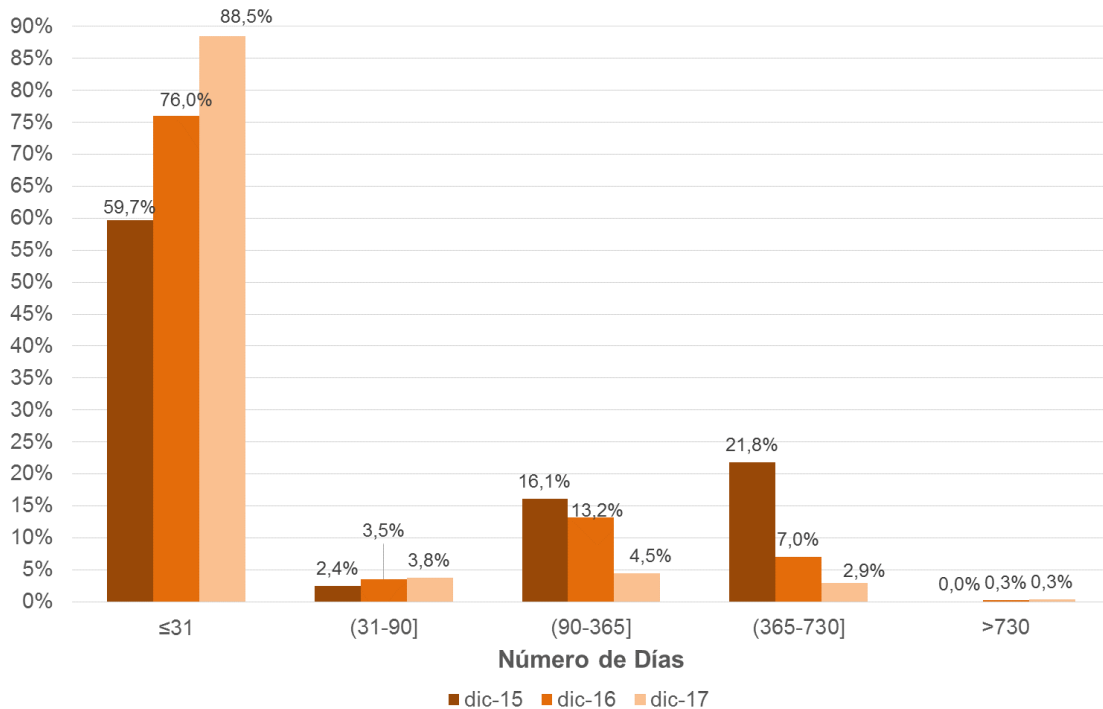
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

### 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 diciembre de 2017, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento en el primer mes de 2018 (véase Gráfico 11). En particular, el 88,5% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de diciembre de 2017 (en energía) iniciarán su liquidación a partir de enero de 2018, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2016 (76%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en diciembre de 2017, ascendió a 0,4 TWh, el 2,9% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en diciembre de 2016 dicho porcentaje fue superior (7%). Además, este mes se negoció el contrato con vencimiento a tres años vista. En particular, el volumen negociado de dicho contrato ascendió a 0,04 TWh, el 0,3% del volumen total de contratos negociados en dicho mes.

**Gráfico 11. Volumen negociado en diciembre (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento**



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

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

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

Hasta el 29 de diciembre de 2017, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2017<sup>13</sup> se situó en torno a 14.753 GWh, un 1,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2017 (15.039 GWh), y un 13,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2016 (17.125 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2017, el 92,1% (13.586 GWh) correspondió a

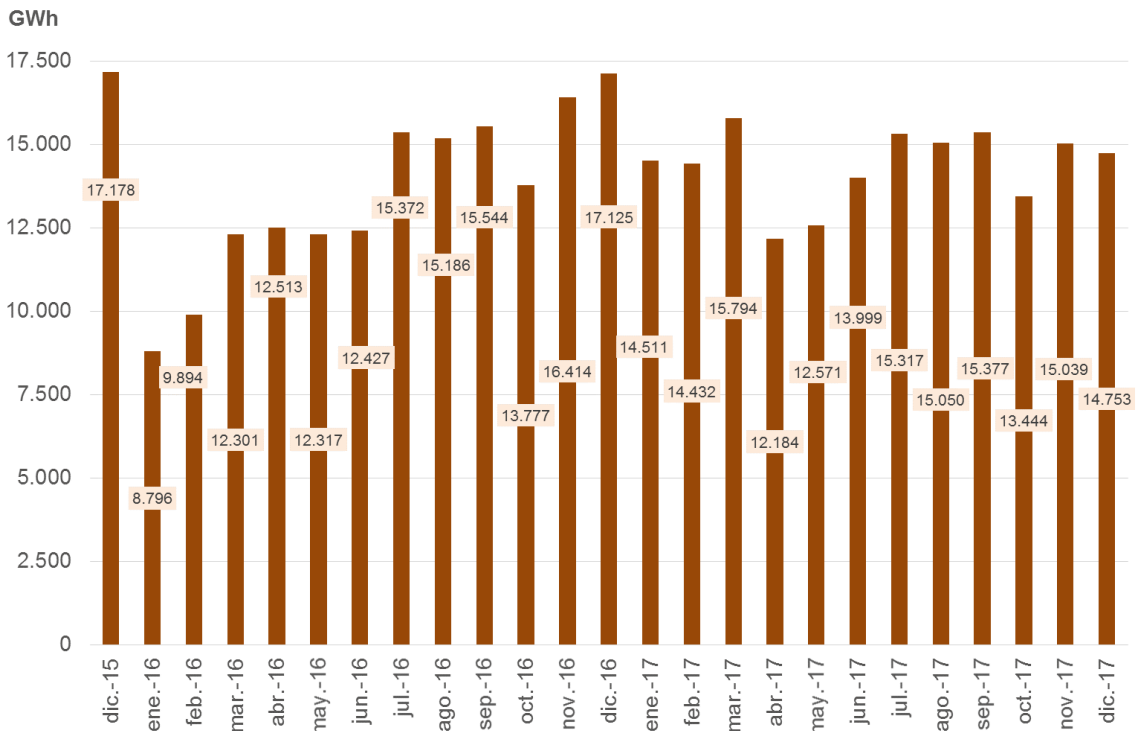
<sup>13</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2017: mensual dic-17, trimestral Q4-17, anual YR-17, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-17, trimestral Q4-17 y anual 2017), mientras que el 7,9% restante (1.167 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances 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 diciembre de 2017 (14.753 GWh) representó el 66,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.185 GWh).

El volumen de contratos a plazo con liquidación en 2017 (172.469 GWh) representó el 68,4% de la demanda eléctrica peninsular de 2017 (252.019 GWh), superior al volumen de contratos a plazo con liquidación en 2016 (172.469 GWh). El volumen de contratos a plazo con liquidación en 2016 representó el 64,7% de la demanda eléctrica peninsular de 2016 (249.784 GWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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>14</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en diciembre de 2017 (dic-17, Q4-17 y anual 2017) se situó en 18.261 MW, un 1,3% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2017 (18.028 MW) y un 15,3% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2016 (20.753 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de diciembre de 2017 (18.261 MW) representó el 61,2% de la demanda horaria media de dicho mes (29.819 MW).

Para el conjunto de 2017, el volumen de contratación a plazo medio con liquidación en todos los días de 2017 (17.976 MW) representó el 62,5% de la demanda horaria media de 2017 (28.769 MW), superior al volumen de contratación a plazo medio con liquidación en todos los días de 2016 (16.595 MW). El volumen de contratación a plazo medio con liquidación en todos los días de 2016 representó el 58,4% de la demanda horaria media de 2016 (28.436 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de diciembre de 2017<sup>15</sup> (18.261 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.933 MW (81,8% del volumen total). El 23,6% (4.316 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear<sup>16</sup> (véase Gráfico 14), el 12,4% (2.271 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 45,7% (8.346 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2016 ascendió al 71,2% del volumen total: el 27,9% se registró en OMIClear, el 14,4% se registró en BME Clearing y el 28,8% se registró en EEX-ECC. Con liquidación 2017, el porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs fue 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,1% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

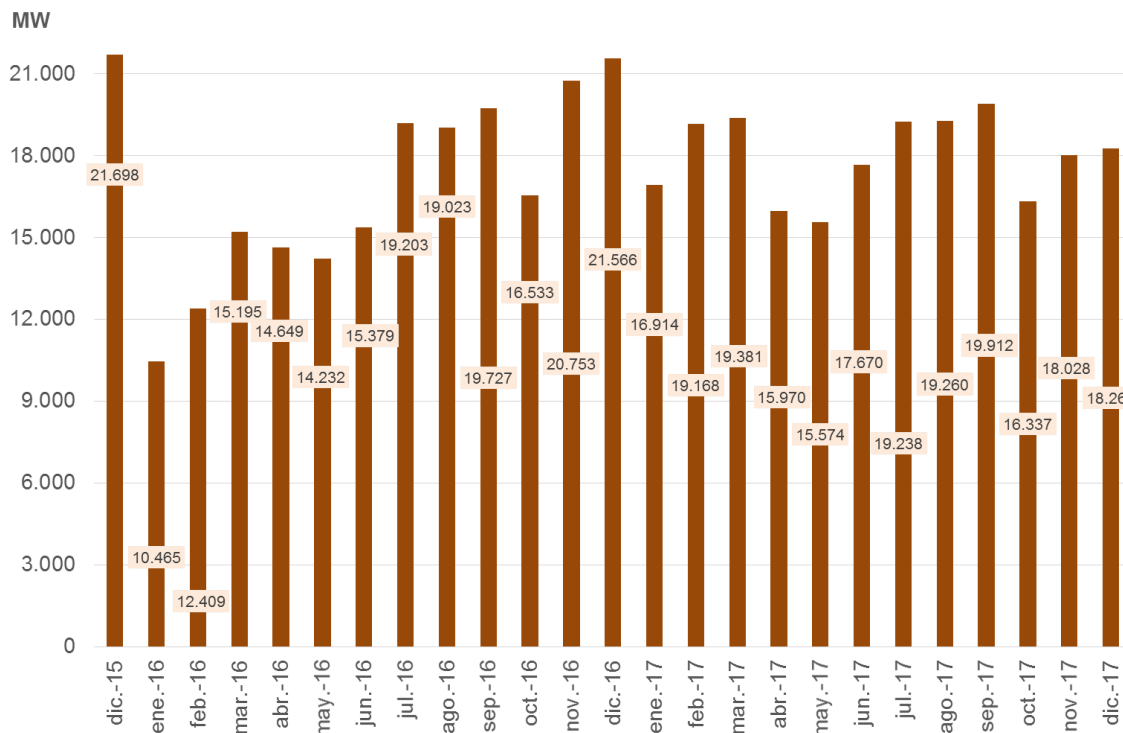
---

<sup>14</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

<sup>15</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

<sup>16</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación\*  
Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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

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

### Posición abierta en OMIClear

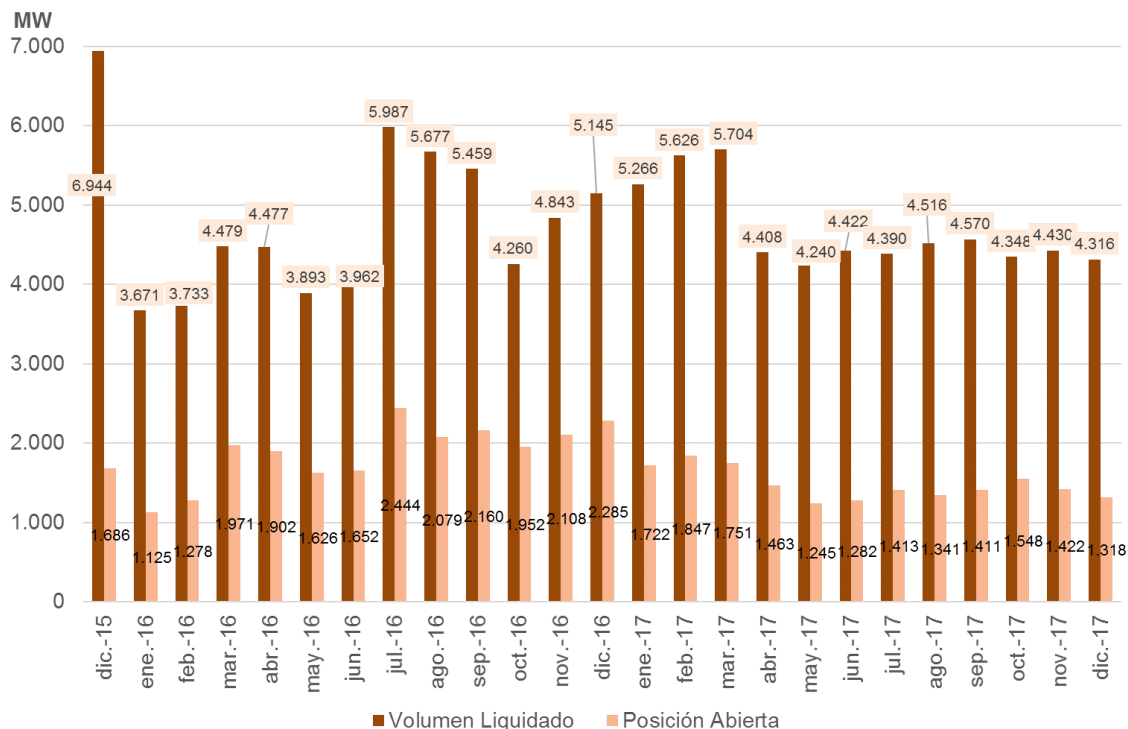
La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

En este sentido, de los 4.316 MW con liquidación en diciembre de 2017 que se registraron en OMIClear, el 69,5% (2.998 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 30,5% restante (1.318 MW) quedaron abiertas<sup>17</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 69,5% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>18</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación diciembre de 2017. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,5%.

<sup>17</sup> Suma de las posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>18</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>19</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



\* 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>20</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

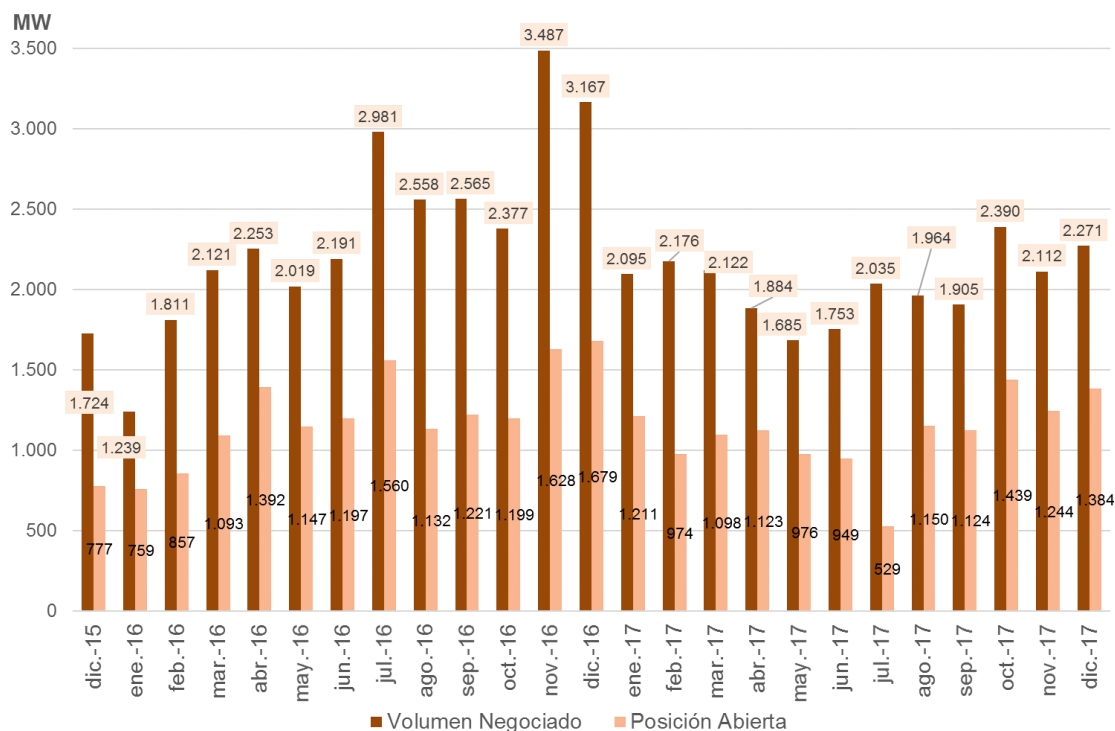
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2017 (18.261 MW), el 12,4% (2.271 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 39,1% (887 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 60,9%

<sup>19</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>20</sup> Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

restante (1.384 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2016 ascendió al 52,3%.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>21</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



\* 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>22</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

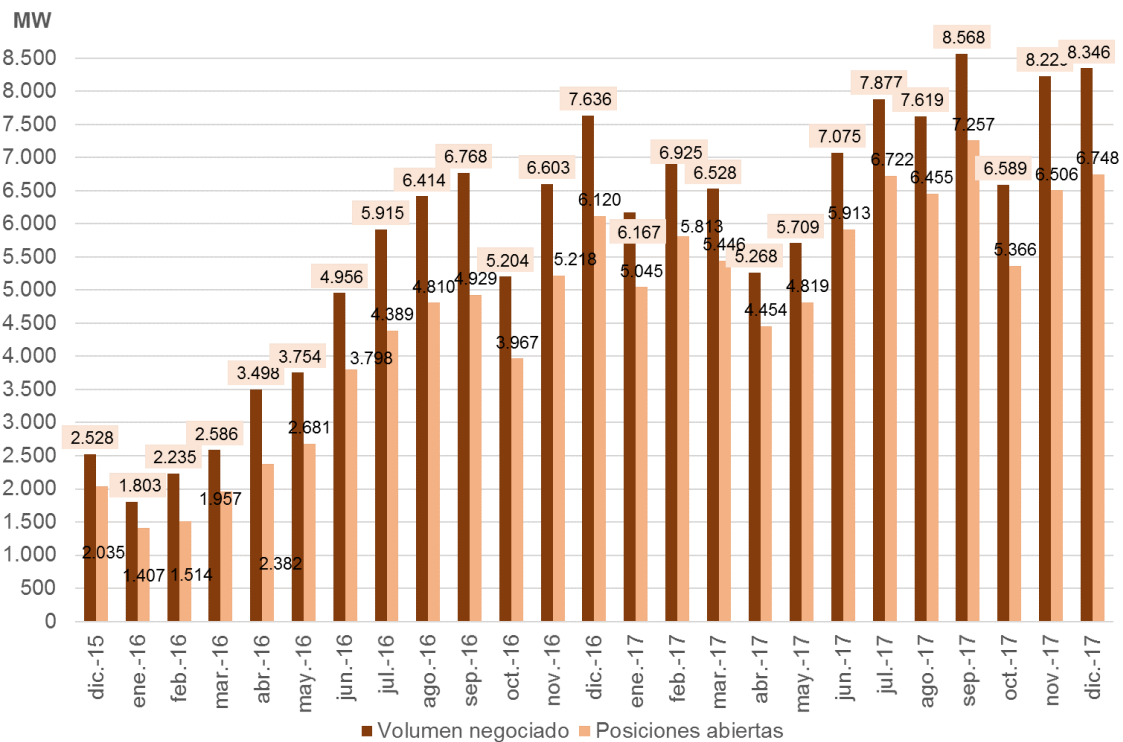
<sup>21</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en 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>22</sup> Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).



Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2017 (18.261 MW), el 45,6% (8.346 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 19,1% (1.598 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 80,9% restante (6.748 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2016 ascendió al 74,6%.

**Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>23</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



\* 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

<sup>23</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en 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.

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.

### **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>24</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.

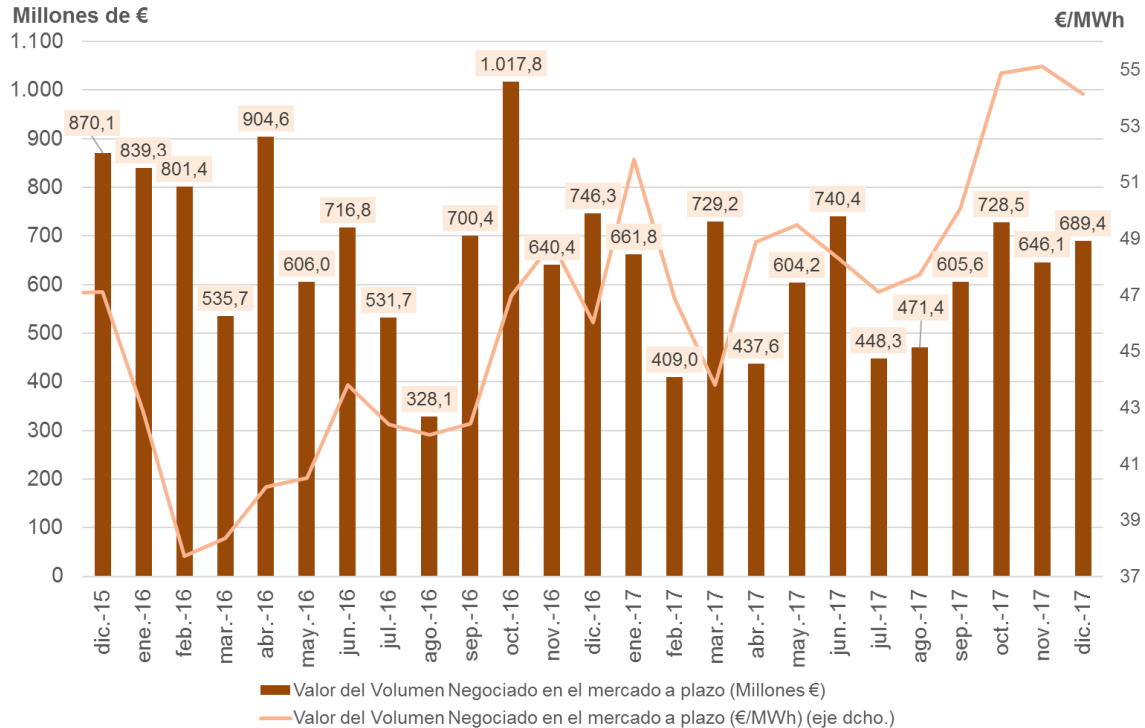
#### **3.1 Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX**

El valor económico del volumen negociado en diciembre de 2017 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (12,7 TWh) fue de 689,4 millones de euros, superior en un 6,7% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (646,1 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en diciembre de 2017 en dichos mercados fue 54,13 €/MWh, un 1,8% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (55,12 €/MWh) (véase Gráfico 17).

---

<sup>24</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: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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 diciembre de 2017, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2017<sup>25</sup> (14.753

<sup>25</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2017: mensual dic-17, trimestral Q4-17, anual YR-17, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 104,8 millones de €<sup>26</sup>; superior en un 3,9% (100,8 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2017 negociados en dichos mercados (15.039 GWh).

El precio medio de los contratos que se liquidaron en diciembre de 2017, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50,33 €/MWh, inferior en 5,19 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (55,51 €/MWh)<sup>27</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 diciembre de 2017 (mensual dic-17, trimestral Q4-17, anual YR-17), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 49,44 €/MWh, inferior en 5,88 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de diciembre de 2017 (55,32 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 65,50 €/MWh y 42,70 €/MWh; respectivamente (véase Gráfico 19).
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en diciembre de 2017 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue 2,85 €/MWh.

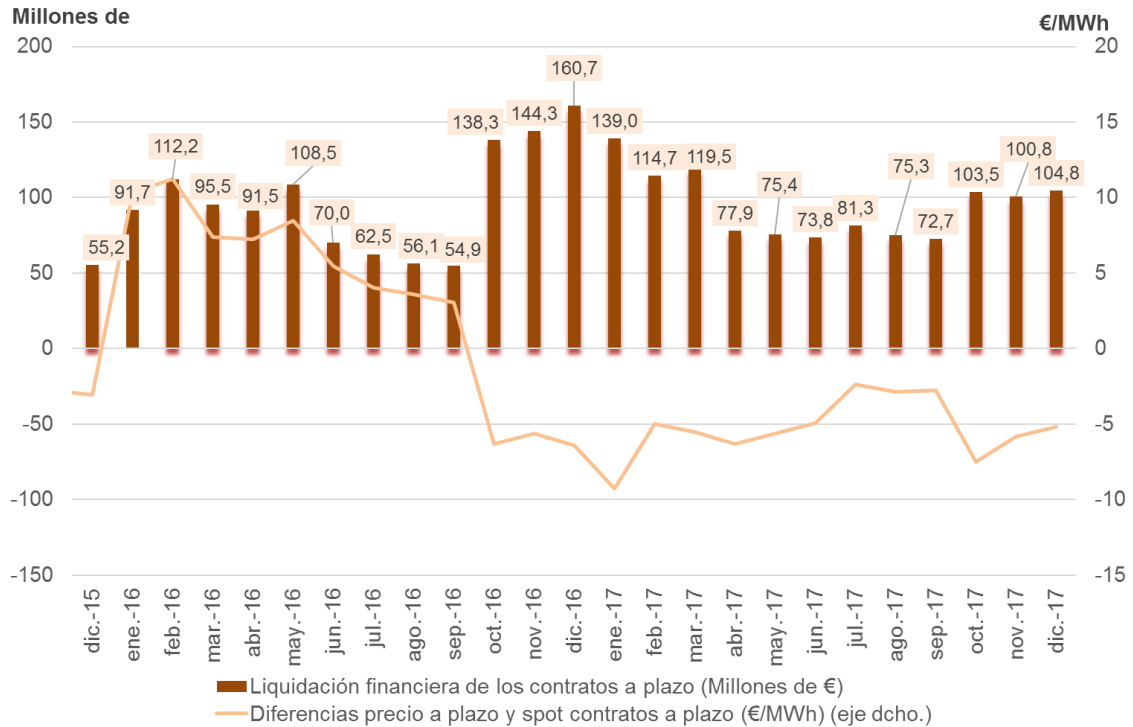
El precio medio de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.469 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). Por tanto, la prima de 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). Por el contrario en 2016, el precio medio de los contratos que se liquidaron en dicho año (43,83 €/MWh), ponderado por el volumen liquidado en 2016 (161.667 GWh), fue superior en 2,66 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2016 (41,17 €/MWh) y por tanto, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios).

---

<sup>26</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

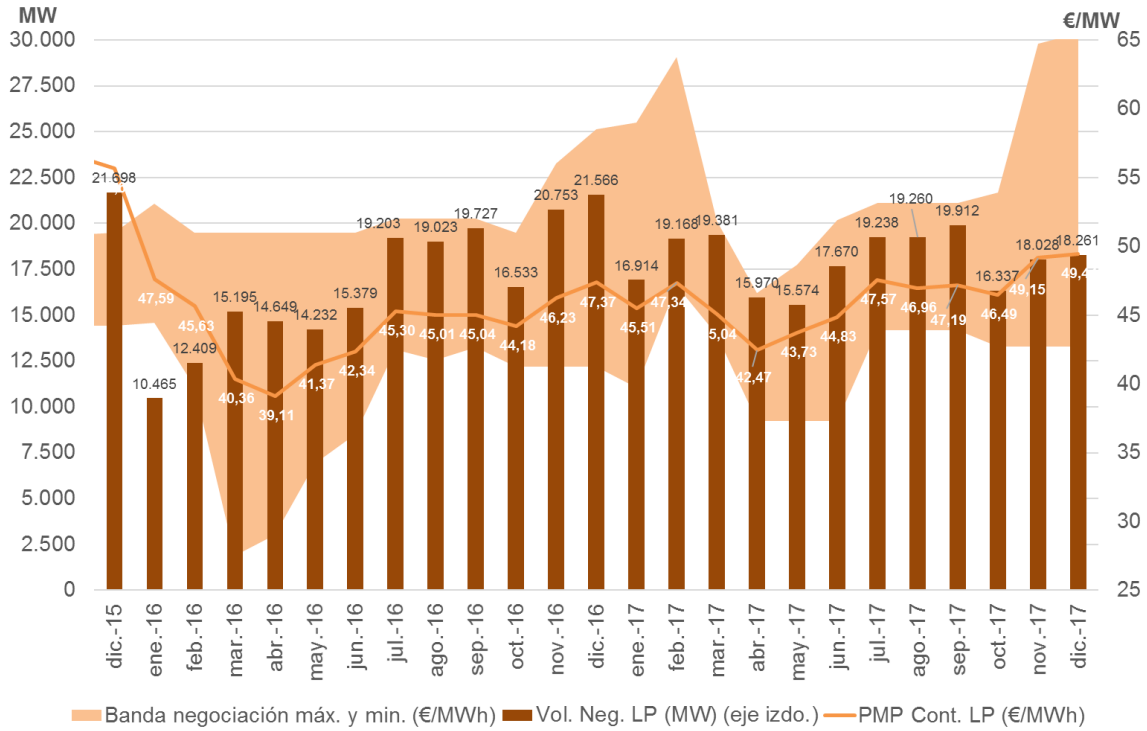
<sup>27</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de diciembre provienen de contratos Q4-17 y anual 2017, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del cuarto trimestre y anual 2017.

**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 dic. de 2017**  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



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 diciembre de 2017, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés para todos los contratos considerados excepto las de los contratos con subyacente el precio francés mensual con liquidación en febrero de 2018, que fue 2 €/MWh superior.

En diciembre de 2017, las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia disminuyeron para los contratos mensuales con liquidación más próxima al vencimiento (los contratos mensuales con liquidación en enero y febrero del 2018 y el contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2018, junto con el contrato trimestral con subyacente español con liquidación en el tercer trimestre de 2018). Las cotizaciones del resto de contratos aumentaron, en un contexto descendente de los precios medios de los respectivos mercados diarios en España, Alemania y Francia (-2,1%; -23,8% y -10,5 respectivamente).

En particular en el mercado español, el mayor ascenso de precios a plazo se registró en el contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2018 (incremento del 1,6% con respecto al mes anterior), mientras que el mayor descenso se produjo en el contrato mensual con liquidación en enero de 2018 (-7,7% respecto al mes de noviembre). Asimismo, en el mercado alemán se registró el mayor aumento y descenso de precios en los mismos contratos (+5,6% y -9,4 respectivamente), al igual que en el mercado francés (+7% y -11% respectivamente).

A 27 de diciembre de 2017, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 en el mercado español se mantuvo invariable (52,65

€/MWh; +0% respecto al mes anterior), por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (37,72 €/MWh; +2,8%) y de la registrada en Francia (43,90 €/MWh; +2,5%).

**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)		
	diciembre-17	noviembre-17	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-17	noviembre-17	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-17	noviembre-17	% Variación dic. vs. nov.
ene.-18	58,40	63,25	-7,7%	40,71	44,91	-9,4%	58,40	65,61	-11,0%
feb.-18	56,55	57,02	-0,8%	44,05	44,58	-1,2%	58,55	60,14	-2,6%
Q1-18	54,60	56,75	-3,8%	40,75	41,86	-2,7%	54,13	56,68	-4,5%
Q2-18	49,00	48,25	1,6%	34,85	33,01	5,6%	36,49	34,10	7,0%
Q3-18	52,25	52,28	-0,1%	34,88	33,17	5,2%	35,28	33,38	5,7%
YR-18	52,65	52,65	0,0%	37,72	36,70	2,8%	43,90	42,84	2,5%

Nota: Cotizaciones de diciembre a 27/12/2017 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2017.

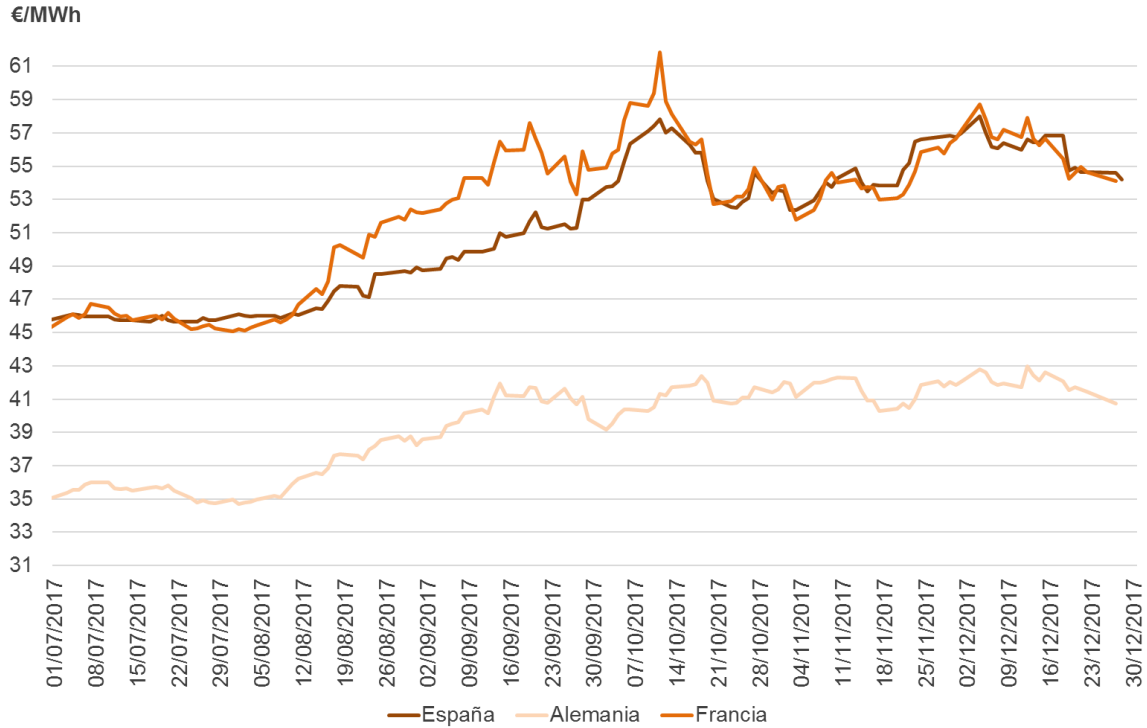
\* Subyacente precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria. El 15 de mayo de 2017, los reguladores energéticos de Alemania y de Austria (Bnetza y E-Control, respectivamente) acordaron dividir el actual mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria, con zona de precios única en 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>28</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.

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

<sup>28</sup> En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que el peso sería de 9 a 1 en favor del precio spot alemán.

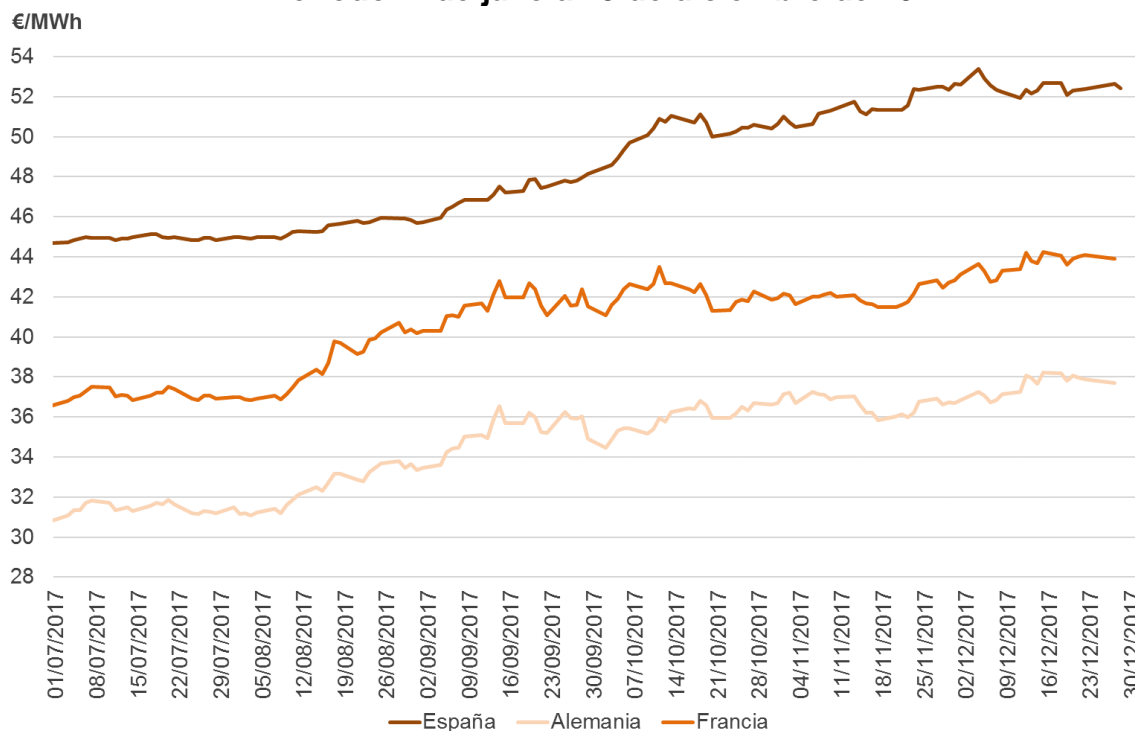


**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
Periodo: 1 julio a 29 de diciembre de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 de julio a 29 de diciembre de 2017**



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 diciembre el precio medio del mercado diario en España fue de 57,94 €/MWh, disminuyó un 2,1% respecto al registrado en el mes anterior (59,19 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (30,77 €/MWh, que disminuyó un 23,8% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y del precio medio del mercado francés (56,77 €/MWh, que disminuyó un 10,5% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

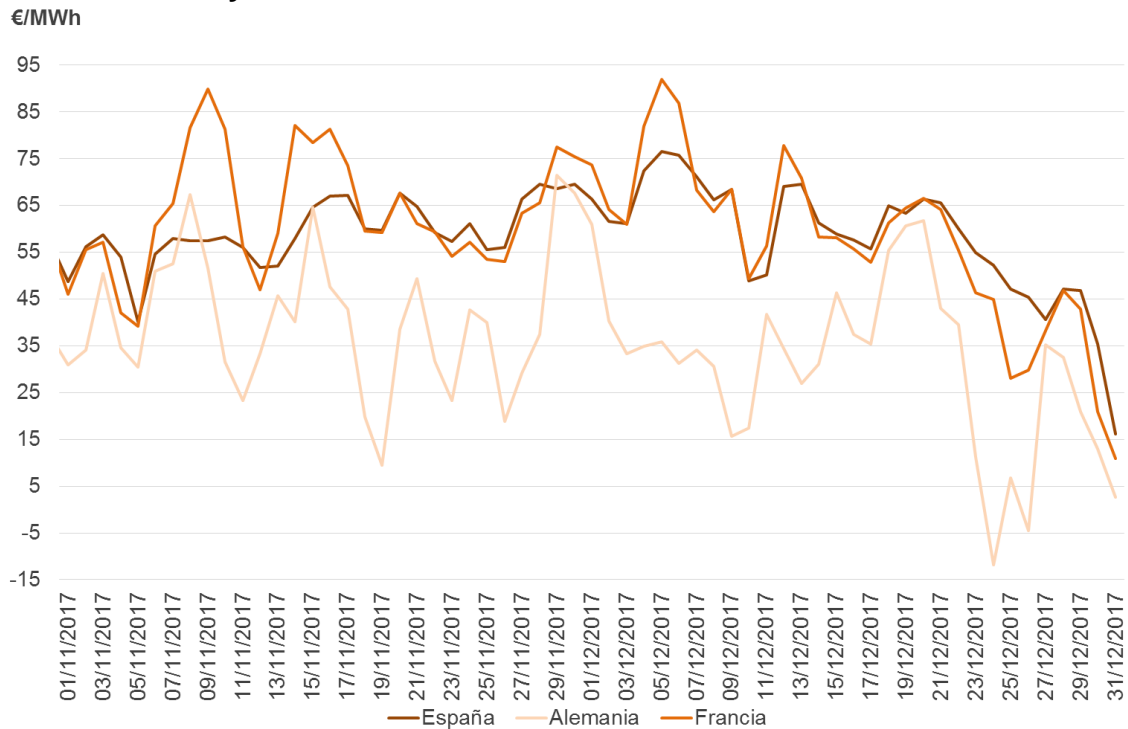
Precios medios	diciembre-17	noviembre-17	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	57,94	59,19	-2,1%
Alemania	30,77	40,37	-23,8%
Francia	56,77	63,43	-10,5%

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

En diciembre de 2017 el precio medio diario más bajo en los tres mercados considerados se registró el día 24 en Alemania (-11,78 €/MWh), mientras que

el precio medio diario más alto en dichos mercados se registró el día 5 en Francia (91,90 €/MWh).

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de noviembre a 31 de diciembre de 2017**



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear<sup>29</sup> y en EEX-ECC<sup>30</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en diciembre de 2017 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente

<sup>29</sup> Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de mayo se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

<sup>30</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 diciembre de 2017, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (133.022 GWh en Alemania y 23.054 GWh en Francia) fueron 11,5 y 2 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (11.569 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

el precio de contado en Alemania y precio de contado en Alemania y Austria<sup>31</sup>, registrados en ambas cámaras, ascendió a 133.022 GWh (inferior en 11,2% al volumen negociado en el mes anterior, 149.751 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 23.504 GWh (un 32,1 % inferior al volumen negociado el mes anterior). Los volúmenes negociados en todos meses de 2017 de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendieron a 1.793,8 TWh y 253,7 TWh, respectivamente.

Los volúmenes negociados para el conjunto de 2016 de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendieron a 2.536,9 TWh y 430,1 TWh (superiores en un 58,2% y 60,9%, respectivamente a los volúmenes negociados en el año anterior), respectivamente. El incremento del volumen negociado de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo fue inferior (+31,4%). En 2017 los volúmenes negociados de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC descendieron respecto a los negociados en 2016 (-29,3% y del -41%, respectivamente), situándose en 1.793,8 TWh y 253,7 TWh, respectivamente. El descenso del volumen negociado de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo fue inferior (-28,7%).

---

<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, 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. El volumen negociado en septiembre de 2017 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, hace referencia a los contratos con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria que dejaran de cotizar a partir de octubre de 2018 y a los contratos con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania para los contratos con liquidación a partir de octubre de 2018.

**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: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-15	132.353	30.940
ene-16	212.511	40.733
feb-16	190.970	30.079
mar-16	163.904	32.328
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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

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

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales<sup>32</sup> con liquidación en los meses de diciembre de 2015 a diciembre de 2017 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de diciembre de 2017, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+4,86 €/MWh; 6,86 €/MWh y 3,28 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en diciembre de 2017 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 65,40 €/MWh y 47,76 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo máxima y mínima (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 57,94 €/MWh) registradas ascendieron a -10,18 €/MWh y 7,56 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2017 registradas ascendieron a 40,40 €/MWh y 30,27 €/MWh, respectivamente y por tanto, las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencias con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 30,77 €/MWh) ascendieron a 9,63 €/MWh y -0,5 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en diciembre de 2017 registradas ascendieron a 72,47 €/MWh y 43,97 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo máximas y mínimas (diferencia con respecto al precio medio del mercado diario que se situó en 56,77 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a 15,70 €/MWh y -12,80 €/MWh, respectivamente.

En promedio en 2017, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,07 €/MWh; 2,18 €/MWh y 1,02 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios). En promedio en 2016, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron

---

<sup>32</sup> La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

también valores positivos (+2,17 €/MWh; 0,08 €/MWh y 3,80 €/MWh, respectivamente).

**Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de dic-15 a dic-17, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia**

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización es carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
dic-15	51,00	52,61	-1,61	28,95	27,78	1,17	39,07	35,13	3,94
ene-16	46,35	36,53	9,82	29,50	29,04	0,46	38,05	33,60	4,45
feb-16	38,05	27,50	10,55	26,60	21,99	4,61	33,53	25,53	8,00
mar-16	27,50	27,80	-0,30	22,59	24,29	-1,70	25,75	27,06	-1,31
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

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 diciembre los precios spot y a plazo del petróleo, del carbón y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron una tendencia ascendente con respecto al mes anterior, mientras que los precios spot y a plazo más próximos del gas natural al vencimiento descendieron.

En particular con datos a 29 de diciembre de 2017, el precio spot y los precios de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y a doce meses se incrementaron, respecto a las del mes anterior, un 5,2%, un 5,2% y un 5,1%; respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 66,54 \$/Bbl, 66,87 \$/Bbl y 62,98 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot y la cotización del contrato a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el primer trimestre de 2018 registraron descensos del 8,8%, 1,7%, mientras que para el segundo y tercer trimestres de 2018 se registraron aumentos del 1,5% y 1,3%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el primer, segundo y tercer trimestres de 2018, se situaron al cierre de mes en 17,53 €/MWh, 18,81 €/MWh, 15,71 €/MWh y 14,99 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS) registró un descenso del 18,4%, situándose a cierre de mes en 22,02 €/MWh, igual que el precio spot del gas natural en Francia (TRS) que contabilizó un descenso del 20,2%, hasta situarse a cierre de mes en 20,26 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 5,5%, situándose a cierre de mes en 25 €/MWh<sup>33</sup>.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en enero, en el primer trimestre de 2018 y en el año 2018 mostraron una tendencia ascendente. En particular, los precios de estos contratos aumentaron un 5,8%, 6,6% y un 6,3% respectivamente, hasta situarse en 95,65 €/t, 94,22 €/t y 90,35 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron una tendencia ascendente durante el mes de diciembre. Así, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2018 y en diciembre de 2019 se situaron, a cierre de mes, en 8,18 €/t CO<sub>2</sub> (+8,2%) y 8,25 €/t CO<sub>2</sub> (+8,3%), respectivamente.

---

<sup>33</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>**

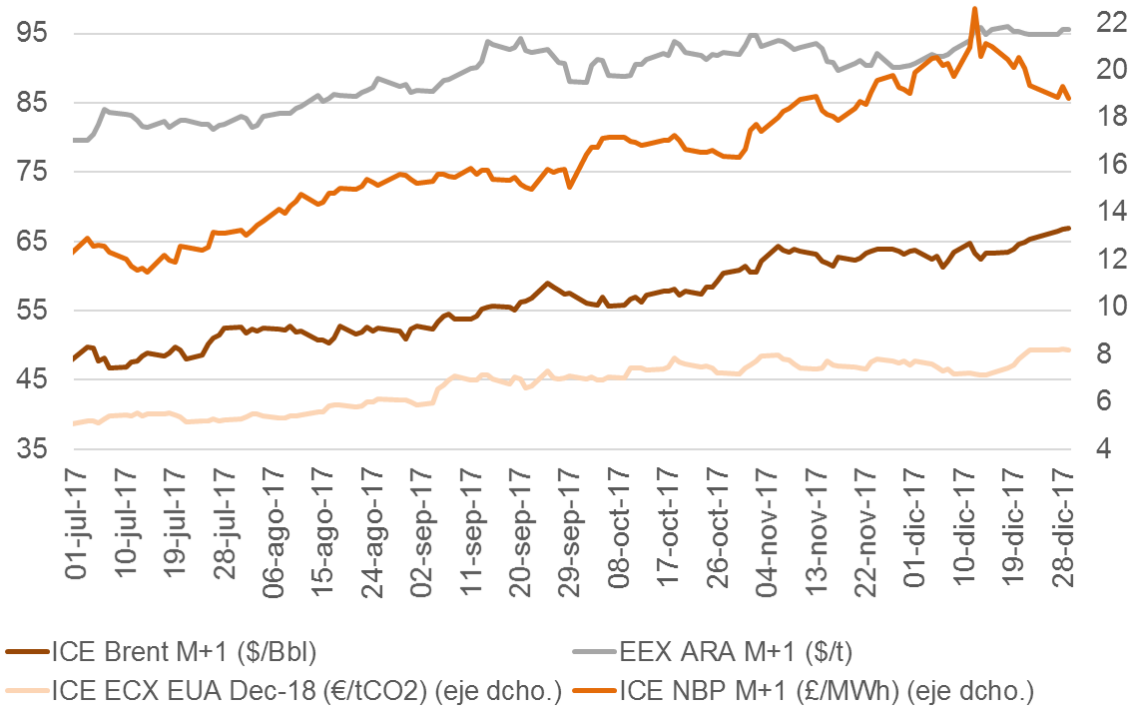
	Cotizaciones en Dic.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-dic-17	Mín.	Máx.	30-nov-17	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	66,54	62,13	66,54	63,22	60,48	64,47	5,2%
Brent entrega a un mes	66,87	61,22	67,02	63,57	60,49	64,27	5,2%
Brent entrega a doce meses	62,98	59,22	63,20	59,93	57,92	61,22	5,1%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>NBP en €/MWh</b>							
Gas NBP Spot	17,53	17,53	22,99	19,22	16,48	19,59	-8,8%
Gas NBP entrega Q1-18	18,81	18,63	21,77	19,13	17,65	19,91	-1,7%
Gas NBP entrega Q2-18	15,71	15,22	15,80	15,47	14,85	15,97	1,5%
Gas NBP entrega Q3-18	14,99	14,33	15,09	14,80	14,23	15,22	1,3%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	22,02	21,95	30,15	26,99	19,96	26,99	-18,4%
PVB-ES a un mes	25,00	25,00	28,40	26,45	23,00	26,45	-5,5%
TRS Spot	20,26	18,22	27,23	25,38	18,02	26,00	-20,2%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón EEX ARA Ene-18	95,65	90,71	96,02	90,37	87,58	93,32	5,8%
Carbón EEX ARA Q1-18	94,22	88,65	94,49	88,35	85,85	94,49	6,6%
Carbón EEX ARA Cal-18	90,35	85,50	90,60	85,00	82,42	90,60	6,3%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA Dic-2018	8,18	7,11	8,21	7,56	7,38	7,96	8,2%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	8,25	7,17	8,27	7,62	7,46	8,03	8,3%

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

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

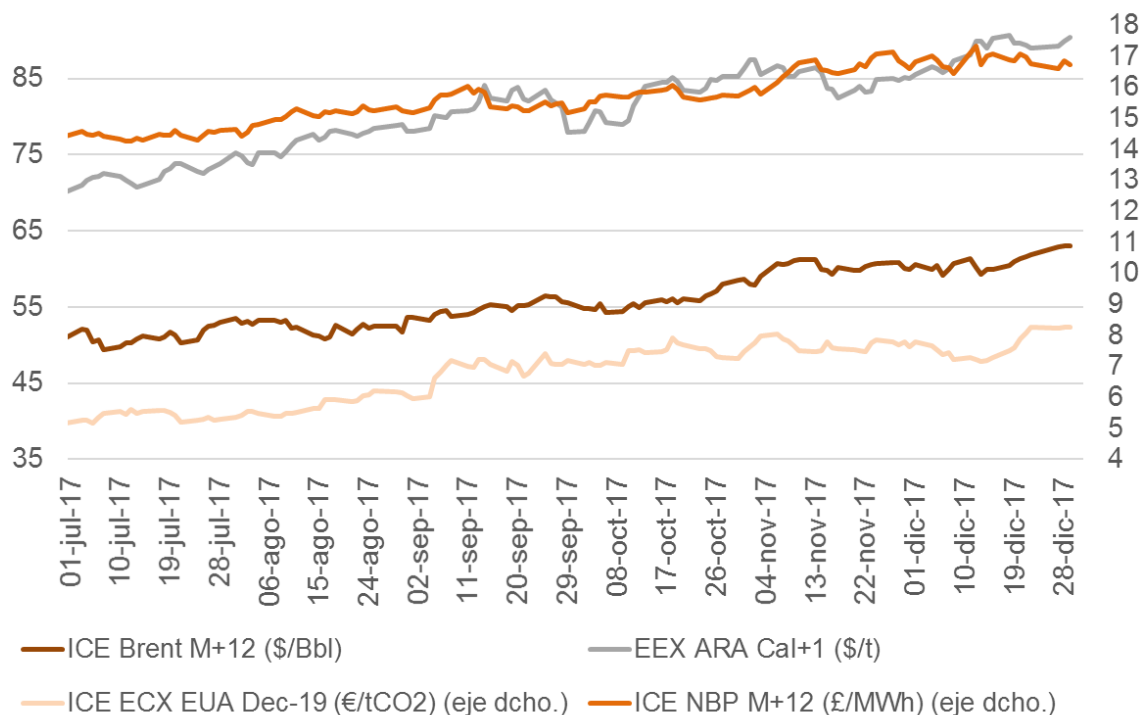
Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

**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 julio a 29 de diciembre 2017**



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 julio a 29 de diciembre 2017**



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

Al cierre del mes de diciembre de 2017 (29 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,20 \$/€ frente a 1,19 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro también se depreció, situándose en torno a 0,89 £/€, frente a 0,88 £/€ al final del mes anterior.

Los precios del crudo se incrementaron en diciembre de 2017, alcanzando los niveles de precios más altos desde mediados de 2015, debido a los recortes de producción de los miembros de la OPEP, Rusia e Irán.

Por su parte, el precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó en el periodo previo a las navidades debido a que las bajas temperaturas impulsaron la demanda. Por otra parte, las cotizaciones de los contratos sobre carbón EEX ARA aumentaron debido a la mayor demanda de carbón por parte de China.

Por otro lado, en la tendencia ascendente de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en 2017 se encuentra el incremento de su demanda; concretamente, la fuerte caída en la generación hidráulica y nuclear en España,

Portugal, Alemania y Francia durante 2017 ha inducido a un incremento en la producción mediante generación térmica (carbón y ciclos combinados)<sup>34</sup>.

Al cierre del mes de diciembre (29 de diciembre) la curva a plazo del Brent muestra una tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por su parte, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia descendente hasta junio de 2018, con un cambio de tendencia a partir de julio de 2018 que se mantiene hasta diciembre de 2018.

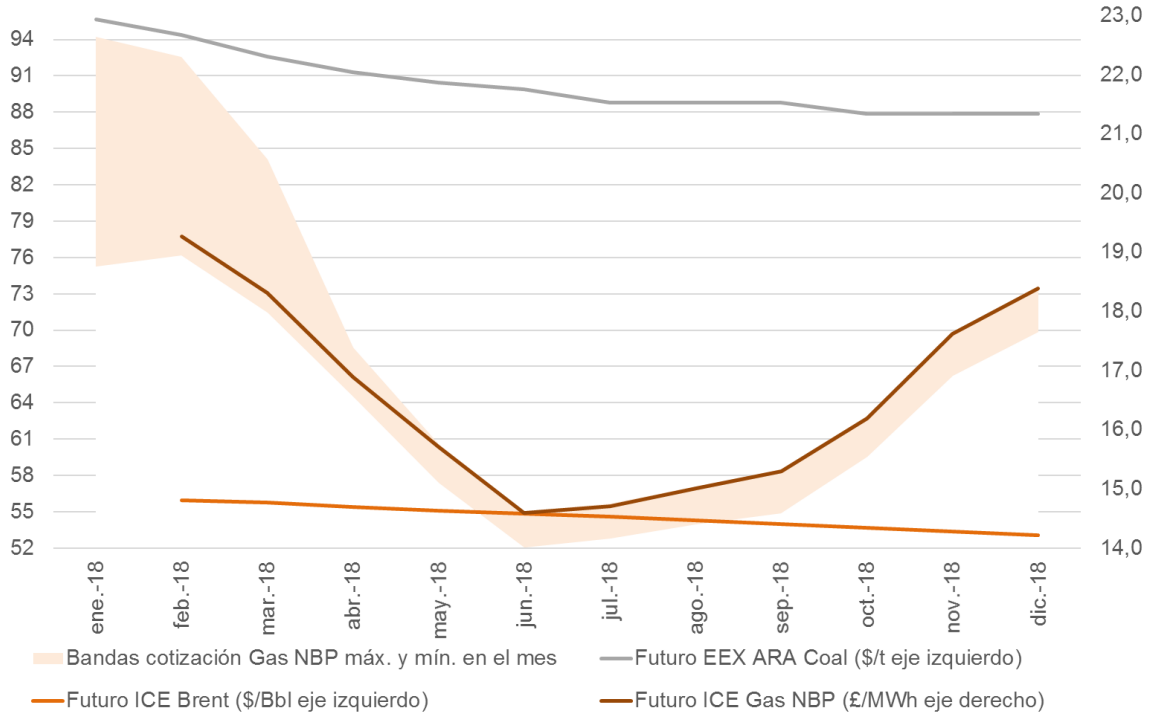
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de diciembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,34 €/MWh (1,52 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una curva a plazo descendente, oscilando al cierre del mes de diciembre de 2017 entre un máximo de 95,65 \$/t, en enero de 2017, y un mínimo de 87,85 \$/t, en el cuarto trimestre de 2018.

---

<sup>34</sup> Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (páginas web <http://www.energymarketprice.com> y <https://beondgroup.com>), gas natural en Reino Unido y carbón (informe de Platts “Power in Europe” y <https://beondgroup.com>) y derechos de emisión (<http://www.energymarketprice.com>).

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 29 de diciembre de 2017 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

#### **4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-18 y Cal-18 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**

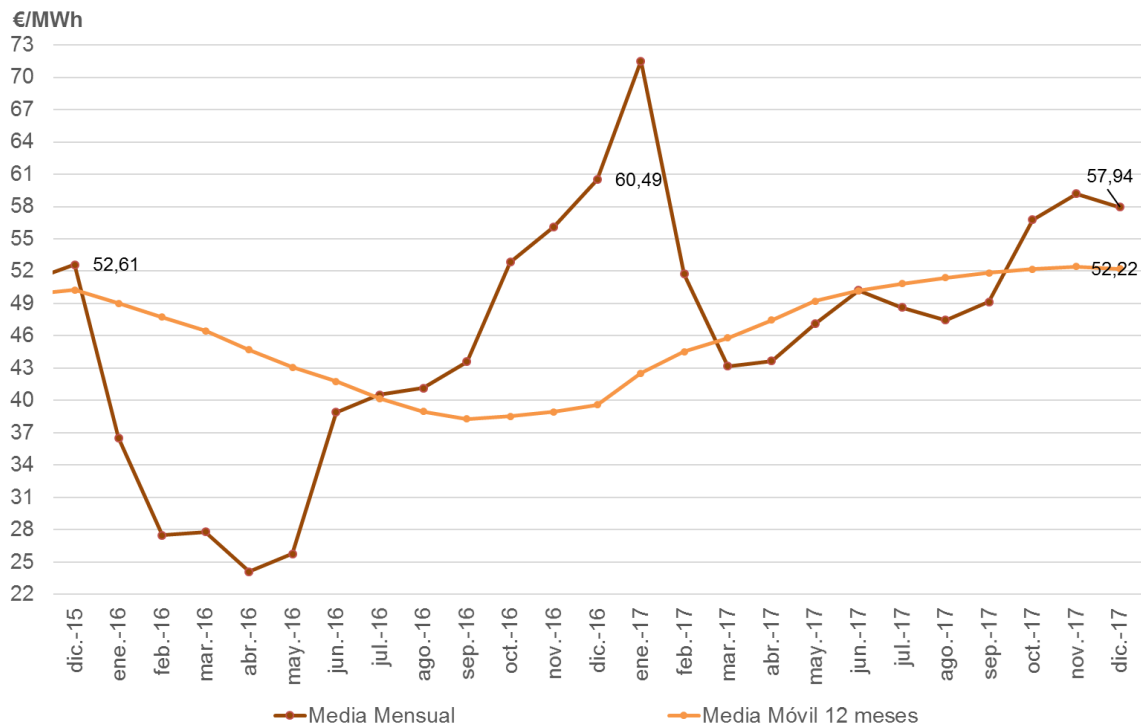
En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre diciembre de 2015 y diciembre de 2017. En el mes de diciembre de 2017 el precio spot medio mensual se situó en 57,94 €/MWh<sup>35</sup>, un 2,1% inferior al precio spot

<sup>35</sup> En diciembre de 2017 el precio spot medio portugués se situó en 57,94 €/MWh. En 2017 ha existido un precio diferente en 586 horas de un total de 8.760 horas (6,7% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas. En 2016 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.064 horas de las 8.784 horas totales (diferencial promedio negativo de -0,23 €/MWh). Por tanto, en 720 horas de las 8.784 horas totales (8,2% del total de las horas de 2016) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de -1,79 €/MWh en esas horas).

medio mensual registrado en el mes anterior (59,19 €/MWh), y un 4,2% inferior al precio spot medio registrado en diciembre de 2016 (60,49 €/MWh).

El precio spot medio en 2017 se situó en 52,24 €/MWh, un 31,7% superior al precio spot medio de 2016.

**Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



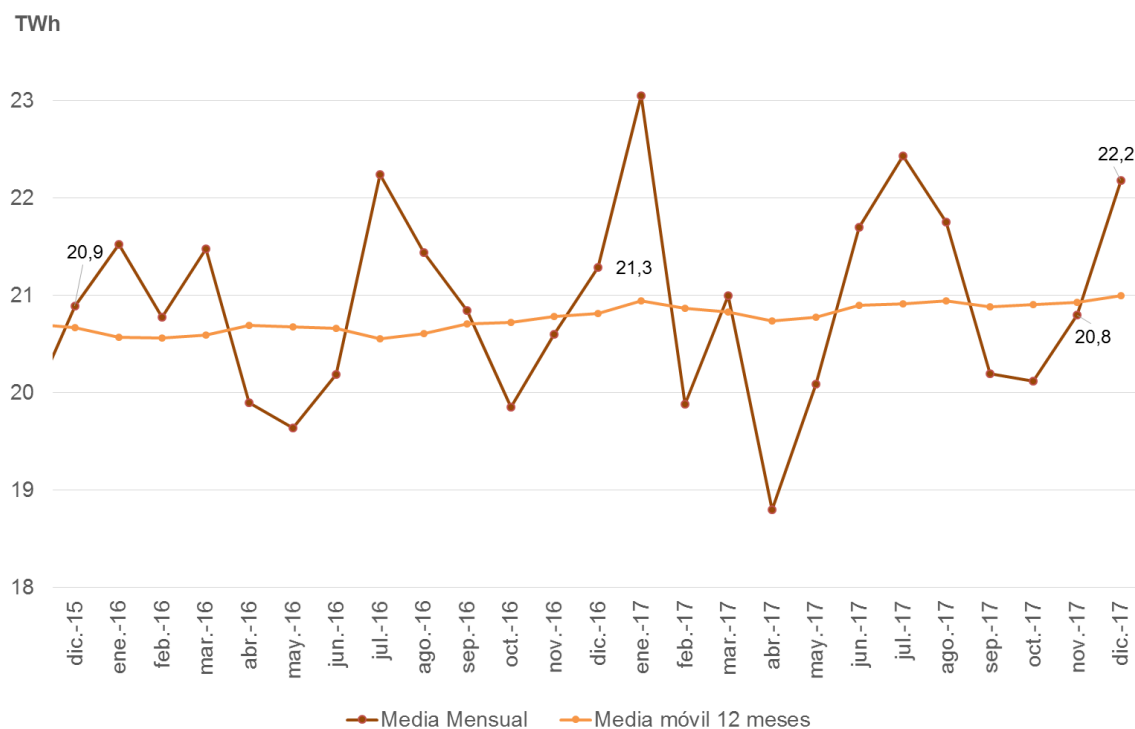
Fuente: OMIE.

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

En el mes de diciembre, la demanda se cifró en 22,2 TWh, un 6,7% superior al valor registrado en el mes anterior (20,8 TWh), y un 4,2% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,3 TWh en diciembre de 2016). En el mes de diciembre de 2017, la demanda fue un 5,6% inferior a la media móvil anual (21 TWh).

La demanda eléctrica anual se ha incrementado en 2017 por tercer año consecutivo hasta situarse en 252 TWh. El incremento de la demanda respecto a 2016 es del 0,9%.

**Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: diciembre de 2015 a diciembre de 2017**



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de diciembre de 2016, noviembre y diciembre de 2017 y para el conjunto del año 2016 y 2017.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de diciembre de 2017 destacó, con respecto al mes anterior, el incremento de la generación eólica (5,76 TWh en diciembre frente a 3,89 TWh en noviembre; lo que significa un aumento de un 48%), el incremento de la producción hidráulica (de 1 TWh en noviembre a 1,49 TWh en diciembre; lo que significa un crecimiento de un 48%) y el aumento de la producción nuclear (de 3,61 TWh en noviembre a 5,04 TWh en diciembre; lo que significa un incremento de un 39,4%). Por el contrario, la generación de centrales térmicas convencionales descendió, un 11,3% las centrales de carbón y un 32,5% el ciclo combinado, respecto al mes de noviembre (en conjunto de 9,25 TWh en noviembre a 7,24 TWh en diciembre).

Por tanto, el descenso del precio de mercado spot en el mes de diciembre (-1,25 €/MWh respecto al registrado en noviembre) se debió principalmente a los incrementos de la generación eólica y nuclear. Asimismo, cabe destacar que el descenso del precio en diciembre 2017 con respecto al del mismo mes del año anterior (-4,2%) se debió principalmente al aumento de la producción renovable (+46,1%).

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

	dic-17	nov-17	dic-16	% Var. dic-17 vs. nov-17	% Var. dic-17 vs. dic-16	2016	2016 % Total Demanda transporte	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,49	1,00	2,06	49,0%	-27,5%	39,00	15,6%	19,97	7,9%
Nuclear	5,04	3,61	4,34	39,4%	16,1%	56,11	22,5%	55,65	22,1%
Carbón	4,15	4,68	5,04	-11,3%	-17,6%	34,99	14,0%	42,63	16,9%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	3,09	4,57	3,33	-32,5%	-7,3%	25,52	10,2%	33,95	13,5%
Eólica	5,76	3,89	2,68	48,0%	114,9%	47,52	19,0%	47,28	18,8%
Solar fotovoltaica	0,39	0,50	0,36	-22,1%	7,4%	7,56	3,0%	8,05	3,2%
Solar térmica	0,14	0,23	0,13	-38,9%	8,3%	5,27	2,1%	5,59	2,2%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,32	0,31	0,31	3,5%	3,2%	3,72	1,5%	3,73	1,5%
Cogeneración	2,48	2,38	2,30	4,4%	8,1%	25,70	10,3%	27,48	10,9%
Residuos	0,29	0,28	0,28	3,2%	2,5%	3,05	1,2%	3,24	1,3%
<b>Total Generación</b>	<b>23,16</b>	<b>21,46</b>	<b>20,84</b>	<b>8,0%</b>	<b>11,2%</b>	<b>248,47</b>	<b>99,5%</b>	<b>247,52</b>	<b>98,2%</b>
Consumo en bombeo	-0,54	-0,27	-0,33	99,6%	63,3%	-4,94	-2,0%	-3,46	-1,4%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,09	-0,07	-0,08	29,2%	13,4%	-1,24	-0,5%	-1,18	-0,5%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-0,35	-0,32	0,87	9,7%	-140,5%	7,50	3,0%	9,13	3,6%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>22,19</b>	<b>20,80</b>	<b>21,29</b>	<b>6,7%</b>	<b>4,2%</b>	<b>249,78</b>	<b>100,0%</b>	<b>252,02</b>	<b>100,0%</b>

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

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

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

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

Fuente: REE.



