



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



# INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*DICIEMBRE 2016*)

26 de enero de 2017

IS/DE/003/16

## 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)	6
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
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	16
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
3.1. 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	24
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	31
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-17 y Cal-17 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	36
3.5. Análisis de los precios spot en España	36

## 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

Durante el mes de diciembre de 2016, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+7,8%), las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica también ascendieron.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en enero, febrero y marzo de 2017 aumentaron un 11,7%, 8,9% y 8,3%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer, segundo, tercer y cuarto trimestres de 2017 se incrementaron un 7,5%, 2,4%, 3,5% y 3,8%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 51,85 €/MWh el Q1-17, en 41,25 €/MWh el Q2-17, en 46,75 €/MWh el Q3-17 y en 45 €/MWh el Q4-17.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 subieron un 4% y 5,9%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (29 y 30 de diciembre, respectivamente) en 46 €/MWh y 44,2 €/MWh, correspondientemente.

---

<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.

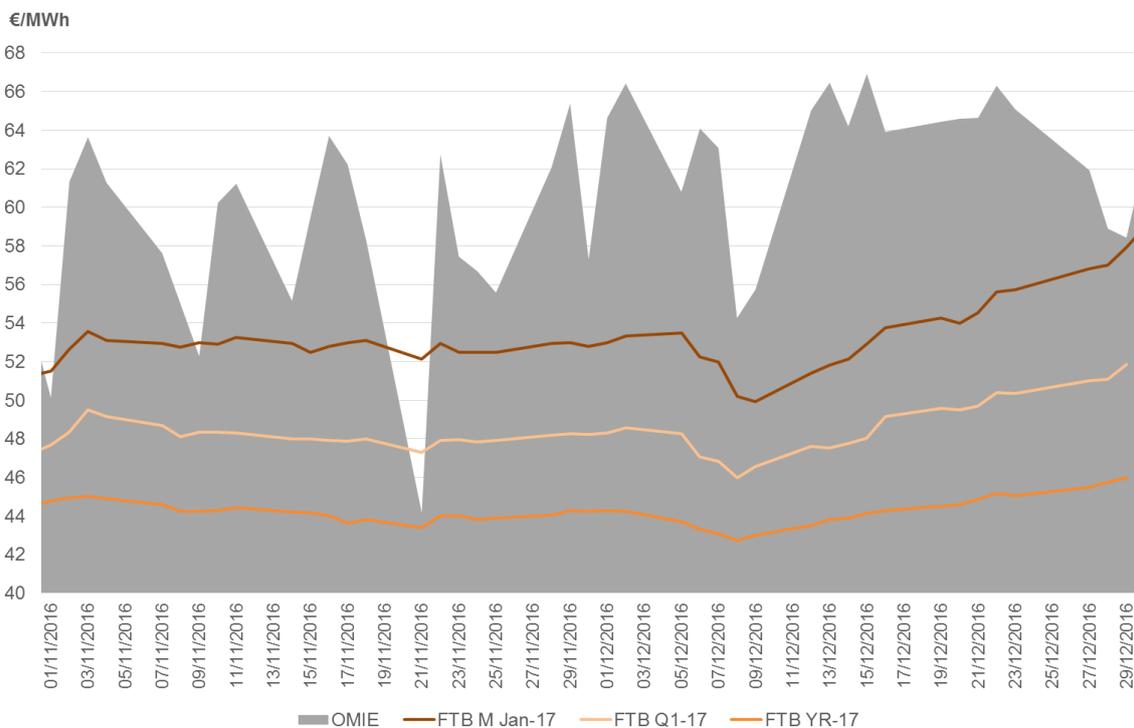
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2016				MES DE NOVIEMBRE DE 2016				% Variación últ. cotización dic-16 vs. nov-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-17	59,00	59,00	49,95	53,86	52,80	53,55	51,50	52,78	11,7%
FTB M Feb-17	54,25	54,25	47,16	50,20	49,80	52,68	49,50	50,75	8,9%
FTB M Mar-17	45,75	45,75	40,76	42,93	42,23	43,18	39,96	41,23	8,3%
FTB Q1-17	51,85	51,85	46,00	48,76	48,23	49,50	47,30	48,17	7,5%
FTB Q2-17	41,25	41,25	38,90	39,97	40,30	40,30	39,70	40,00	2,4%
FTB Q3-17	46,75	46,75	43,36	45,21	45,15	47,22	44,05	45,57	3,5%
FTB Q4-17	45,00	45,00	41,94	43,43	43,36	44,44	42,07	43,19	3,8%
FTB YR-17	46,00	46,00	42,75	44,28	44,25	45,00	43,38	44,22	4,0%
FTB YR-18	44,20	44,20	41,20	42,29	41,75	42,85	41,35	42,02	5,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de diciembre a 30/12/2016 (excepto las del contrato trimestral Q1-17 y las del contrato anual YR-17, que son a 29/12/2016) y cotizaciones de noviembre a 30/11/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

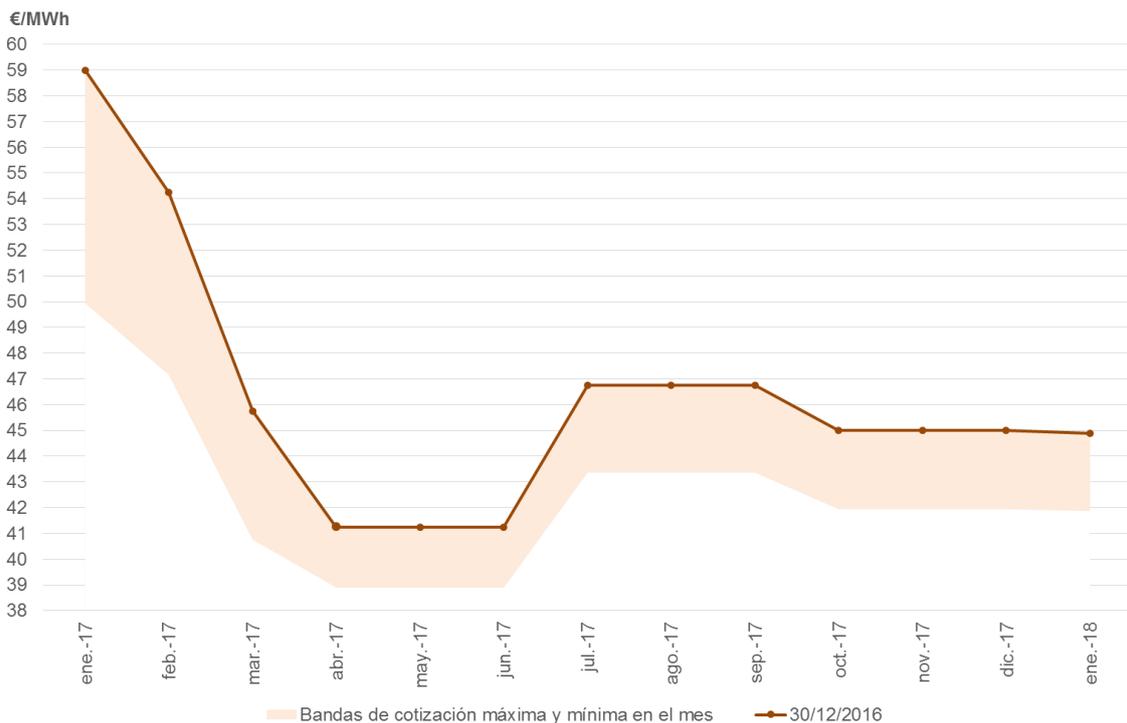
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.  
Periodo: 1 de noviembre – 31 de diciembre de 2016**



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 2016. Se observa, a partir del horizonte de liquidación enero de 2017, una marcada tendencia descendente de la curva a plazo (curva en “backwardation”<sup>2</sup>) hasta el segundo trimestre de 2017, así como un comportamiento alcista de precios a partir del tercer trimestre de 2017.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2016**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de diciembre, el precio medio del mercado diario (60,49 €/MWh) aumentó un 7,8% respecto al registrado en el mes anterior (56,13 €/MWh).

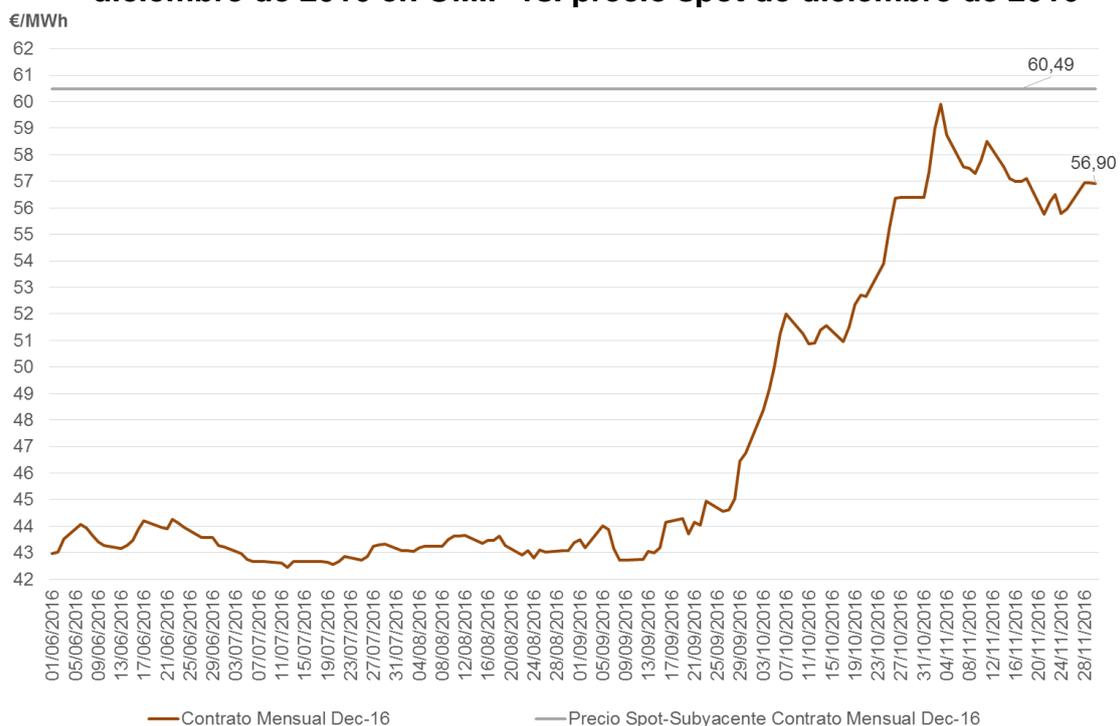
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2016 (30 de noviembre de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 56,9 €/MWh para dicho mes, un 5,9% inferior al precio spot finalmente registrado (60,49 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>3</sup>, se alcanzaron respectivamente el 3 de noviembre de 2016 (máxima de 59,9 €/MWh) y el 12 de julio de 2016 (mínima de 42,46 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico

<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 al 30 de noviembre de 2016.

3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,44 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>4</sup> del contrato mensual de diciembre de 2016 fueron negativas durante todo el horizonte de cotización del contrato mensual de diciembre de 2016. Por ello las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todo el periodo de cotización del contrato considerado.

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2016 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2016**



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

Para el mes de enero de 2017, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de diciembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 59 €/MWh.

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

En la primera semana de diciembre de 2016 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en diciembre de 2016 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día

<sup>4</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en diciembre de 2016.

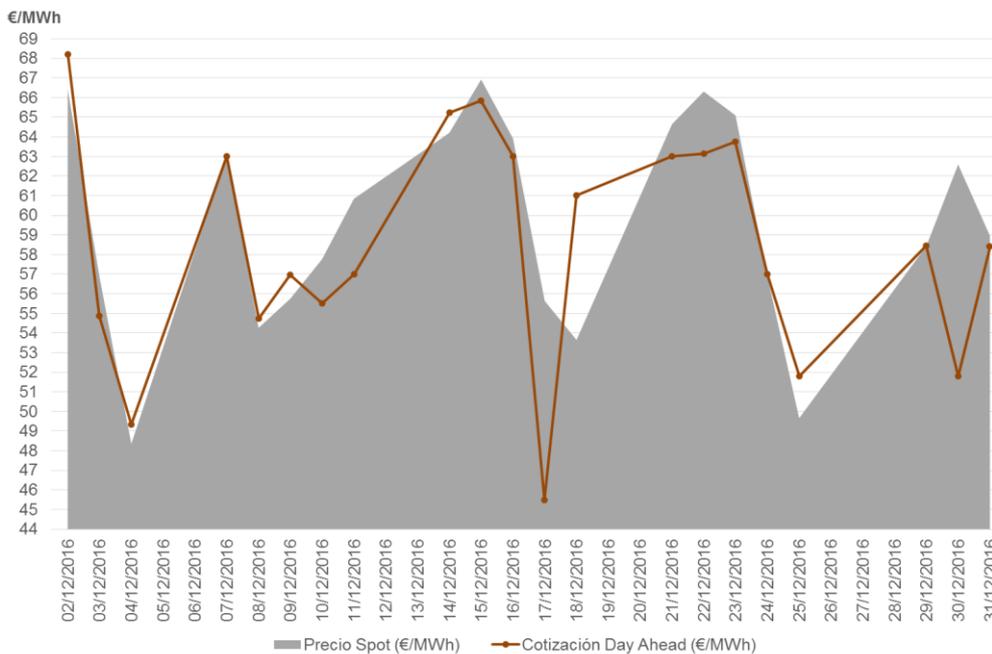
anterior a su liquidación<sup>5</sup>) ascendió a 59,53 €/MWh, 1,08 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en diciembre de 2016 (58,45 €/MWh).

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 2016 fue negativa (-1,08 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas). Dichos beneficios (pérdidas) fueron los más elevados de 2016.

El volumen medio diario de contratos *day-ahead* negociados en diciembre 2016 en los mercados OTC, OMIP y EEX ascendió a 1.083 MW (3,8% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.609 MW), superior al volumen medio diario negociado a lo largo de 2016 (935 MW).

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post en diciembre de 2016 se registró el día 30 y se situó en -10,79 €/MWh, siendo dicho registro el más elevado de 2016.

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Diciembre de 2016**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

<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 domingo y en lunes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX<sup>6</sup>– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de noviembre y diciembre de 2016<sup>7</sup>.

En el mes de diciembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,2 TWh, un 23,7% superior al volumen registrado el mes anterior (13,1 TWh), y un 12,2% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,5 TWh). En 2016 se ha negociado un total de 196,5 TWh, lo que supone un incremento del 26% respecto al volumen total negociado en 2015 (155,9 TWh).

El volumen negociado en OMIP en diciembre de 2016 representó el 5,4% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al

---

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

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

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

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

4,3% en noviembre. Tanto en 2015 como en 2016, el volumen negociado en OMIP supuso el 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 2016 (196,5 TWh) representó el 78,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (249,8 TWh), superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2015 (155,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (248 TWh).

En el mes de diciembre de 2016, 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<sup>8</sup>) se situó en 11,1 TWh (20,1% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en diciembre de 2016 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 74,2%, situándose para el conjunto de 2016 en un 73,6%. En diciembre de 2015 dicho porcentaje fue ligeramente superior (74,4%), mientras que el porcentaje para el conjunto de 2015 fue inferior (54,2%).

---

<sup>8</sup> EEX-ECC acordó con OMIP- OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

**Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX\*. Mensual y acumulado en el año**

Volumen negociado (GWh)	Mes actual diciembre 2016	Mes anterior noviembre 2016	% Variación	Total 2016	Total 2015
<b>OMIP</b>	877	565	55,4%	19.539	15.364
<b>EEX</b>	429	328	30,9%	7.294	609
<b>OTC</b>	14.911	12.219	22,0%	169.686	139.967
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>11.069</b>	<b>9.214</b>	<b>20,1%</b>	<b>124.816</b>	<b>75.833</b>
<i>OMIClear</i>	3.134	2.824	11,0%	36.448	31.012
<i>BME Clearing</i>	1.637	1.329	23,1%	24.075	23.090
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	6.299	5.061	24,5%	64.293	21.731
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>16.217</b>	<b>13.112</b>	<b>23,7%</b>	<b>196.519</b>	<b>155.940</b>

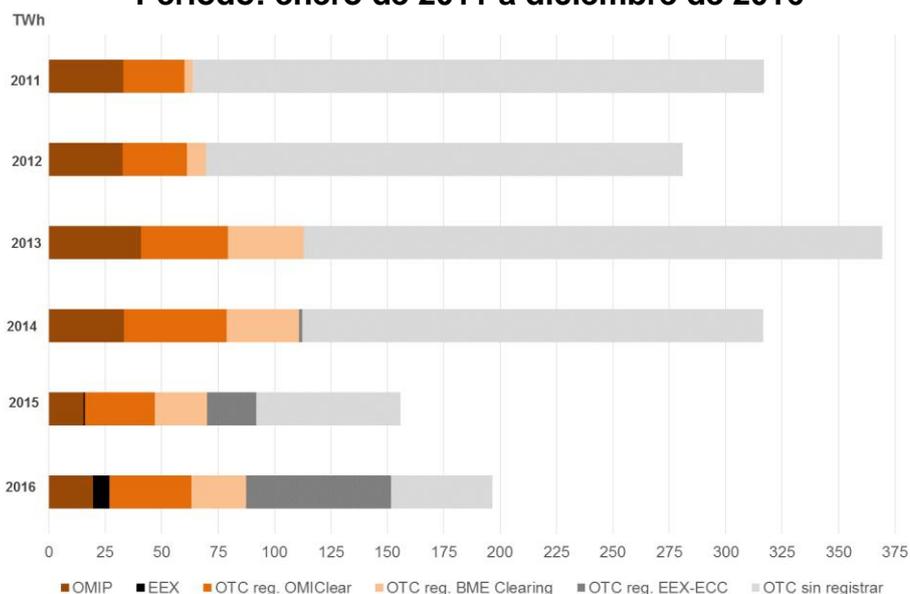
\* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

\*\* 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.

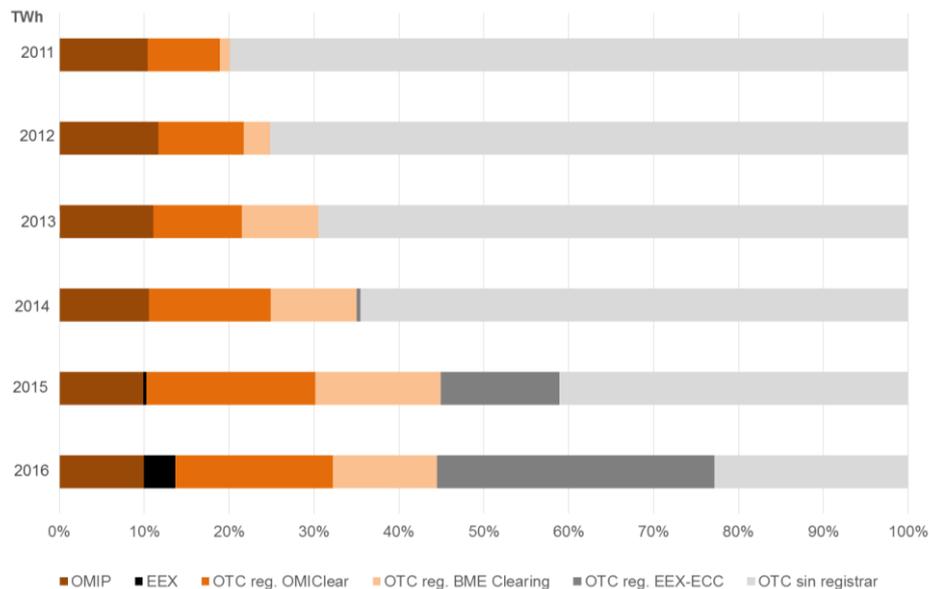
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre de 2016, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo  
Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2016**



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

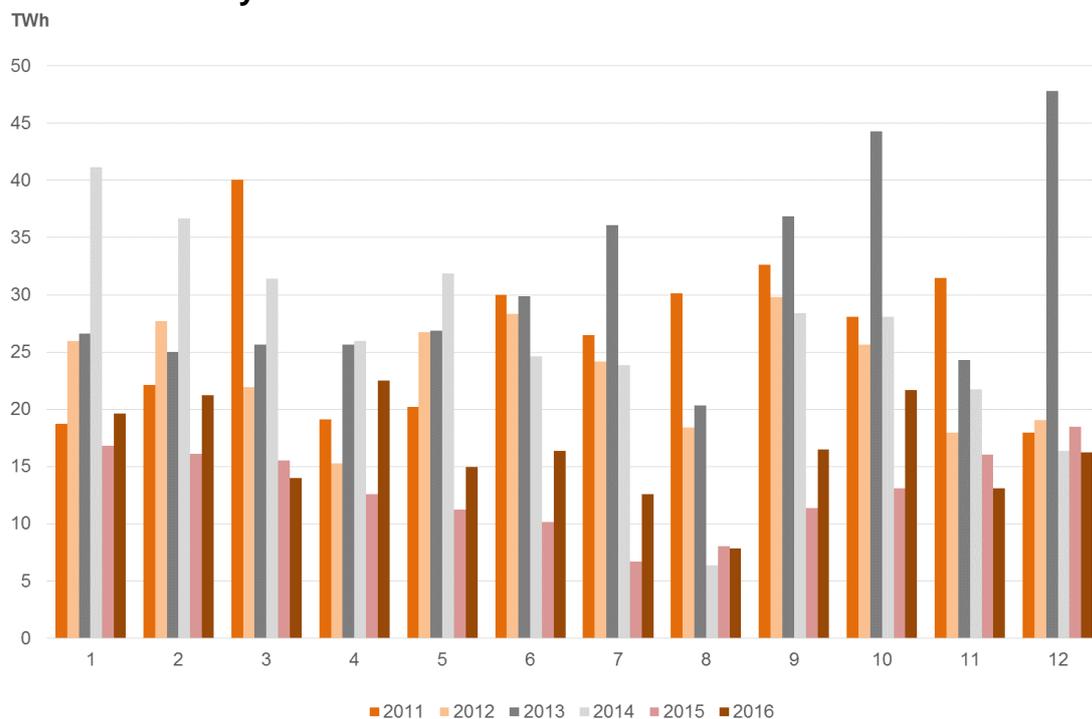
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2016**



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 2016. En el mes de diciembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,2 TWh, un 12,2% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,5 TWh en diciembre de 2015).

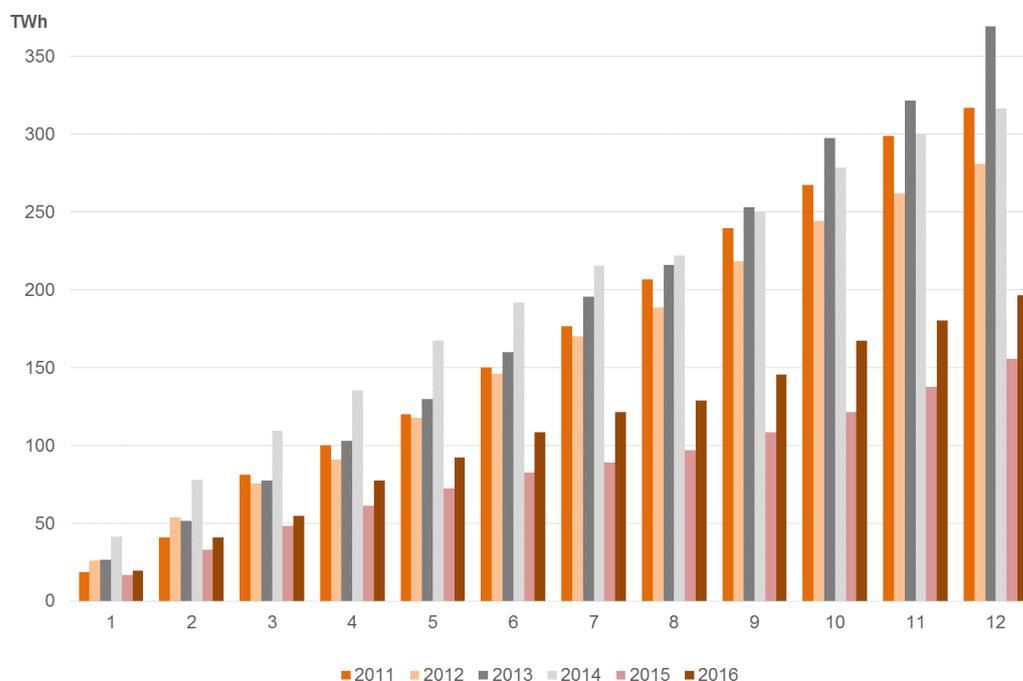
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2016**



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 2016 se han negociado 196,5 TWh, lo que supone un 26% más que el volumen negociado en 2015 (155,9 TWh).

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a diciembre de 2016**



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 2016, 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 2014 y diciembre de 2016, 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 2016 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 93,3% (15,1 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (88,8%; 11,6 TWh). Para el conjunto de 2016 dicho porcentaje fue del 92% (180,7 TWh), superior que en 2015 (88,2%; 137,5 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 6,7% (1,1 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (11,2%; 1,5 TWh). Para el conjunto de 2016 dicho porcentaje fue del 8% (15,8 TWh), inferior que en 2015 (11,8%; 18,4 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en diciembre de 2016 a 1.452 MW (5,1% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.609 MW).

En diciembre de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 54,4% (8,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (15,1 TWh)<sup>9</sup>. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 36,8 % (5,6 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 aproximadamente a 1,1 TWh, el 14% de los contratos anuales negociados y 7% del volumen total negociado. Asimismo, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista Cal+3 ascendió aproximadamente a 0,05 TWh, 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 diaria con el 52,4% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,1 TWh)<sup>10</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 37,5% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

---

<sup>9</sup> En el mes de noviembre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (51,8%; 6 TWh).

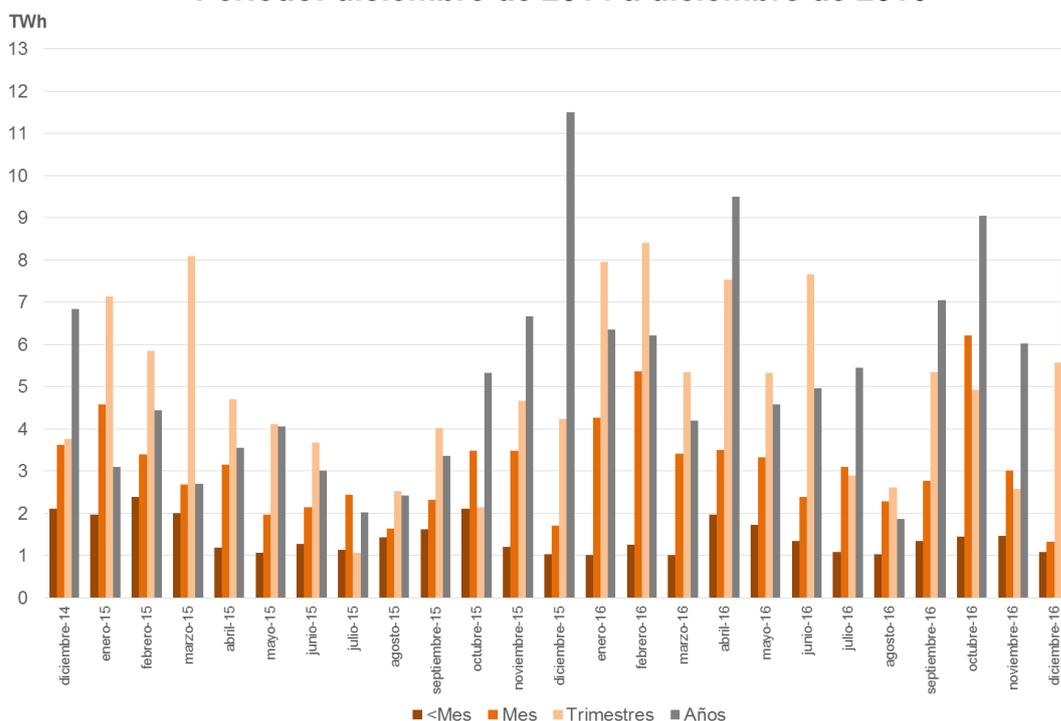
<sup>10</sup> En el mes de noviembre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (60,4%; 0,9 TWh).

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

Tipo de contrato	Mes actual dic-16	Mes anterior nov-16	% Variación	Total 2016	% Total 2016	Total 2015	% Total 2015
Diario	566	889	-36,4%	6.927	43,9%	8.033	43,6%
Fin de semana	109	121	-9,9%	1.550	9,8%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	6	0,0%	103	0,56%
Semana	405	461	-12,2%	7.313	46,3%	9.185	49,8%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.080</b>	<b>1.472</b>	<b>-26,6%</b>	<b>15.797</b>	<b>8,0%</b>	<b>18.439</b>	<b>11,8%</b>
Mensual	1.327	3.023	-56,1%	41.021	22,7%	32.771	23,8%
Trimestral	5.576	2.589	115,3%	66.197	36,6%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	0	-	87	0,0%	281	0,2%
Anual	8.234	6.027	36,6%	73.418	40,6%	52.183	38,0%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>15.137</b>	<b>11.640</b>	<b>30,1%</b>	<b>180.722</b>	<b>92,0%</b>	<b>137.493</b>	<b>88,2%</b>
<b>Total</b>	<b>16.217</b>	<b>13.112</b>	<b>23,7%</b>	<b>196.519</b>	<b>100%</b>	<b>155.932</b>	<b>100%</b>

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

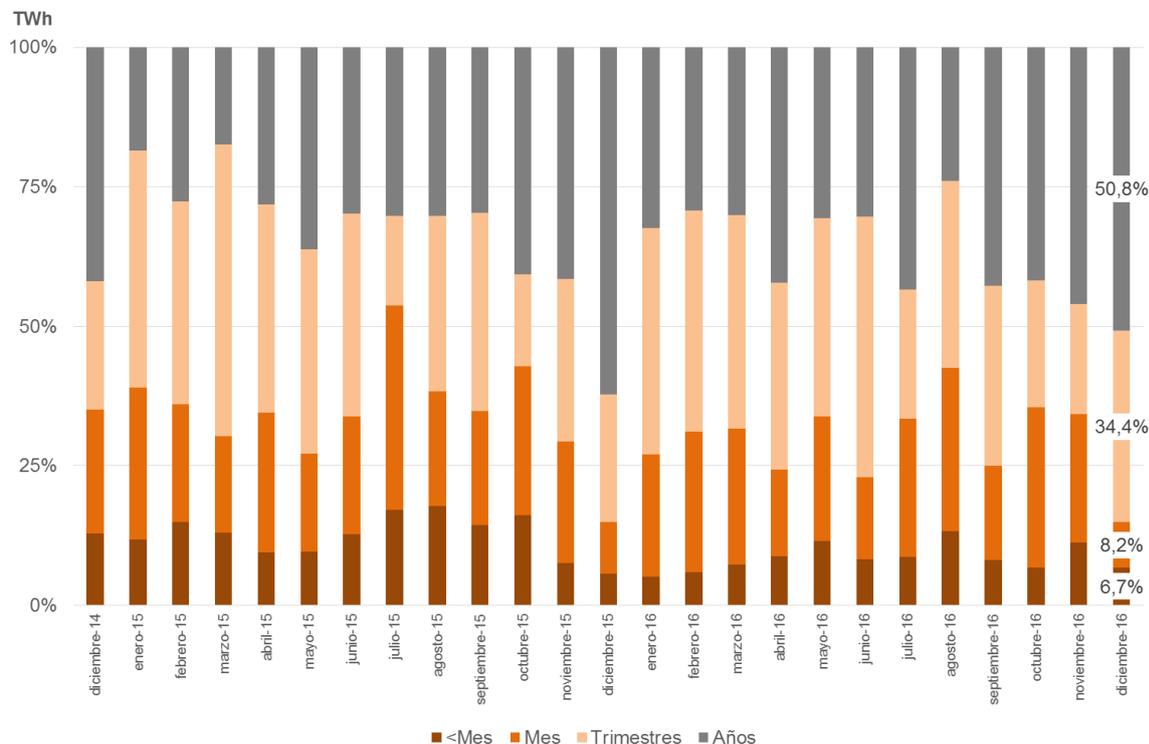
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016



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 2014 a diciembre de 2016**



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.

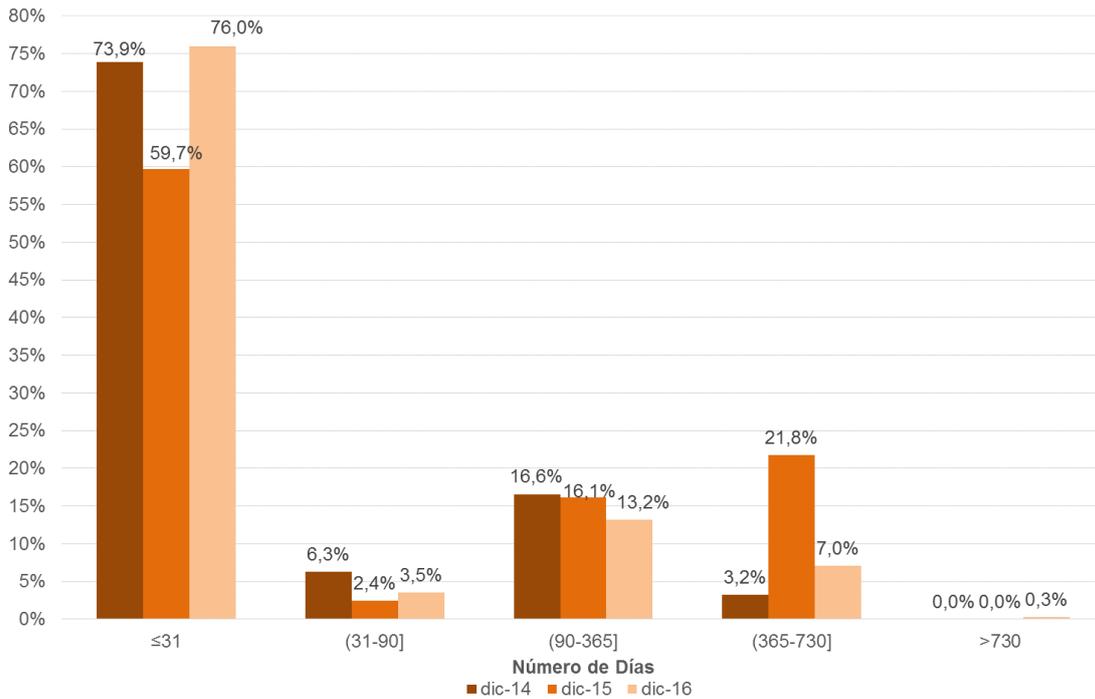
### 2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En diciembre de 2016, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento a corto plazo (véase Gráfico 11). En particular, el 76% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de diciembre de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación en enero de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2015 (59,7%).

Por su parte, el volumen de contratos con vencimiento a dos años vista, negociados en diciembre de 2016, ascendió a 1,1 TWh, el 7% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en diciembre de 2015 dicho porcentaje fue superior (21,8%). Por otro lado, el volumen de contratos anuales con vencimiento a tres años vista Cal+3, negociados en diciembre de 2016, ascendió a 0,04 TWh, el 0,3% del volumen total de contratos negociados

en dicho mes, no habiendo sido negociado ese contrato anual en diciembre de 2015.

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



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

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

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

Hasta el 31 de diciembre de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2016<sup>11</sup> se situó en torno a 17.122 GWh, un 4,3% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2016 (16.411 GWh), y un 12,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2015 (19.658 GWh). Este descenso del volumen total negociado

<sup>11</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2016: mensual dic-16, trimestral Q4-16, anual YR-16, 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 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

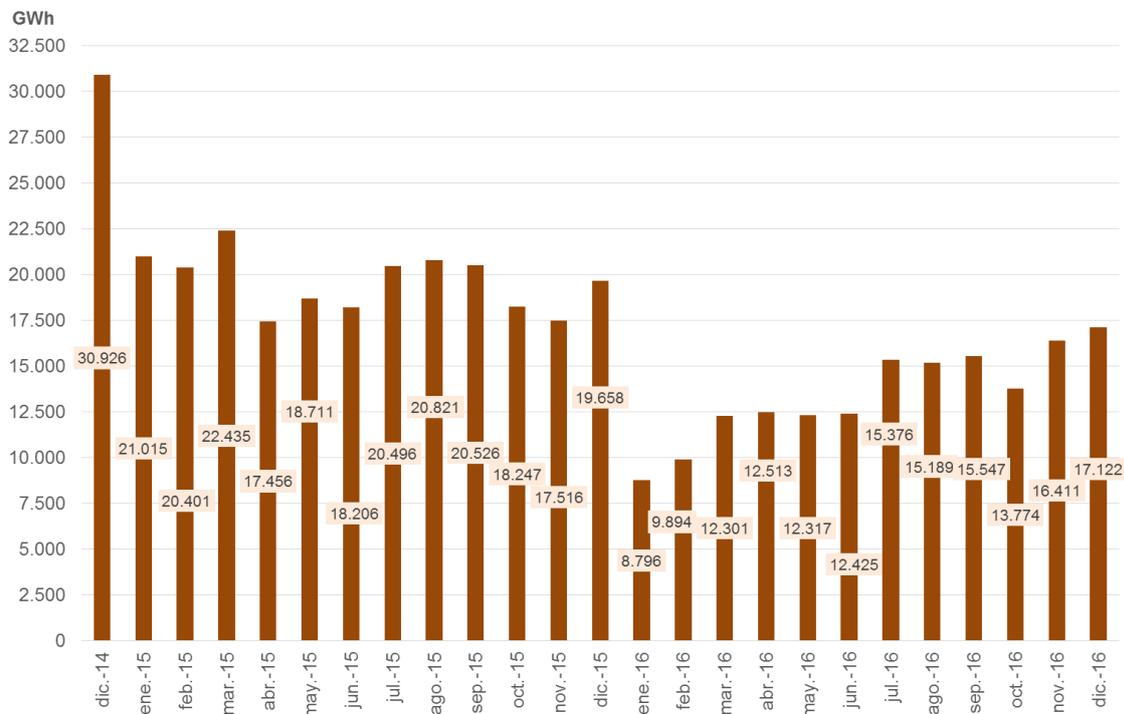
con liquidación en 2016 se debe fundamentalmente a la disminución en los volúmenes negociados a lo largo de 2015.

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2016, el 93,7% (16.041 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-16, trimestral Q4-16 y anual 2016), mientras que el 6,3% restante (1.080 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 2016 (17.122 GWh) representó el 80,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.285 GWh).

El volumen de contratación a plazo con liquidación en 2016 (161.666 GWh) representó el 64,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (249.784 GWh), inferior al porcentaje de contratación a plazo con liquidación en 2015 (94,9% de su respectiva demanda).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



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>12</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en diciembre de 2016 (dic-16, Q4-16 y anual 2016) se situó en torno a 21.561 MW, un 3,9% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2016 (20.748 MW) y un 13,9% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2015 (25.032 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de diciembre de 2016 (21.561 MW) representó el 75,4% de la demanda horaria media de dicho mes (28.609 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de diciembre de 2016 (21.561 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 15.948 MW (74% del volumen total). El 23,9% (5.145 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear<sup>13</sup> (véase Gráfico 14), el 14,7% (3.167 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 35,4% (7.636 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo<sup>14</sup> 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.

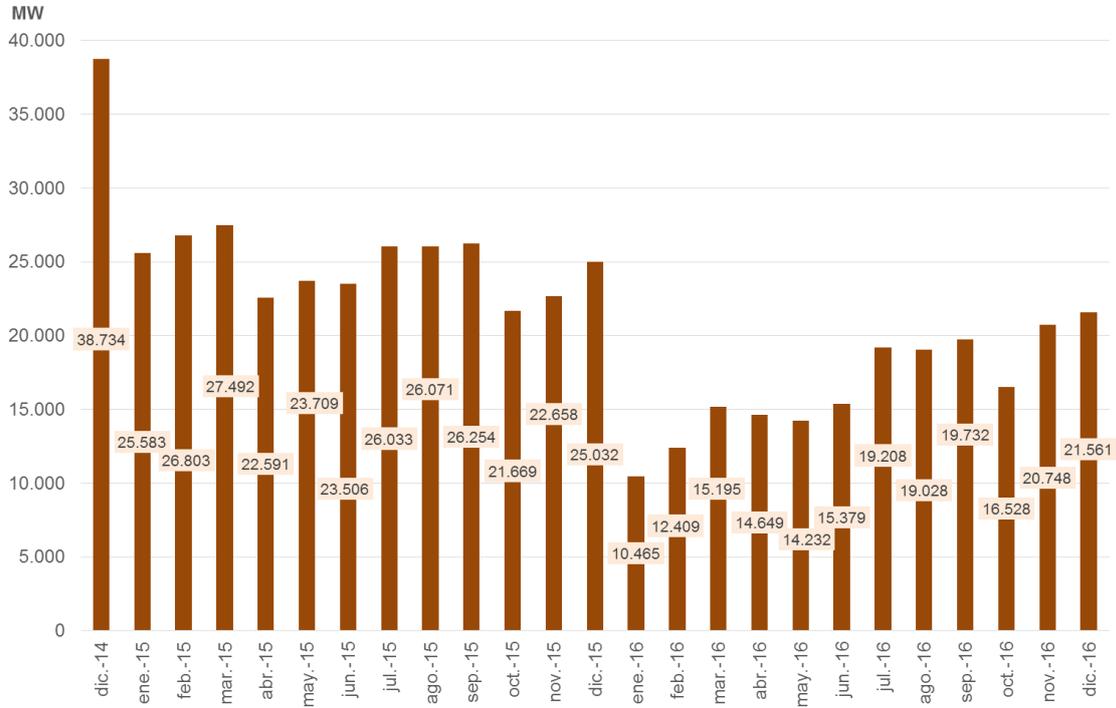
---

<sup>12</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

<sup>13</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

<sup>14</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación\*  
 Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



\* 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<sup>15</sup> 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 5.145 MW con liquidación en diciembre de 2016 que se registraron en OMIClear, el 55,6% (2.860 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44,4% restante (2.285 MW) quedaron abiertas<sup>16</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 55,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>17</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en diciembre de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen

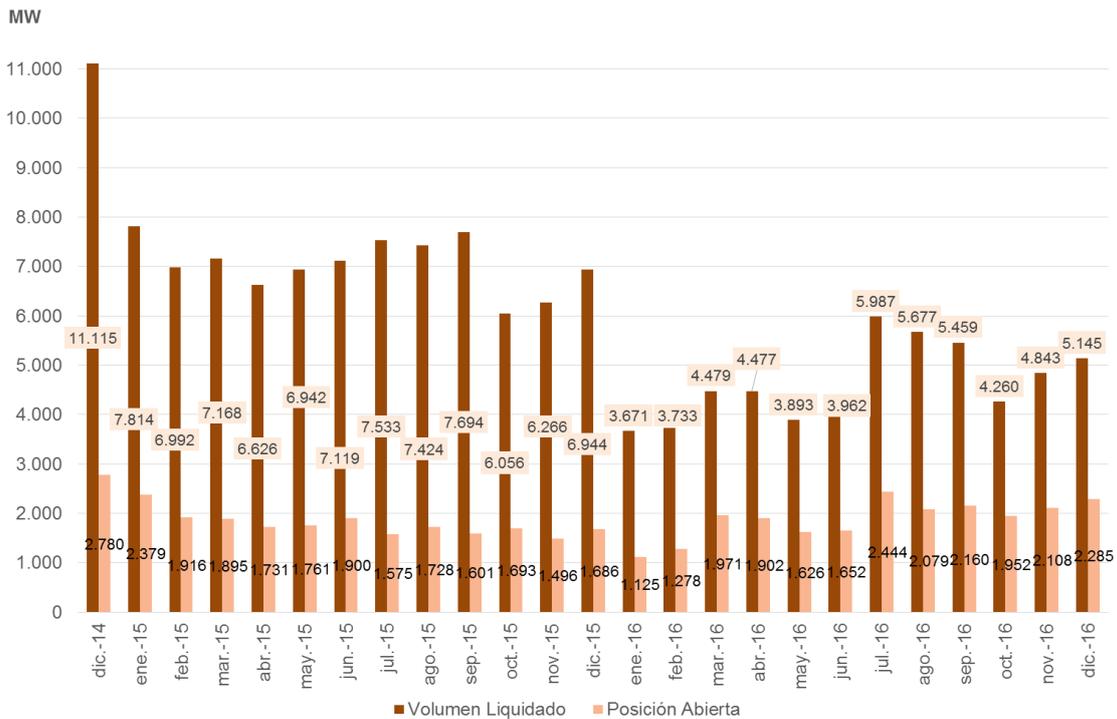
<sup>15</sup> <http://www.omip.pt/>

<sup>16</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>17</sup> Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,6% (25,3% en 2015).

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>18</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



\* 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>19</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

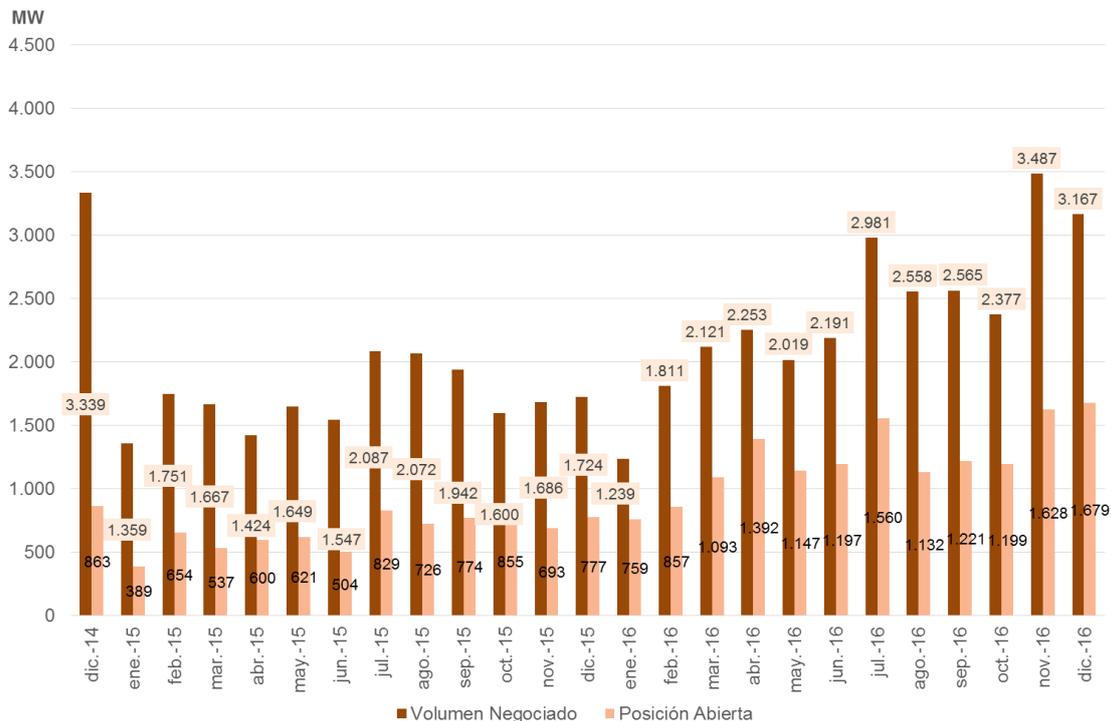
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2016

<sup>18</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>19</sup> Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

(21.561 MW), el 14,7% (3.167 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 47% (1.488 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 53% restante (1.679 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2016 ascendió al 51,7% (38,8% en 2015).

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>20</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



\* 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

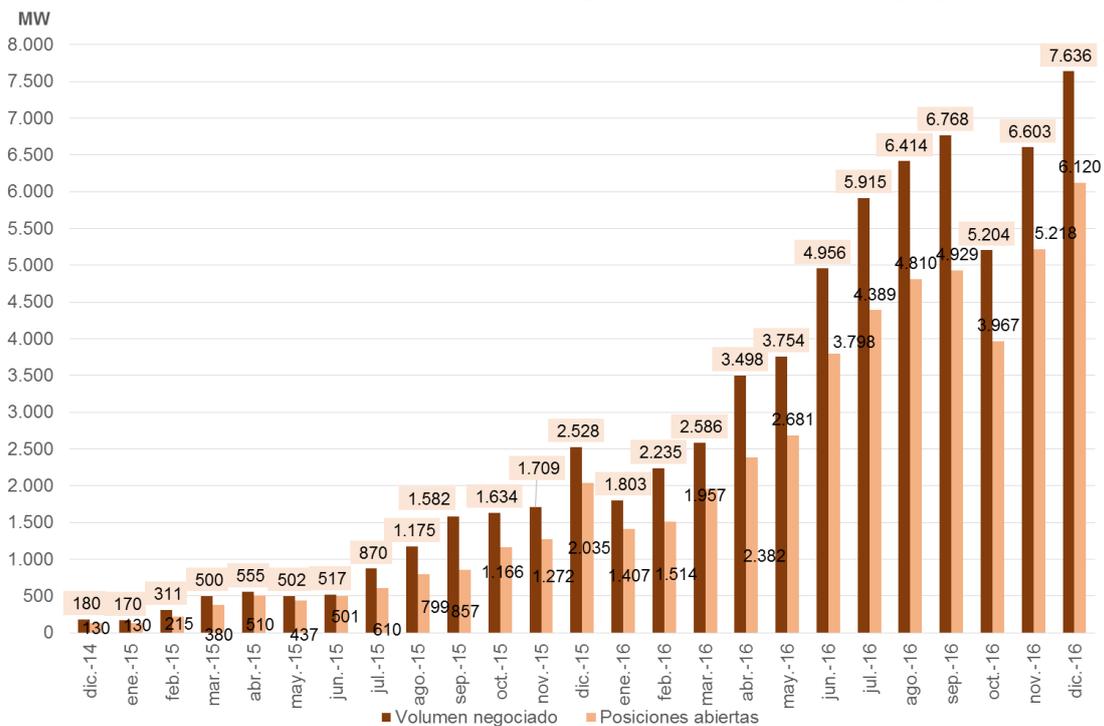
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre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

<sup>20</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.

EEX-ECC<sup>21</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 2016 (21.561 MW), el 35,4% (7.636 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 19,9% (1.516 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 80,1% restante (6.120 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2016 ascendió al 75,2% (73,9% en 2015).

**Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>22</sup> (MW)\***  
**Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



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

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

<sup>21</sup> Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

<sup>22</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.

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.

### **3. 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 3.1 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 3.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 3.3 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 3.4 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 3.5 examina los determinantes de los precios spot en España.

#### **3.1. 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, Francia y Alemania. Se observa que, en el mes de diciembre de 2016, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán para todos los contratos considerados. Asimismo, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado francés para los contratos con liquidación en el segundo y tercer trimestres de 2017, así como con liquidación en el año 2017. Sin embargo, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles inferiores a las registradas en el mercado francés para los contratos con liquidación a más corto plazo (enero y febrero de 2017, y primer trimestre de 2017).

En particular, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica con subyacente el precio español ascendieron respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto también ascendente del precio medio del mercado diario (+7,8%). El mayor incremento, se registró en el contrato mensual con liquidación en enero de 2017 (incremento del 11,7% con respecto el mes anterior).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica ascendieron también respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario (-1,9%). El mayor incremento, se registró también en el contrato mensual con liquidación en enero de 2017 (incremento del 16,4% con respecto el mes anterior).

En el mercado francés, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (-9%), las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el primer trimestre de 2017, así como las del contrato anual con liquidación en 2017, mostraron también una tendencia descendente. Sin embargo, las cotizaciones de los contratos trimestrales con liquidación en el segundo y tercer trimestres de 2017 mostraron una tendencia ascendente. La mayor disminución se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en el primer trimestre de 2017 (-33,4%). Por el contrario, el mayor incremento se registró en la cotización del contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2017 (+10,1%).

A 28 de diciembre de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (45,75 €/MWh; +3,4% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (34,34 €/MWh; +10,1%) y de la registrada en Francia (40,32 €/MWh; -13%).

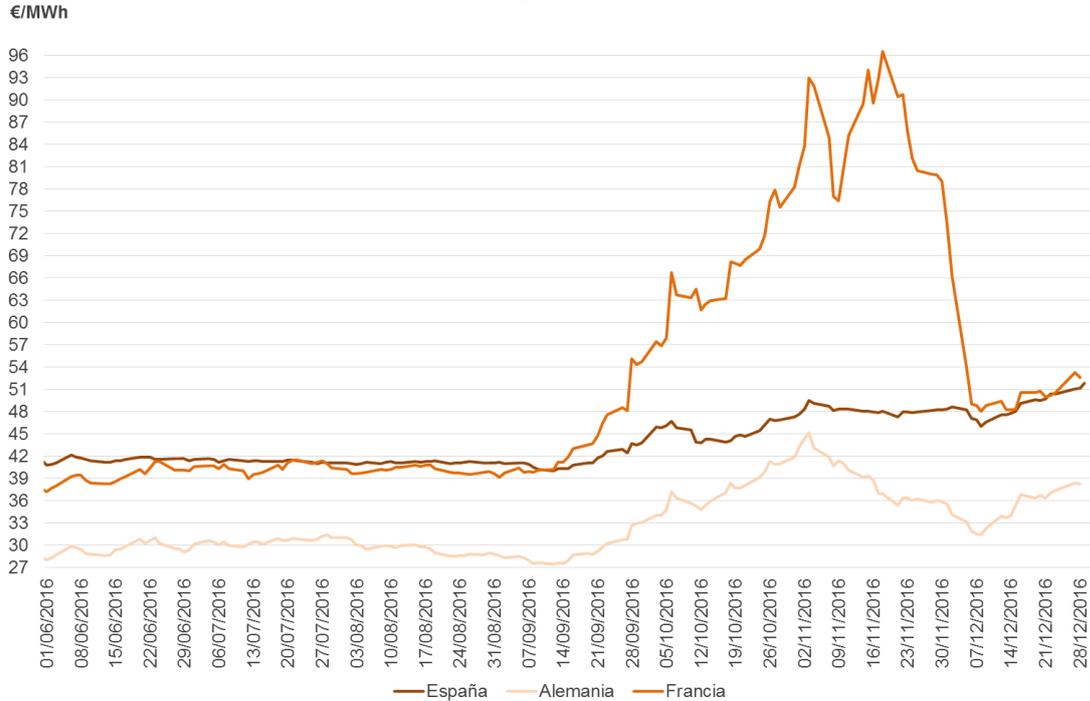
#### **Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

	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-16	noviembre-16	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-16	noviembre-16	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-16	noviembre-16	% Variación dic. vs. nov.
ene-17	59,00	52,80	11,7%	44,55	38,27	16,4%	71,50	104,29	-31,4%
feb-17	54,25	49,80	8,9%	41,00	35,97	14,0%	58,88	79,12	-25,6%
Q1-17	51,10	48,23	6,0%	38,28	35,83	6,8%	52,60	79,00	-33,4%
Q2-17	41,25	40,30	2,4%	32,99	29,09	13,4%	35,50	33,35	6,4%
Q3-17	46,75	45,15	3,5%	32,48	28,62	13,5%	33,50	30,43	10,1%
YR-17	45,75	44,25	3,4%	34,34	31,19	10,1%	40,32	46,35	-13,0%

Nota: Cotizaciones de diciembre a 30/12/2016 (excepto las del contrato trimestral Q1-17 y las del contrato anual YR-17, que son a 28/12/2016) y cotizaciones de noviembre a 30/11/2016.

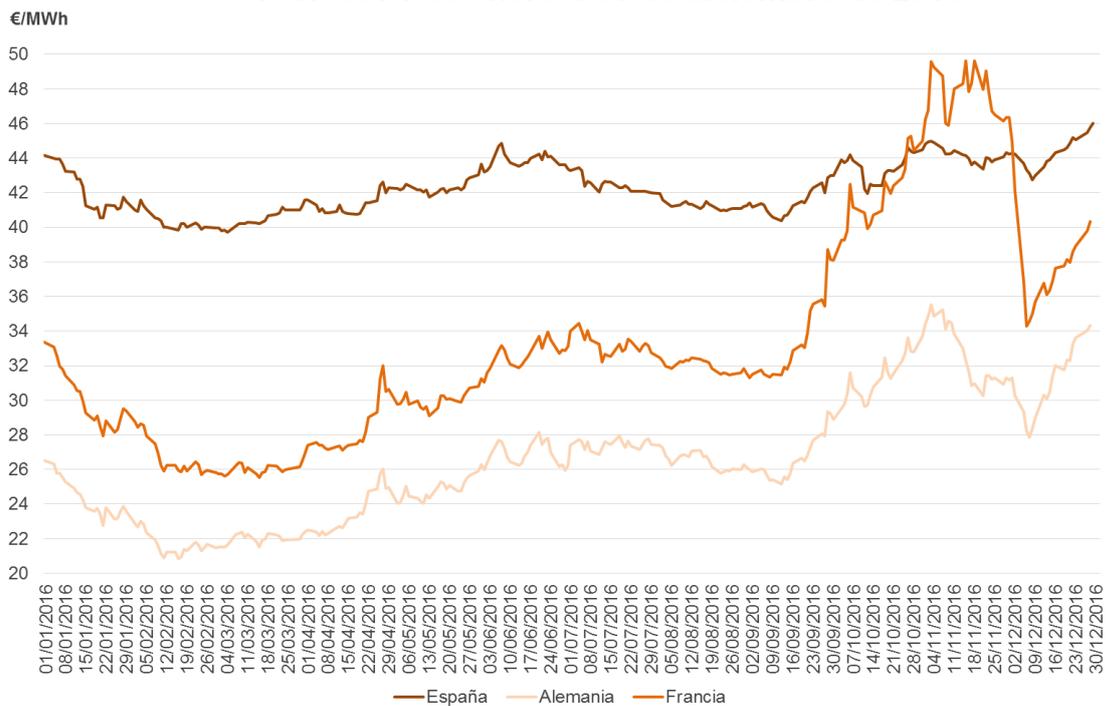
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de mayo a 31 de diciembre de 2016**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 18. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de enero a 31 de diciembre de 2016**



Fuente: EEX y OMIP.

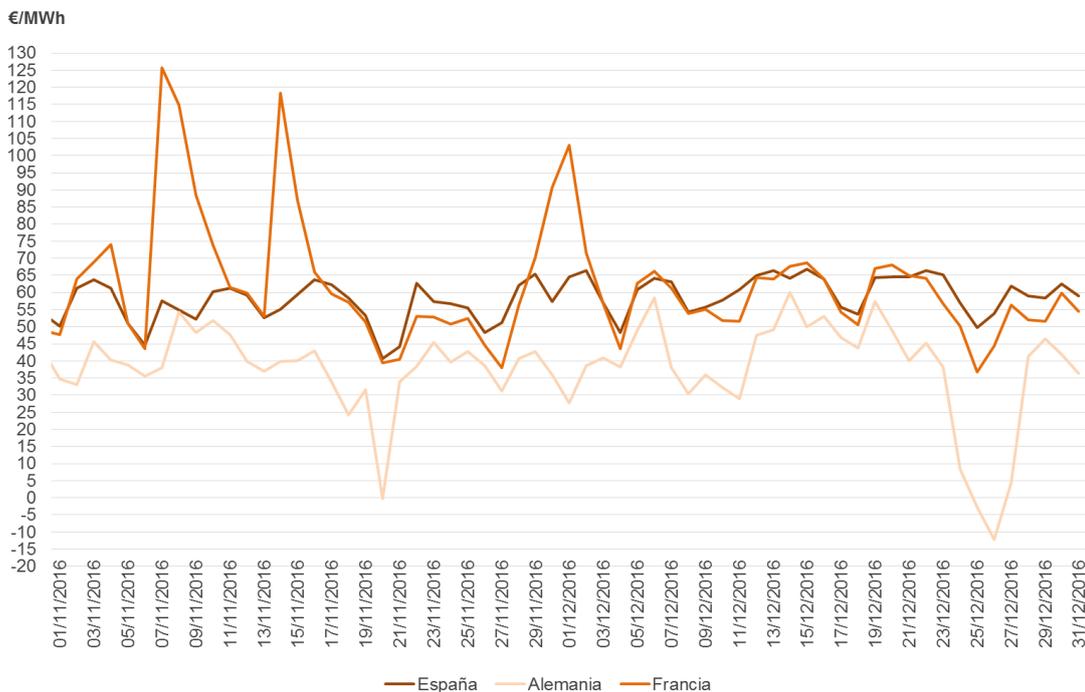
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de diciembre el precio medio del mercado diario en España, 60,49 €/MWh, aumentó un 7,8% respecto al registrado en el mes anterior (56,13 €/MWh), situándose por encima tanto del precio medio del mercado alemán (37,48 €/MWh, que se redujo un -1,9% en relación al del mes anterior en dicho mercado) como del precio medio del mercado francés (59,26 €/MWh, con una disminución del -9% 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-16	noviembre-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	60,49	56,13	7,8%
Alemania	37,48	38,22	-1,9%
Francia	59,26	65,14	-9,0%

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

**Gráfico 19. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de noviembre a 31 de diciembre de 2016**



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>23</sup> y en EEX-ECC<sup>24</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en diciembre de 2016 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania, registrados en ambas cámaras, ascendió a 194.204 GWh (inferior en un 33,7% al volumen negociado en el mes anterior). 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 29.768 GWh (un 28,8% inferior al volumen negociado el mes anterior).

El volumen negociado 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 2.537 TWh y 429,5 TWh (superiores en un 58,2% y 52,6%, respectivamente a los volúmenes negociados en el año anterior). El incremento del volumen negociado de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo fue inferior (+31,5%).

---

<sup>23</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>24</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 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (194.204 GWh en Alemania y 29.768 GWh en Francia) fueron 12,8 y 2 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (15.137 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

**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 2014 a diciembre de 2016**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-14	146.174	16.234
ene-15	152.113	18.541
feb-15	155.066	19.007
mar-15	149.817	19.256
abr-15	99.858	21.625
may-15	103.461	16.021
jun-15	123.015	17.045
jul-15	110.194	16.667
ago-15	118.485	16.088
sep-15	134.895	29.213
oct-15	158.159	37.390
nov-15	165.882	36.953
dic-15	132.353	33.716
ene-16	212.526	40.641
feb-16	190.975	30.050
mar-16	163.908	32.305
abr-16	257.343	58.322
may-16	176.260	33.471
jun-16	260.540	31.689
jul-16	167.373	21.256
ago-16	130.018	13.351
sep-16	234.963	43.958
oct-16	256.117	52.888
nov-16	292.795	41.780
dic-16	194.204	29.768

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

### **3.2. 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>25</sup> con liquidación en los meses de diciembre de 2014 a diciembre de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de diciembre de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró, por cuarto mes consecutivo, un valor negativo (-3,59 €/MWh). Por el contrario, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post fueron positivas en dicho mes (+0,7 €/MWh y +22,47 €/MWh, respectivamente).

En 2016, la prima de riesgo ex post media del mercado español (2,17 €/MWh) fue superior a la registrada en el mercado alemán (0,08 €/MWh) e inferior a la registrada en el mercado francés (3,80 €/MWh).

**Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de dic-14 a dic-16, 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
dic-14	46,25	47,47	-1,22	36,37	32,89	3,48	47,61	41,98	5,63
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	28,72	3,30	39,36	41,33	-1,97
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87
sep-15	54,73	51,88	2,85	32,80	31,88	0,92	36,48	37,45	-0,97
oct-15	49,45	49,90	-0,45	33,13	39,37	-6,24	39,75	44,96	-5,21
nov-15	47,95	51,20	-3,25	36,00	32,39	3,61	43,20	41,71	1,49
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

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

<sup>25</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.

### 3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

En el mes de diciembre, los precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron una tendencia ascendente respecto al mes anterior.

Con datos a 30 de diciembre de 2016, los precios spot del Brent, los del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes y los del contrato con liquidación a doce meses contabilizaron incrementos del 11,9%, 11,2% y 7,2%, respectivamente, en relación al mes anterior. Así, el precio spot y los contratos a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 54,94 \$/Bbl, 56,14 \$/Bbl y 58,67 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, se registró un incremento del 4,6% del precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) en el mes de diciembre, con aumentos también de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas NBP con entrega en el primer, segundo y tercer trimestres de 2017 (8,3%, 9,7% y 10,5% respectivamente). En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el primer, segundo y tercer trimestres de 2017 se situaron al cierre de mes en 20,99 €/MWh, 21,24 €/MWh, 18,99 €/MWh y 18,30 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, considerados en el Cuadro 8, mostraron un comportamiento alcista. La cotización del contrato con liquidación en enero de 2017 contabilizó un ascenso del 10,1%, situándose a cierre de mes en 85,98 €/t, y los precios de los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2017 y en el año 2017 aumentaron un 7% y un 5%, respectivamente, hasta situarse en 79,48 €/t y 70,27 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron también una tendencia ascendente durante el mes de diciembre. Así, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2017 y en diciembre de 2018 se situaron, a cierre de mes, en 6,57 €/t CO<sub>2</sub> (+42,5%) y 6,61 €/t CO<sub>2</sub> (+42,8%), respectivamente.

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

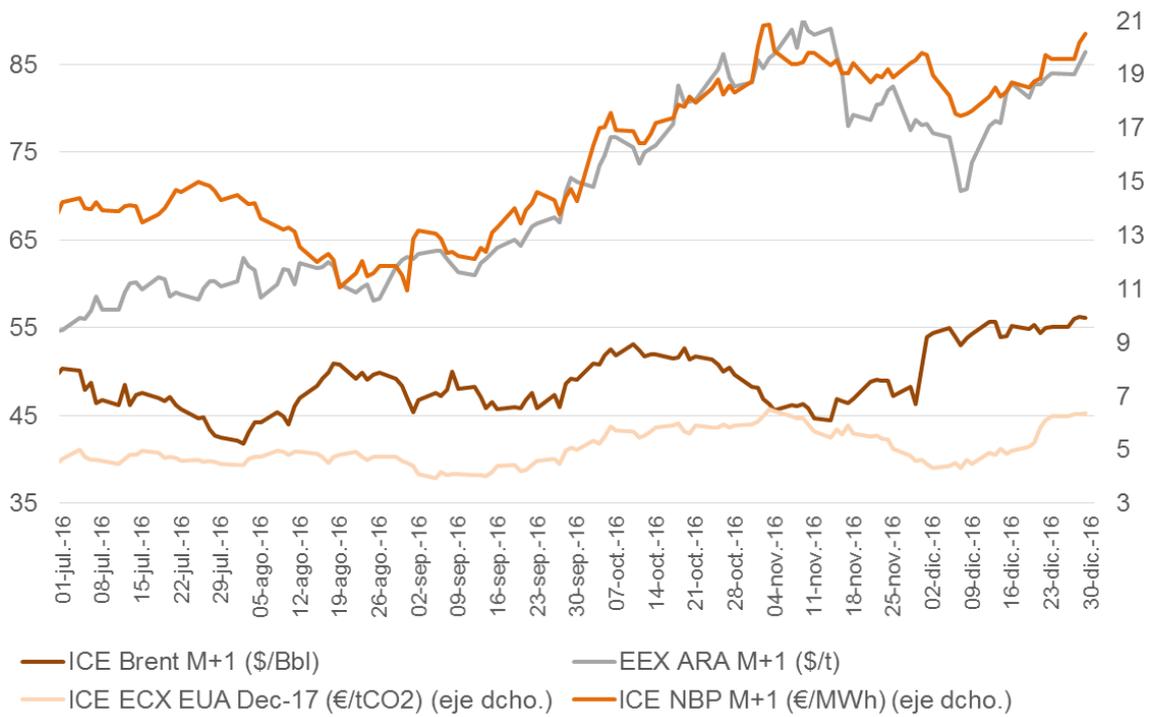
	Cotizaciones en Dic.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-dic-16	Mín.	Máx.	30-nov-16	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>	<b>30-dic-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-nov-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Dic. vs Nov.</b>
Brent Spot	54,94	51,91	55,41	49,08	41,91	49,08	11,9%
Brent entrega a un mes	56,14	53,00	56,22	50,47	44,43	50,47	11,2%
Brent entrega a doce meses	58,67	55,97	58,67	54,75	49,77	54,75	7,2%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>	<b>30-dic-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-nov-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Dic. vs Nov.</b>
Gas NBP Spot	20,99	17,29	20,99	20,06	17,88	20,06	4,6%
Gas NBP entrega Q1-17	21,24	17,43	21,24	19,61	18,83	20,84	8,3%
Gas NBP entrega Q2-17	18,99	16,09	18,99	17,32	16,53	17,86	9,7%
Gas NBP entrega Q3-17	18,30	15,59	18,30	16,55	15,82	17,21	10,5%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>	<b>30-dic-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-nov-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Dic. vs Nov.</b>
Carbón EEX ARA Ene17	85,98	70,57	86,50	78,12	74,30	89,89	10,1%
Carbón EEX ARA Q1-17	79,48	65,94	79,60	74,25	71,00	86,50	7,0%
Carbón EEX ARA Cal-17	70,27	59,80	70,27	66,90	63,67	78,75	5,0%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>	<b>30-dic-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-nov-16</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Dic. vs Nov.</b>
Dchos. emisión EUA Dic-2017	6,57	4,32	6,57	4,61	4,59	6,53	42,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2018	6,61	4,35	6,61	4,63	4,62	6,55	42,8%

- 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, EEX, Platts y BCE.

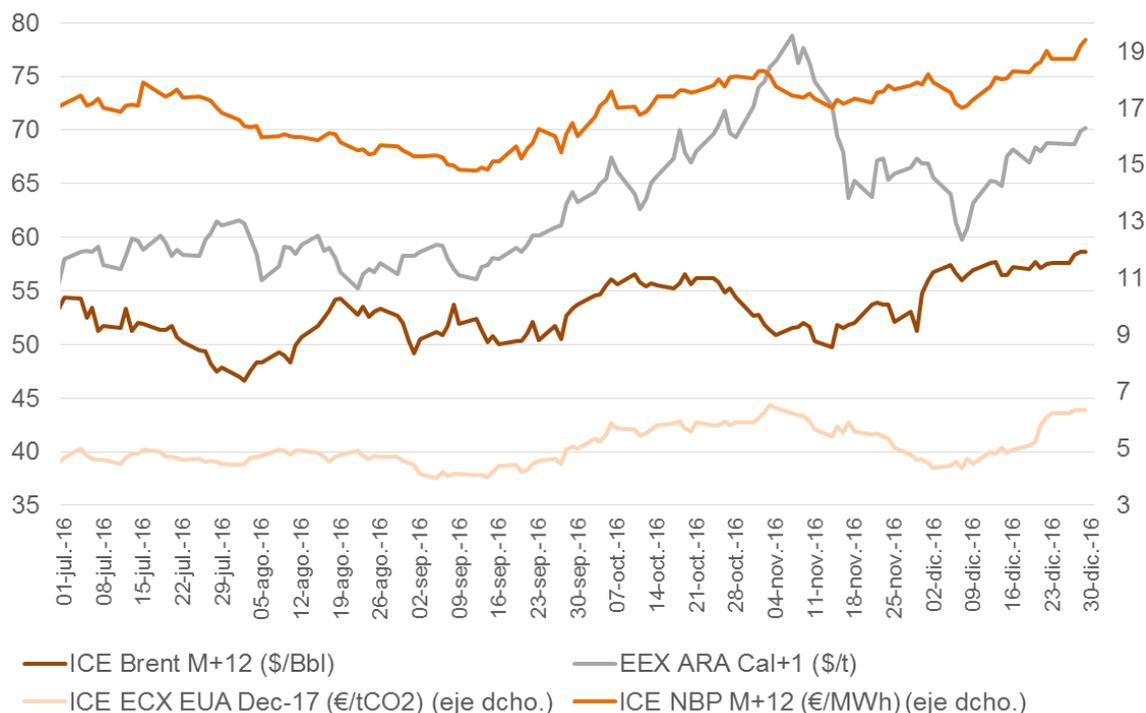
Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 20) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

**Gráfico 20. 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-30 diciembre 2016**



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

**Gráfico 21. 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-30 diciembre 2016**



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

Al cierre del mes de diciembre de 2016 (30 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, situándose en torno a 1,05 \$/€ frente a 1,06 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina se depreció ligeramente, situándose en torno a 0,86 £/€ al final del mes de diciembre frente a 0,85 £/€ al final del mes anterior.

La OPEP acordó en Viena, el 30 de noviembre, el primer recorte de la producción desde 2008. En particular, acordó reducir la producción del cártel en 1,2 millones de barriles diarios. Asimismo, el 10 de diciembre los miembros de la OPEP y los países productores fuera del cártel acordaron también en Viena que dichos países contribuyesen con otros 600 mil barriles diarios al recorte de producción. Como consecuencia del acuerdo, el precio del petróleo reafirmó la tendencia creciente del mes anterior.

Asimismo, el incremento en el precio del Brent y la reducción de las reservas de gas, motivada por las bajas temperaturas de noviembre en el noroeste de Europa, contribuyeron a que el precio del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentase en diciembre. Entre los factores que contribuyeron al incremento en las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA se encuentra

la amenaza de huelga de los trabajadores del mayor productor de carbón de Colombia, lo que podría reducir la producción del país, quinto exportador mundial del mineral.

Los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> presentaron una fuerte tendencia ascendente en diciembre<sup>26</sup>. La Comisión Europea presentó el 30 de noviembre un paquete de medidas con el objetivo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en al menos el 40% para 2030. Si bien la evolución de los precios de los derechos de emisión en 2017 estará determinada en función de cómo los Estados Miembros de la UE apoyen las reformas de mercado propuestas por la Comisión, los precios en diciembre aumentaron por el paquete de medidas propuestas, si bien los fundamentales de mercado hubiesen justificado precios menores.

Al cierre del mes de diciembre (30 de diciembre) la curva a plazo del Brent muestra una situación de ligero “contango” (tendencia ascendente de precios) (véase Gráfico 22). Por el contrario, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia descendente, con un cambio de tendencia a partir de junio de 2017.

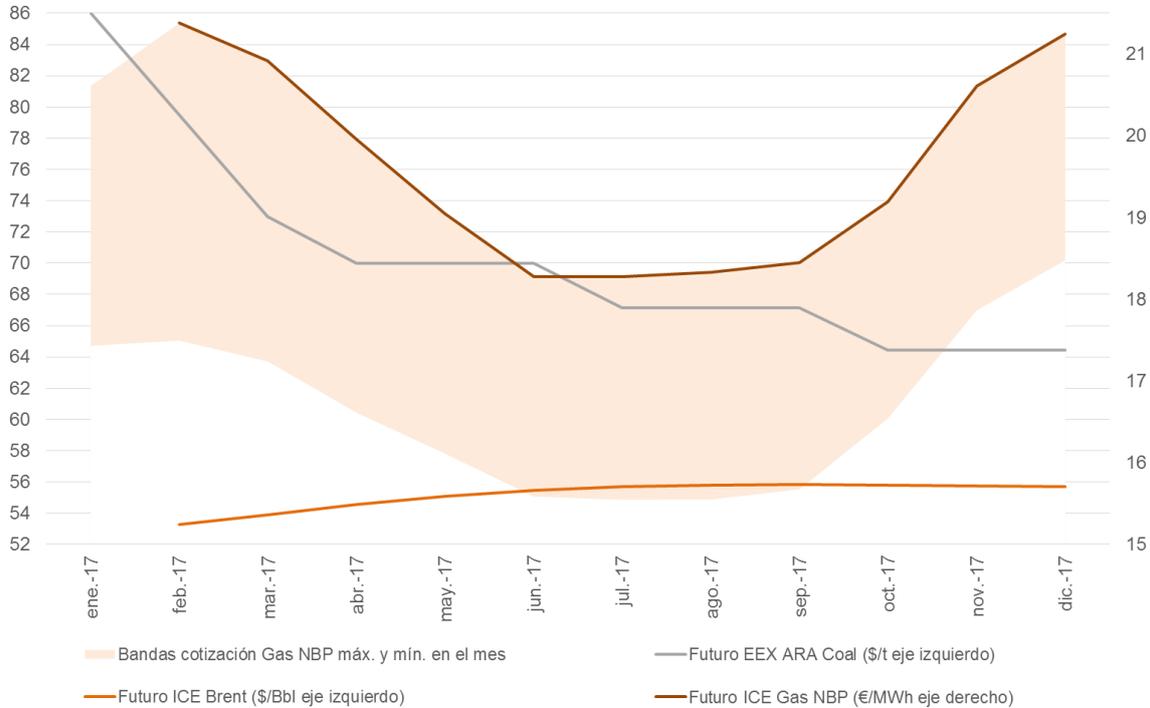
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 22 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de diciembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 3,01 €/MWh (1,65 €/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 2016 entre un máximo de 85,98 \$/t, en enero de 2017, y un mínimo de 64,44 \$/t, en el cuarto trimestre de 2017.

---

<sup>26</sup> Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (página web Energy Market Price), gas natural en Reino Unido (informe de Platts “Power In Europe”), carbón (informe de Platts “Power In Europe”) y derechos de emisión (informe “W2M-Imenergía”).

**Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de diciembre de 2016 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

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

### 3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-17 y Cal-17 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

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

### 3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 23 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre diciembre de 2014 y diciembre de 2016. En el mes de diciembre de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 60,49 €/MWh<sup>27</sup>, un 7,8% superior al precio spot

<sup>27</sup> En diciembre de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 60,27 €/MWh, un 0,22 €/MWh inferior al precio spot medio español (60,49 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países ha sido muy elevada, existiendo un precio diferente en 720 horas de un total de 8.784 horas (8,2% del total de las horas de 2016). En 2015 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total (diferencial promedio negativo de -0,23 €/MWh). Así, sólo en 212 horas de las 8.760 horas totales (2,4% del total de las horas de 2015) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,10 €/MWh).

medio mensual registrado en el mes anterior (56,13 €/MWh), y un 15% superior al precio spot medio registrado en diciembre de 2015 (52,61 €/MWh).

**Gráfico 23. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**

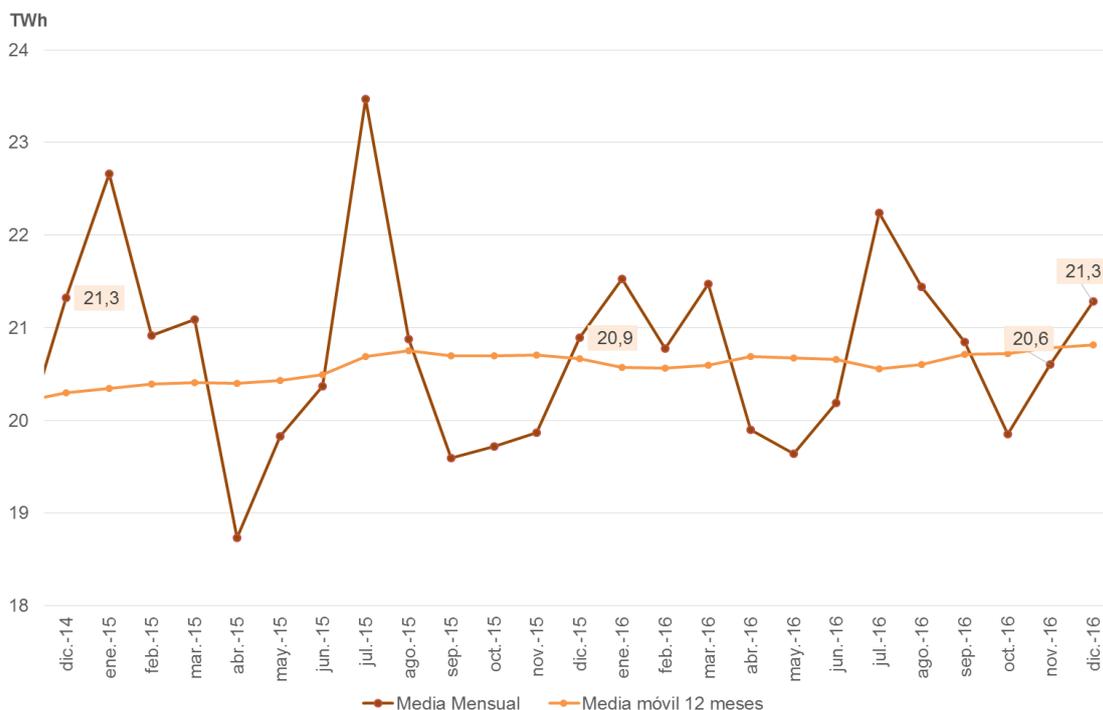


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 24 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 21,3 TWh, un 3,3% superior al valor registrado en el mes anterior (20,6 TWh), y un 1,9% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,9 TWh en diciembre de 2015). En el mes de diciembre de 2016, la demanda fue un 2,3% superior a la media móvil anual (20,8 TWh).

**Gráfico 24. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: diciembre de 2014 a diciembre de 2016**



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 2015, noviembre y diciembre de 2016 y para el conjunto del año 2015.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de diciembre de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la generación procedente de fuentes de energía renovable (5,6 TWh en diciembre frente a 6,5 TWh en noviembre; un descenso de un 13,9%). Dentro de las fuentes de energía renovable, la eólica fue la que contribuyó en mayor medida a ese descenso en términos absolutos (2,7 TWh en diciembre frente a 3,9 TWh en noviembre). Por el contrario, cabe destacar el aumento de la generación a partir de energía hidráulica (2,06 TWh en diciembre frente a 1,72 TWh en noviembre; +20%) y la mayor contribución al mix de generación de centrales térmicas de carbón (+13,1%).

El incremento del precio de mercado spot en el mes de diciembre (+4,35 €/MWh respecto al registrado en noviembre de 2016) se debió tanto al aumento de la demanda de transporte como al descenso de la producción mediante energía renovable y el consiguiente aumento del hueco térmico.

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

	dic-16	nov-16	dic-15	% Var. dic-16 vs. nov-16	% Var. dic-16 vs. dic-15	2015	2015 % Total Demanda transporte	2016	2016 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,06	1,72	1,77	20,0%	16,5%	30,81	12,4%	39,00	15,6%
Nuclear	4,34	3,77	4,86	15,0%	-10,8%	54,75	22,1%	56,11	22,5%
Carbón	5,04	4,46	4,63	13,1%	8,9%	50,92	20,5%	34,99	14,0%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	3,33	3,46	2,63	-3,8%	26,5%	25,33	10,2%	25,52	10,2%
Eólica	2,68	3,86	3,53	-30,7%	-24,1%	47,70	19,2%	47,52	19,0%
Solar fotovoltaica	0,36	0,40	0,37	-8,8%	-0,9%	7,82	3,2%	7,56	3,0%
Solar térmica	0,13	0,16	0,08	-15,4%	55,8%	5,08	2,1%	5,27	2,1%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,31	0,31	0,40	0,6%	-21,5%	4,62	1,9%	3,72	1,5%
Cogeneración	2,30	2,27	2,17	0,9%	5,7%	25,08	10,1%	25,70	10,3%
Residuos	0,28	0,27	0,14	2,6%	101,1%	1,89	0,8%	3,05	1,2%
<b>Total Generación</b>	<b>20,84</b>	<b>20,68</b>	<b>20,58</b>	<b>0,7%</b>	<b>1,2%</b>	<b>254,01</b>	<b>102,4%</b>	<b>248,47</b>	<b>99,5%</b>
Consumo en bombeo	-0,33	-0,37	-0,51	-11,5%	-35,1%	-4,52	-1,8%	-4,94	-2,0%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,08	-0,06	-0,09	41,4%	-12,3%	-1,33	-0,5%	-1,24	-0,5%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	0,87	0,35	0,91	146,9%	-4,7%	-0,13	-0,1%	7,50	3,0%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>21,29</b>	<b>20,60</b>	<b>20,89</b>	<b>3,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>248,02</b>	<b>100,0%</b>	<b>249,78</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.

