



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



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

**5 de octubre de 2017**

**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)	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 del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	24
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	24
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	25
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	29
4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	29
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	34
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	36
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-17 y Cal-18 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	42
4.5. Análisis de los precios spot en España	42

## 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 agosto de 2017, con un precio medio del mercado diario inferior al registrado el mes anterior (-2,4%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica, excepto las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2018 que se mantuvieron estables, mostraron un comportamiento ascendente, siguiendo la evolución experimentada por el precio del mercado de contado durante el mes de agosto.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en septiembre, octubre y noviembre de 2017 aumentaron un 1,6%, 3,6% y 5,2%, respectivamente. Asimismo, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2017 y primer trimestre de 2018 ascendieron un 5,3% y un 6,3%, respectivamente. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2018 se mantuvieron estables (-0,1% y 0%, respectivamente). En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 51,60 €/MWh el Q4-17, en 48,90 €/MWh el Q1-18, en 42,02 €/MWh el Q2-18 y en 47,05 €/MWh el Q3-18.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en los años 2018 y 2019 aumentaron un 1,6% y 0,7%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior, situándose a cierre de mes (31 de agosto) en 45,70 €/MWh y 44,25 €/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.

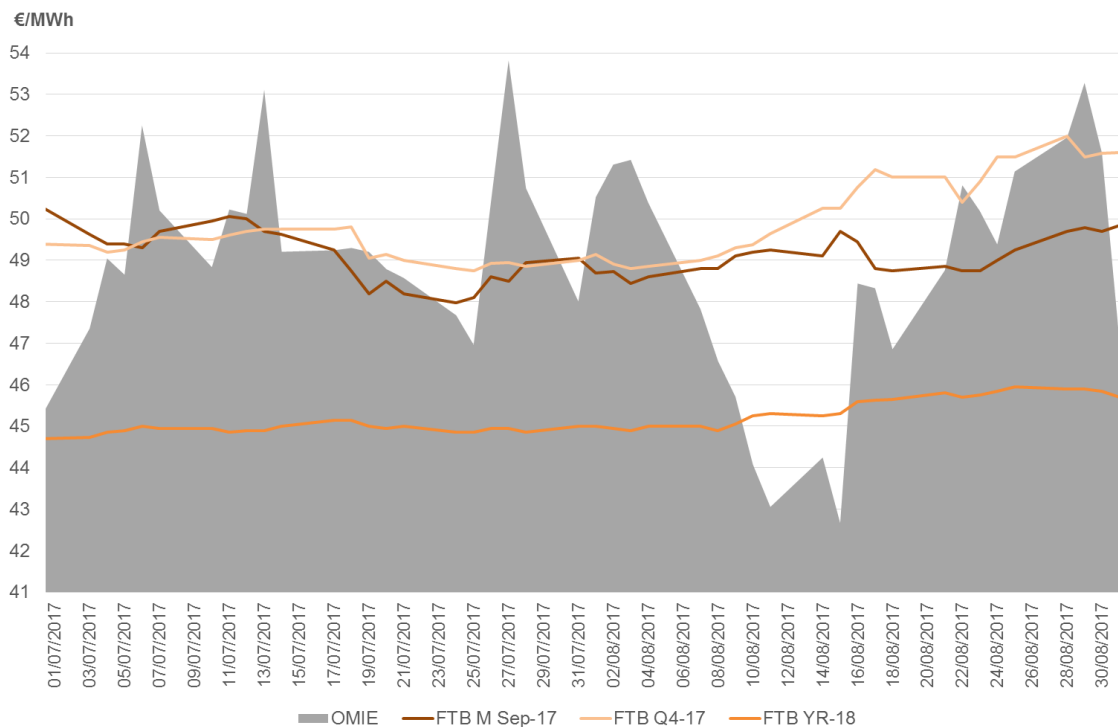
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Δ Últ. Cotiz. ago-17 vs. jul-17
FTB M Sep-17	49,85	49,85	48,45	49,09	49,05	50,05	47,98	49,09	1,6%
FTB M Oct-17	50,75	51,18	49,03	49,74	49,00	49,59	48,75	49,22	3,6%
FTB M Nov-17	52,47	53,56	49,53	51,45	49,87	50,78	49,46	50,20	5,2%
FTB Q4-17	51,60	52,00	48,80	50,33	49,00	49,80	48,75	49,29	5,3%
FTB Q1-18	48,90	48,90	45,90	47,10	46,00	46,10	45,65	45,83	6,3%
FTB Q2-18	42,02	42,63	41,94	42,26	42,05	42,05	41,26	41,55	-0,1%
FTB Q3-18	47,05	47,72	46,94	47,30	47,06	47,65	46,99	47,28	0,0%
FTB YR-18	45,70	45,95	44,90	45,44	45,00	45,15	44,73	44,94	1,6%
FTB YR-19	44,25	44,55	43,90	44,19	43,93	44,20	43,68	43,95	0,7%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de agosto a 31/08/2017 y cotizaciones de julio a 31/07/2017 (último día de cotización de los contratos en ese mes).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

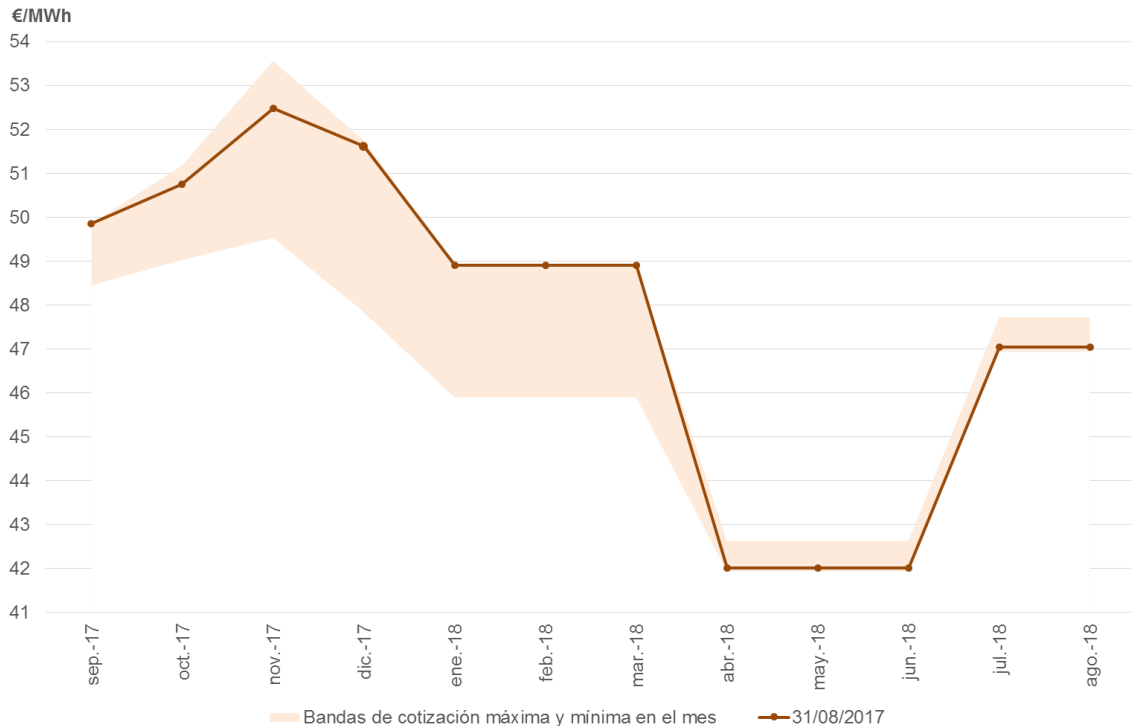
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.  
Periodo: 1 de julio de 2017 – 31 de agosto de 2017**



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 agosto de 2017. Se observa una curva a plazo ascendente hasta noviembre de 2017 y descendente (curva en “backwardation”<sup>2</sup>) a partir de diciembre de 2017 hasta junio de 2018.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de agosto, el precio medio del mercado diario (47,46 €/MWh) descendió un 2,4% respecto al registrado en el mes anterior (48,63 €/MWh).

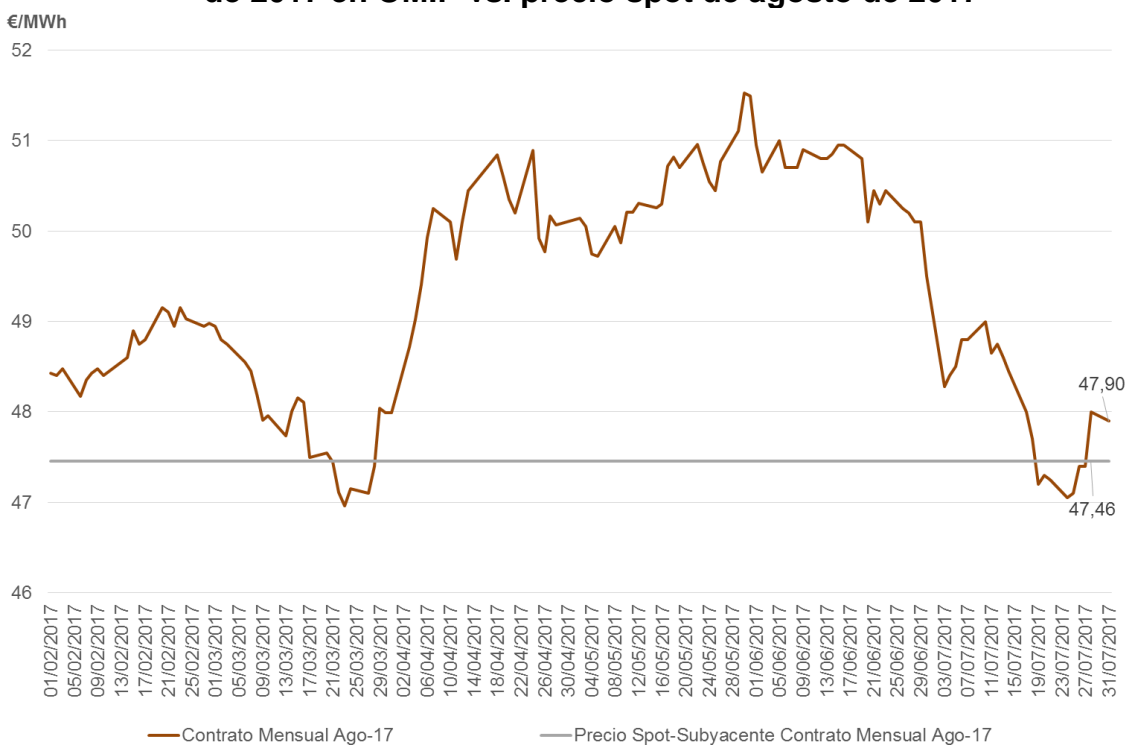
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en agosto de 2017 (31 de julio de 2017) anticipaba un precio medio del mercado diario de 47,90 €/MWh para dicho mes, un 0,9% superior al precio spot finalmente registrado (47,46 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>3</sup>, se alcanzaron respectivamente el 30 de mayo de 2017 (máxima de 51,53 €/MWh) y el 23 de marzo de 2017 (mínima de 46,96 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 4,57 €/MWh. Las

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

<sup>3</sup> Del 1 de febrero al 31 de julio de 2017.

primas de riesgo calculadas ex post<sup>4</sup> del contrato mensual de agosto de 2017 fueron positivas durante casi todo el periodo de negociación de contrato, excepto en 13 días (entre el 17 y el 24 de marzo y entre el 17 y el 25 de julio de 2017). Por ello, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante prácticamente todo el periodo de negociación, excepto en dichos días.

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



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

Para el mes de septiembre de 2017, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de agosto), anticipa un precio medio del mercado diario de 49,85 €/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 agosto 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 agosto de 2017 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su

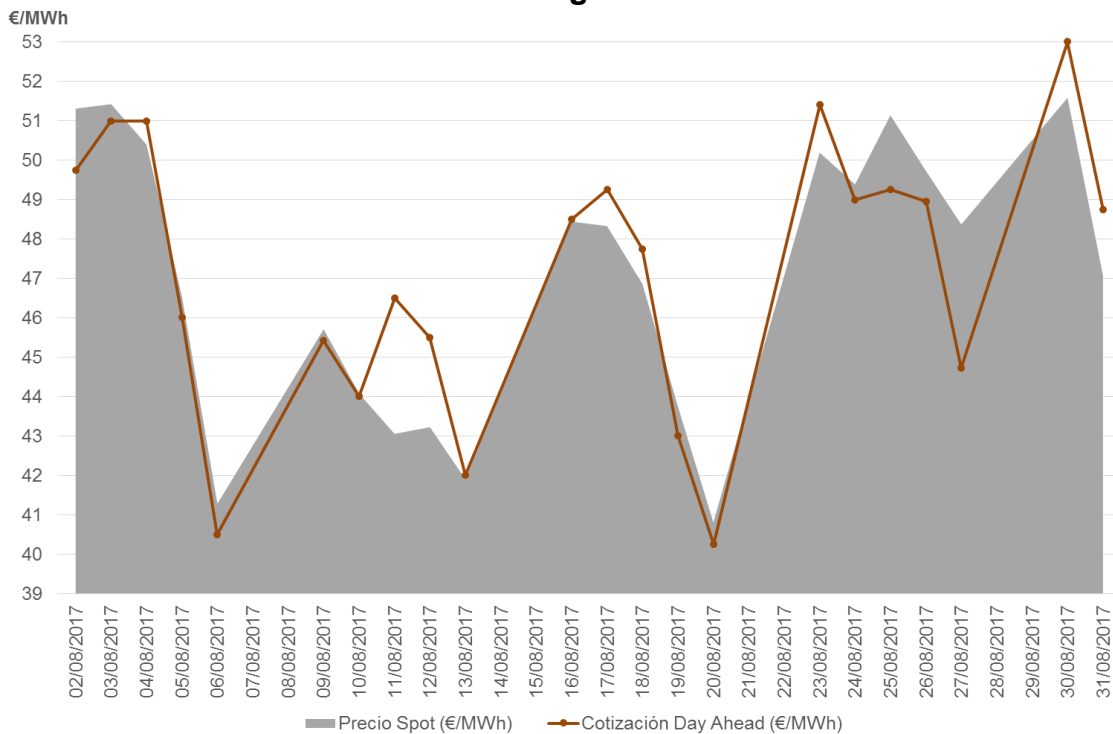
<sup>4</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en agosto de 2017 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en agosto de 2017.

liquidación<sup>5</sup>) ascendió a 47,03 €/MWh, ligeramente inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en agosto de 2017 (47,07 €/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 agosto de 2017 fue positiva (0,04 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios).

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post<sup>6</sup> alcanzada en agosto de 2017 se registró el día 27 y se situó en -3,64 €/MWh.

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Agosto de 2017**



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.

<sup>6</sup> Máximo en valor absoluto.

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX<sup>7</sup>– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de julio y agosto de 2017<sup>8</sup>.

En el mes de agosto de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,9 TWh, un 3,8% superior al volumen registrado el mes anterior (9,5 TWh), y un 26,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (7,8 TWh). En los ocho primeros meses de 2017 se han negociado un total de 94 TWh, lo que supone una disminución del 27,1% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2016 (129 TWh).

---

<sup>7</sup> Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

<sup>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.



El volumen negociado en OMIP en agosto de 2017 representó el 4,2% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 5,6% en julio. En el conjunto del año 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 entre enero y agosto de 2017 (94 TWh) representó el 55,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (168,7 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 dicho año (249,8 TWh).

En el mes de agosto 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 EEX<sup>9</sup>) se situó en 7,6 TWh (11,8% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en agosto de 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 88,1%. En agosto de 2016 dicho porcentaje fue inferior (64,1%) así como también lo fue para el conjunto de 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 agosto 2017	Mes anterior julio 2017	% Variación	Acumulado 2017	Total 2016
<b>OMIP</b>	414	532	-22,3%	5.269	19.539
<b>EEX</b>	810	349	131,9%	3.461	7.294
<b>OTC</b>	8.659	8.638	0,2%	85.317	169.687
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>7.626</b>	<b>6.823</b>	<b>11,8%</b>	<b>61.228</b>	<b>124.816</b>
<i>OMIClear</i>	1.100	1.412	-22,1%	10.038	36.448
<i>BME Clearing</i>	2.575	1.510	70,5%	13.481	24.075
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	3.951	3.901	1,3%	37.709	64.293
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>9.883</b>	<b>9.520</b>	<b>3,8%</b>	<b>94.046</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.

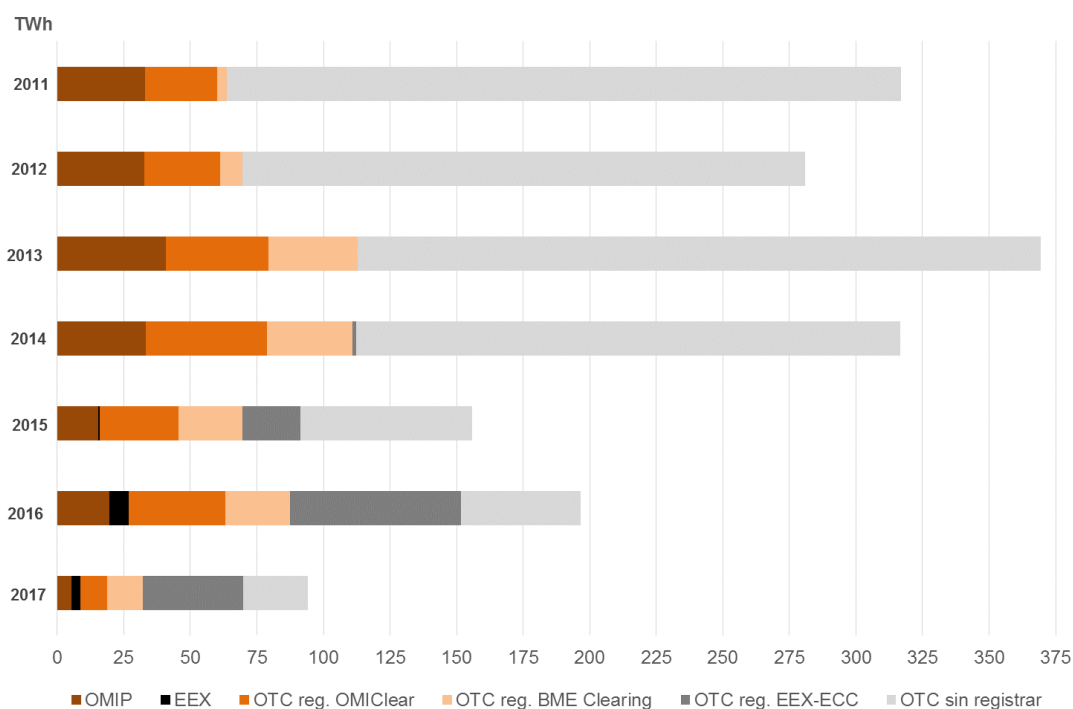
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear,

<sup>9</sup> EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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 agosto 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.

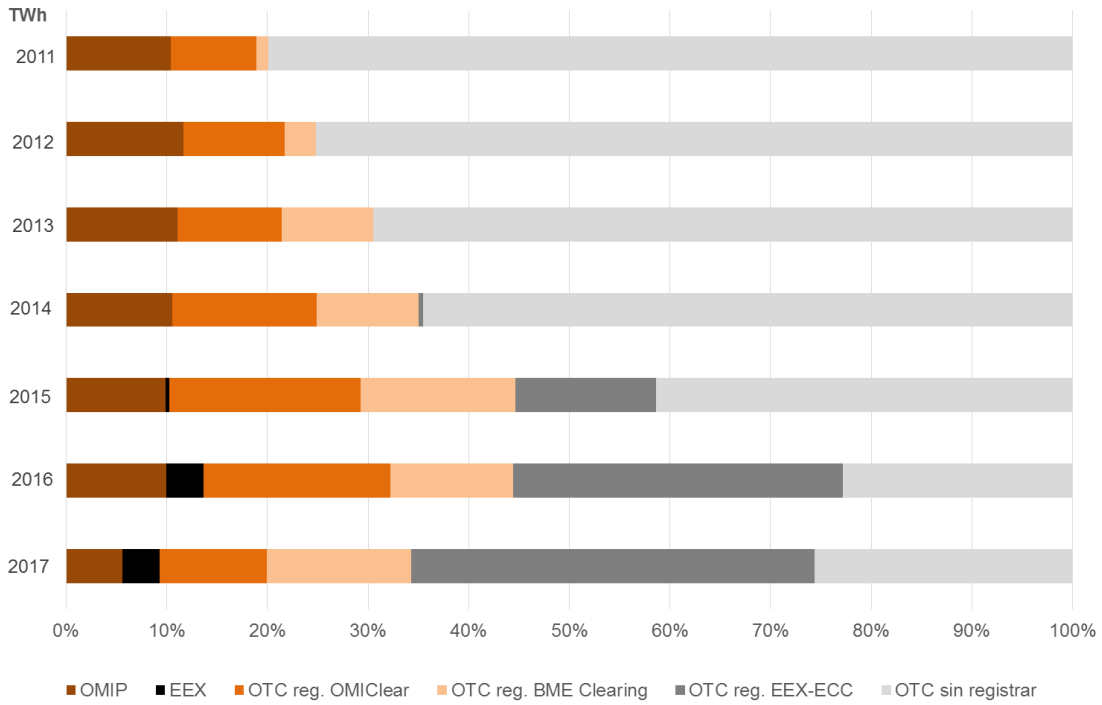
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2011 a agosto de 2017**



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 lo que llevamos de 2017, el volumen OTC registrado en las Cámaras de Contrapartida Central asciende a 71,8%, ligeramente inferior que el del conjunto de 2016 (73,6%).

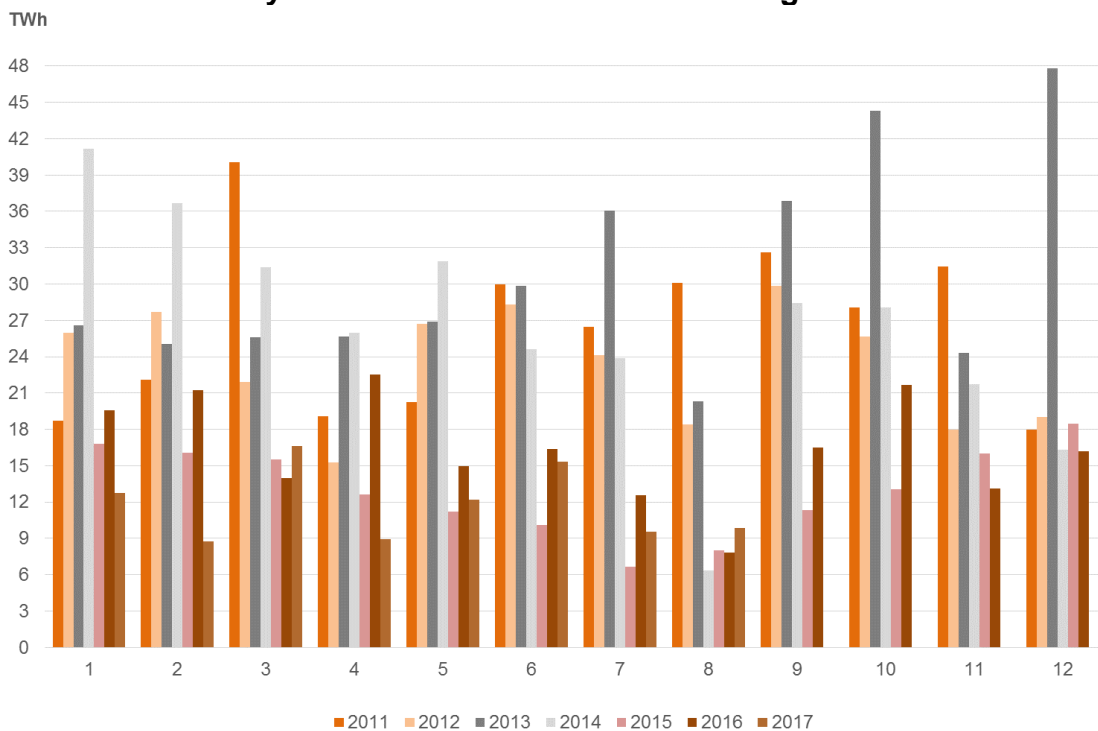
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2011 a agosto de 2017**



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 agosto de 2017. En el mes de agosto de 2017 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,9 TWh, un 26,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (7,8 TWh en agosto de 2016).

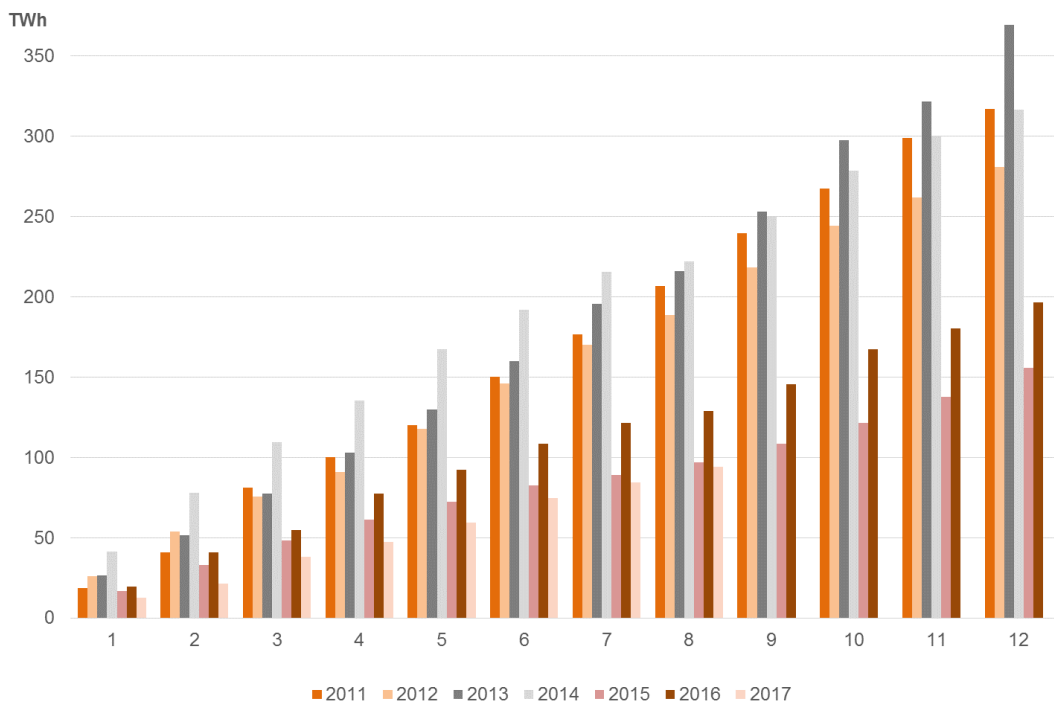
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a agosto de 2017**



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 los ocho primeros meses de 2017 se han negociado un total de 94 TWh, inferior en un 27,1% al volumen negociado en el mismo periodo de 2016 (129 TWh).

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a agosto 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 julio y agosto 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 agosto de 2015 y agosto 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 agosto 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 92,7% (9,2 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (89,5%; 8,5 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 7,3% (0,7 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (10,5%; 1 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en agosto de 2017 a 968 MW (3,3% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.238 MW).

En agosto de 2017 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 44,6% (4,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (9,2 TWh)<sup>10</sup>. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 32,5% (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 10,1% de los contratos anuales negociados y 4,2% del volumen total negociado. Asimismo, en este mes no se ha negociado el contrato con vencimiento a tres años vista, Cal+3.

El contrato de corto plazo más negociado en agosto fue el contrato con liquidación diaria con el 53,6% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,7 TWh)<sup>11</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 38,4% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

---

<sup>10</sup> En el mes de julio de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue el mismo (44,6%; 3,8 TWh).

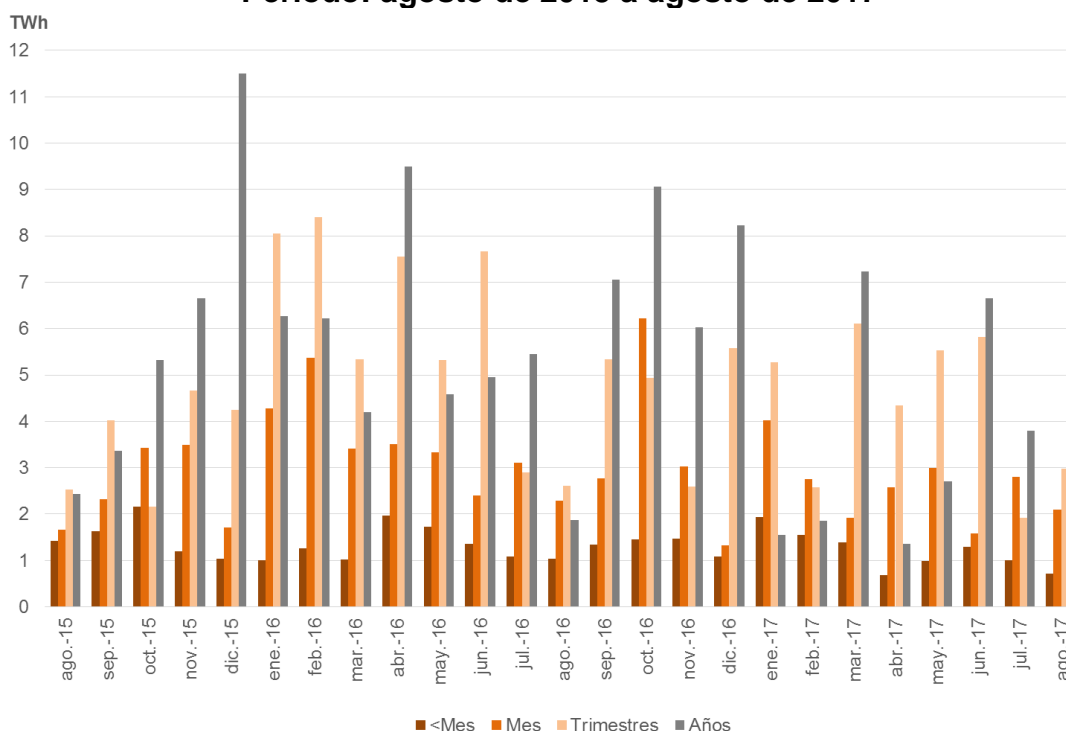
<sup>11</sup> En el mes de julio de 2017 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (60,2%; 0,6 TWh).

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

Tipo de contrato	Mes actual ago-17	Mes anterior jul-17	% Variación	Total 2017	% Total 2017	Total 2016	% Total 2016
Diario	386	604	-36,1%	5.166	54,1%	6.927	43,9%
Fin de semana	58	28	108,7%	1.003	10,5%	1.550	9,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	6	0,04%
Semana	276	372	-25,7%	3.382	35,4%	7.313	46,3%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>720</b>	<b>1.004</b>	<b>-28,3%</b>	<b>9.552</b>	<b>10,2%</b>	<b>15.797</b>	<b>8,0%</b>
Mensual	2.097	2.793	-24,9%	20.710	24,5%	41.021	22,7%
Trimestral	2.976	1.921	54,9%	34.544	40,9%	66.197	36,6%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	87	0,0%
Anual	4.091	3.802	7,6%	29.241	34,6%	73.418	40,6%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>9.163</b>	<b>8.516</b>	<b>7,6%</b>	<b>84.494</b>	<b>89,8%</b>	<b>180.722</b>	<b>92,0%</b>
<b>Total</b>	<b>9.883</b>	<b>9.520</b>	<b>3,8%</b>	<b>94.046</b>	<b>100%</b>	<b>196.519</b>	<b>100%</b>

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

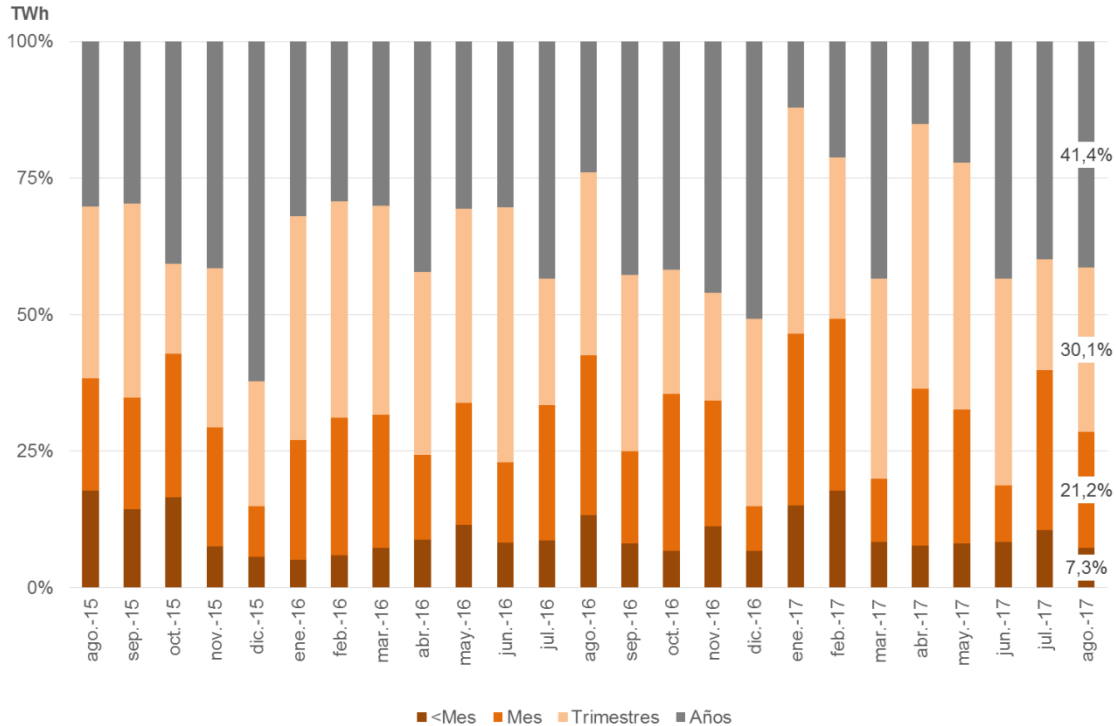
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
Periodo: agosto de 2015 a agosto de 2017



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 %) Período: agosto de 2015 a agosto 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.

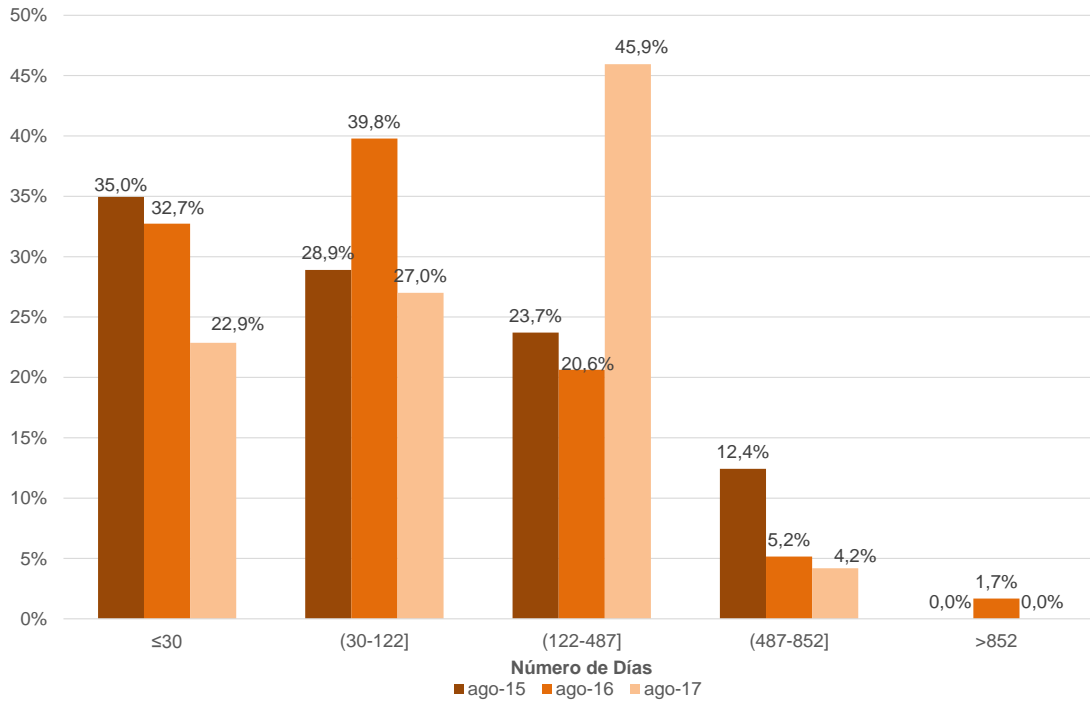
### 2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En agosto de 2017, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2018 (véase Gráfico 11). En particular, el 45,9% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de agosto de 2017 (en energía) iniciarán su liquidación en enero de 2018, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2016 (20,6%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en agosto de 2017, ascendió a 0,4 TWh, el 4,2% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en agosto de 2016 dicho porcentaje fue superior (5,2%). Asimismo, en este mes no se ha negociado el contrato con vencimiento a tres años vista mientras que el volumen negociado de dicho contrato en agosto de 2016 ascendió a 0,03 TWh.



**Gráfico 11. Volumen negociado en agosto (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 agosto de 2017, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en agosto de 2017<sup>12</sup> se situó en torno a 15.038 GWh, un 1,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2017 (15.328 GWh), y un 1% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2016 (15.189 GWh).

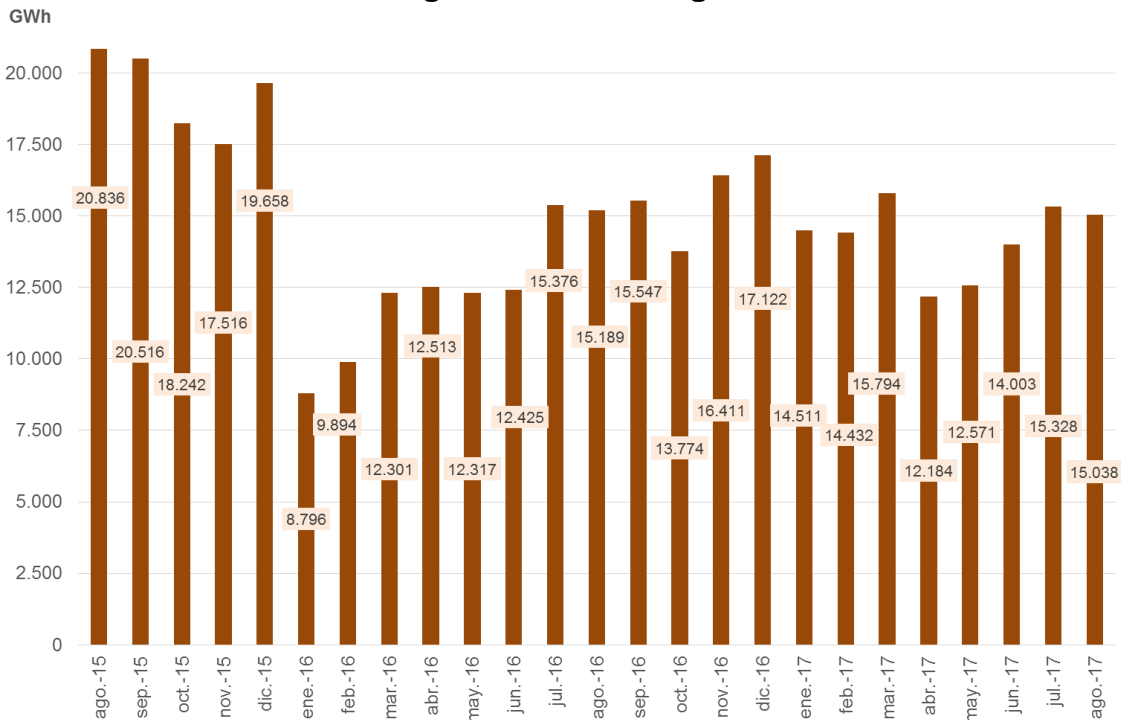
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en agosto de 2017, el 95,2% (14.318 GWh) correspondió a

<sup>12</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2017: mensual ago-17, trimestral Q3-17, 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 agosto 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 ago-17, trimestral Q3-17 y anual 2017), mientras que el 4,8% restante (720 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 agosto de 2017 (15.038 GWh) representó el 69,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (21.753 GWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: agosto de 2015 a agosto 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>13</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en agosto de 2017 (ago-17, Q3-17 y anual 2017) se situó en 19.245 MW, volumen similar al negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de julio de 2017 (19.253 MW) y un 1,1 % superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2016 (19.028

<sup>13</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de agosto de 2017 (19.245 MW) representó el 65,8% de la demanda horaria media de dicho mes (29.238 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de agosto de 2017 (19.245 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.064 MW (73,1% del volumen total). El 23,5 % (4.516 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear<sup>14</sup> (véase Gráfico 14), el 10,2% (1.964 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 39,4% (7.584 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

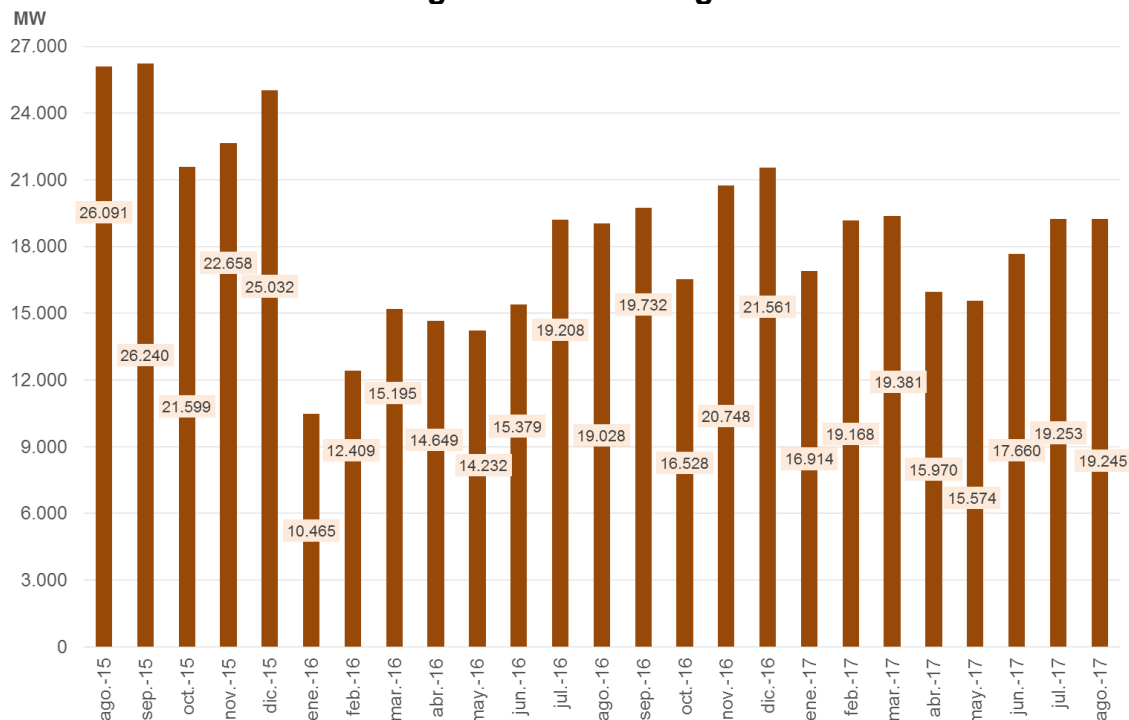
El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo<sup>15</sup> registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2016 ascendió al 70,4% del volumen total: el 28,3% se registró en OMIClear, el 14,3% se registró en BME Clearing y el 27,7% se registró en EEX-ECC.

---

<sup>14</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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

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

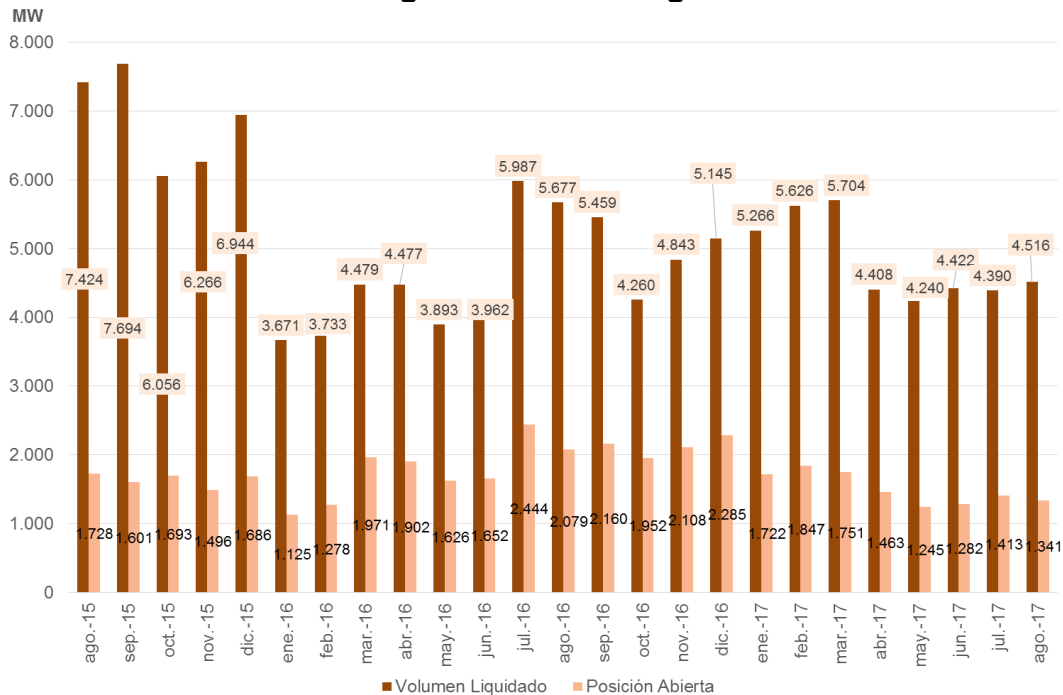
La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

En este sentido, de los 4.516 MW con liquidación en agosto de 2017 que se registraron en OMIClear, el 70,3% (3.175 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 29,7% restante (1.341 MW) quedaron abiertas<sup>16</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 70,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>17</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en agosto de 2017. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2016 ascendió al 40,5%.

<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.

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>18</sup> (MW)\***  
Periodo: agosto de 2015 a agosto 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>19</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

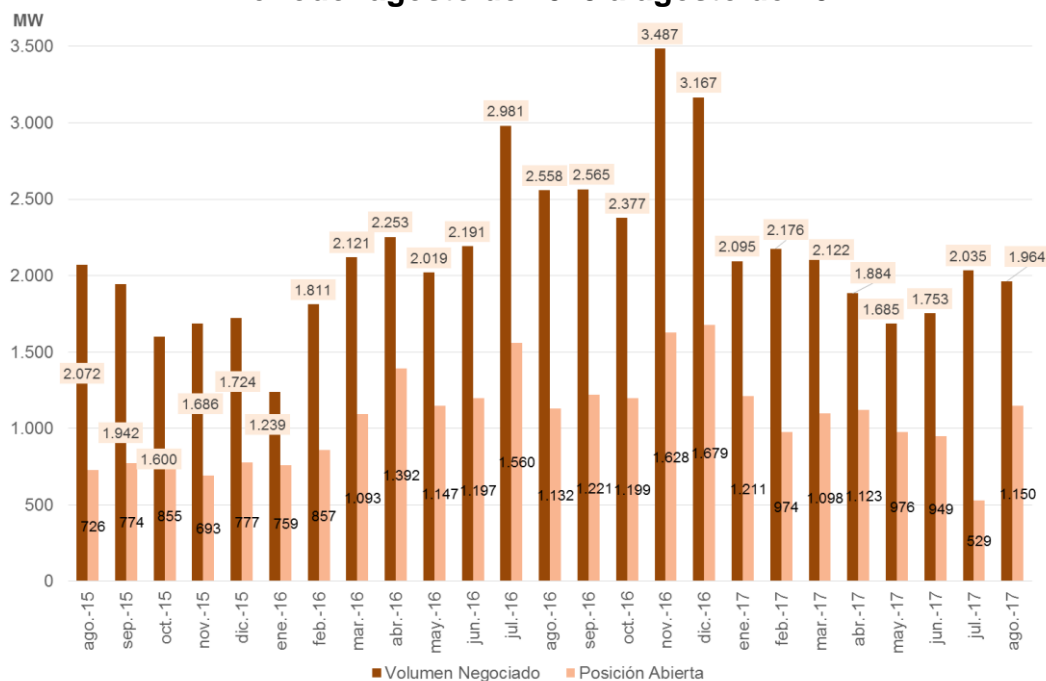
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en agosto de 2017 (19.245 MW), el 10,2% (1.964 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 41,4% (814 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 58,6% restante (1.150 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos

<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>).

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>20</sup> (MW)\***  
**Periodo: agosto de 2015 a agosto 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>21</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

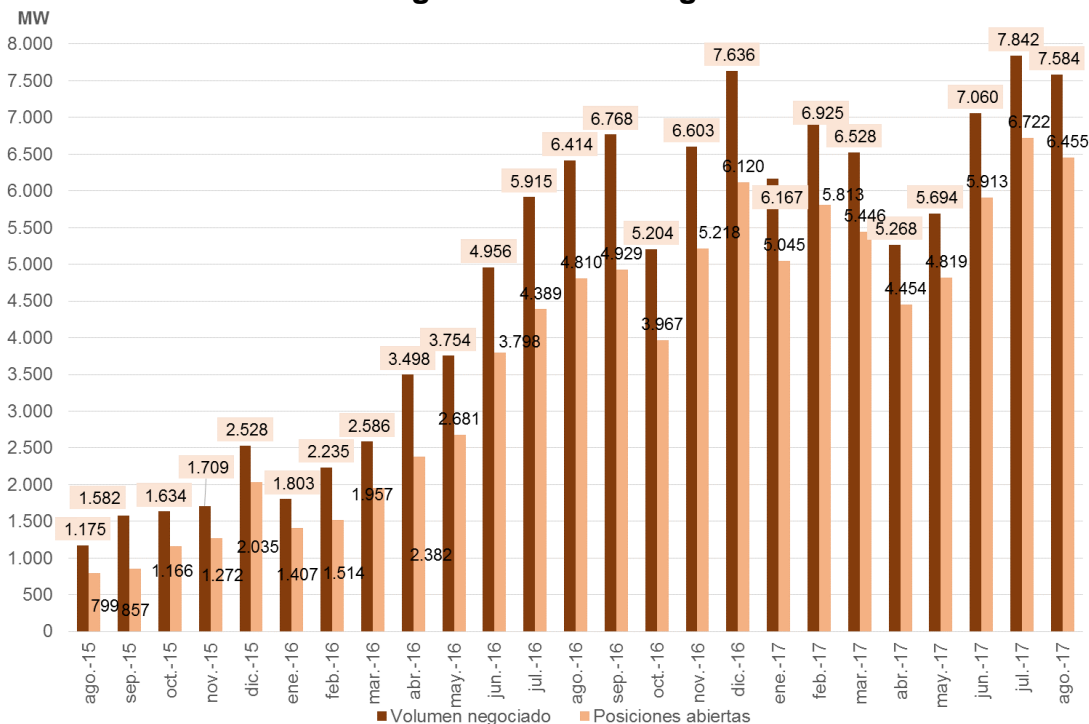
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en agosto de 2017 (19.245 MW), el 39,4% (7.584 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho

<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.

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

porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 14,9% (1.129 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 85,1% restante (6.455 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>22</sup> (MW)\***  
**Periodo: agosto de 2015 a agosto 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 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

<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.

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>23</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**

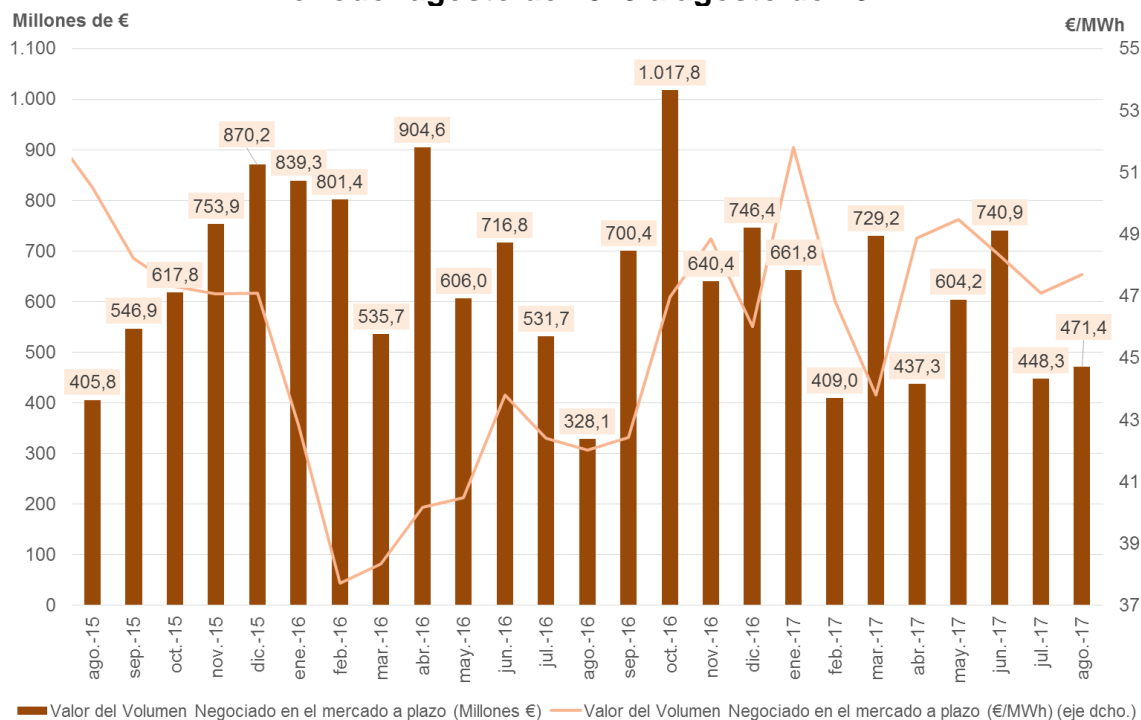
El valor económico del volumen negociado en agosto de 2017 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (9,9 TWh) fue de 471,4 millones de euros, superior en un 5,1% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (448,3 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en agosto de 2017 en dichos mercados fue 47,70 €/MWh, un 1,3% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (47,10 €/MWh) (véase Gráfico 17).

---

<sup>23</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: agosto de 2015 a agosto 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 agosto de 2017, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en agosto de 2017<sup>24</sup> (15.038 GWh),

<sup>24</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en agosto de 2017: mensual ago-17, trimestral Q3-17, 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 julio de 2017, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

bajo el supuesto anterior, ascendería a 66 millones de €<sup>25</sup>; inferior en un 8,4% (72,1 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en julio de 2017 negociados en dichos mercados (15.328 GWh).

El precio medio de los contratos que se liquidaron en agosto de 2017, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,99 €/MWh, inferior en 1,96 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de agosto de 2017 (48,95 €/MWh)<sup>26</sup>. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

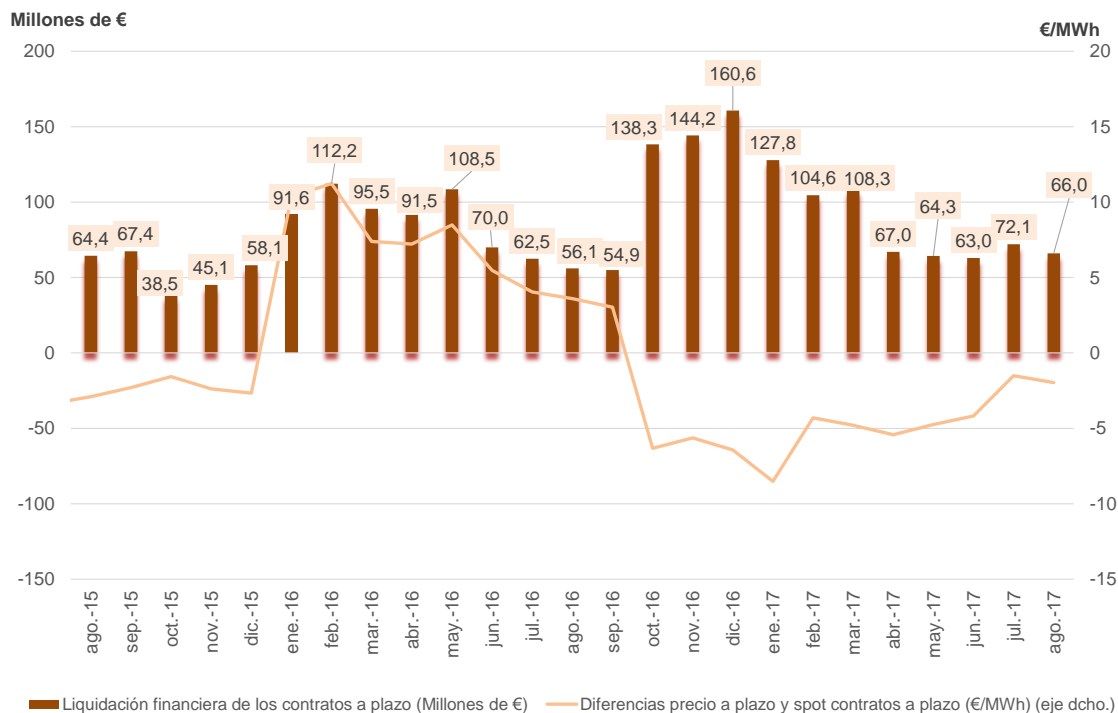
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de agosto de 2017 (mensual ago-17, trimestral Q3-17, anual YR-17), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,95 €/MWh, inferior en 2,06 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de agosto de 2017 (49,01 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron de 53,15 €/MWh y 43,88 €/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 agosto de 2017 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue -0,04 €/MWh.

---

<sup>25</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

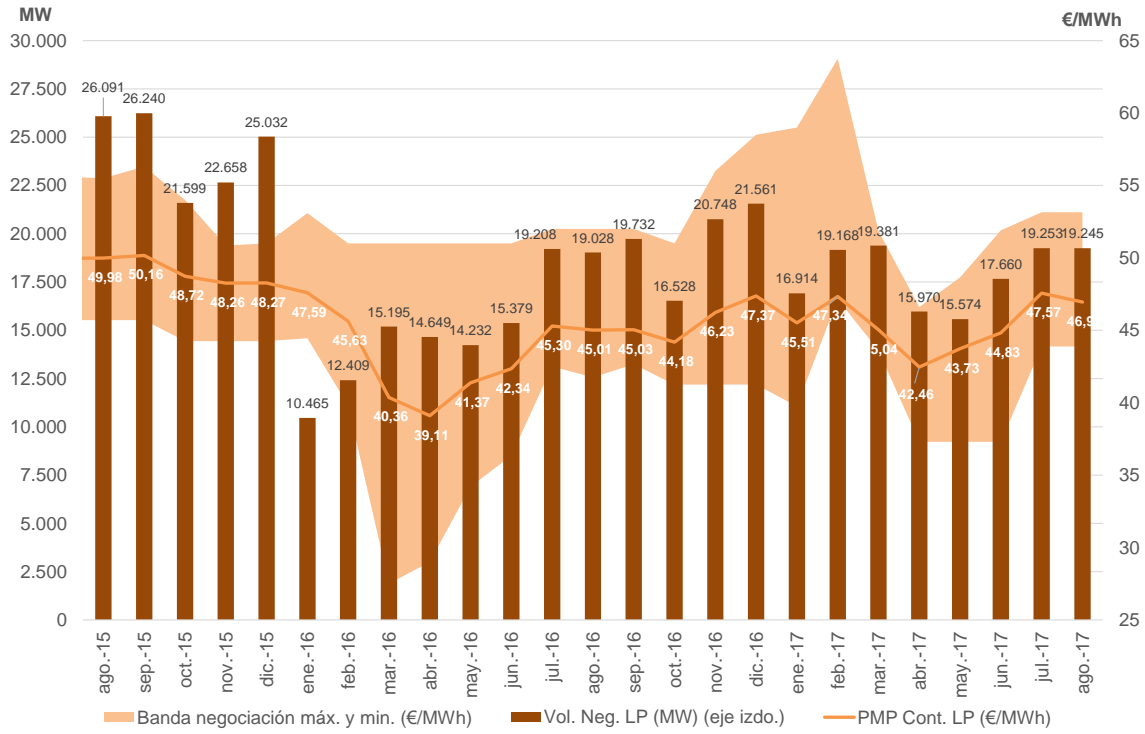
<sup>26</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de agosto provienen de contratos Q3-17 y anual 2017, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del tercer trimestre y anual 2017 (estos últimos hasta el 31 de agosto de 2017).

**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 agosto de 2017**  
**Periodo: agosto de 2015 a agosto 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: agosto de 2015 a agosto 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 agosto 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 la del contrato con subyacente el precio francés trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2018 que fue 3,34 €/MWh superior.

En agosto de 2017, las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia de todos los contratos a plazo de energía eléctrica aumentaron, excepto la cotización del contrato trimestral con subyacente el precio español con vencimiento en el segundo trimestre de 2018 que se mantuvo estable, en un contexto descendente de los precios medios de los respectivos mercados diarios (-2,4%, -5,5%, -7%, respectivamente).

Los mercados a plazo de electricidad, y en particular el mercado a plazo francés, reaccionaron de inmediato a la posibilidad de problemas de disponibilidad de las centrales nucleares francesas en el próximo invierno, ante el requerimiento que realizó la autoridad de seguridad nuclear francesa (ASN, Autorité de Sûreté Nucléaire) a EDF, el 16 de agosto, instándole a completar la revisión de sus centrales nucleares.

En particular en el mercado español y alemán, los mayores ascensos de precios a plazo se registraron en el contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2018 (incrementos del 6,3% y 9,4%, respectivamente, con respecto al mes anterior), mientras que en el mercado francés el mayor ascenso se registró en el contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre de 2017 (incremento del 16,7% con respecto al mes anterior, con un

incremento también notable en el contrato con liquidación en el primer trimestre de 2018, de un 15,9%).

A 31 de agosto de 2017, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2018 se situó en el mercado español (45,70 €/MWh; +1,6% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (33,35 €/MWh; +5,9%) y de la registrada en Francia (40,20 €/MWh; +8,6%).

**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)		
	agosto-17	julio-17	% Variación ago. vs. jul.	agosto-17	julio-17	% Variación ago. vs. jul.	agosto-17	julio-17	% Variación ago. vs. jul.
sep-17	49,85	49,05	1,6%	34,72	32,75	6,0%	36,45	34,36	6,1%
oct-17	50,75	49,00	3,6%	36,69	33,85	8,4%	43,78	39,12	11,9%
Q4-17	51,60	49,00	5,3%	37,77	34,72	8,8%	50,07	42,89	16,7%
Q1-18	48,90	46,00	6,3%	38,25	34,96	9,4%	52,24	45,06	15,9%
Q2-18	42,02	42,05	-0,1%	30,03	28,37	5,9%	31,50	30,04	4,9%
YR-18	45,70	45,00	1,6%	33,35	31,49	5,9%	40,20	37,01	8,6%

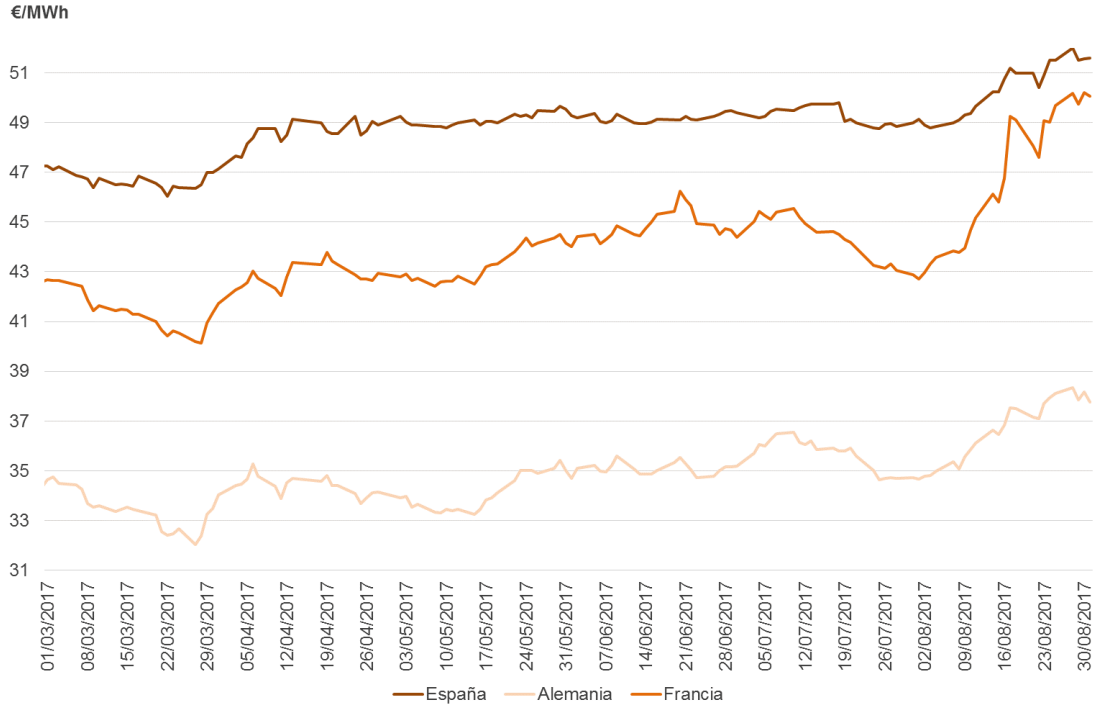
Nota: Cotizaciones de agosto a 31/08/2017 y cotizaciones de julio a 31/07/2017 (último día de cotización de los contratos en ese mes).

\* 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>27</sup>. Desde el 22 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.

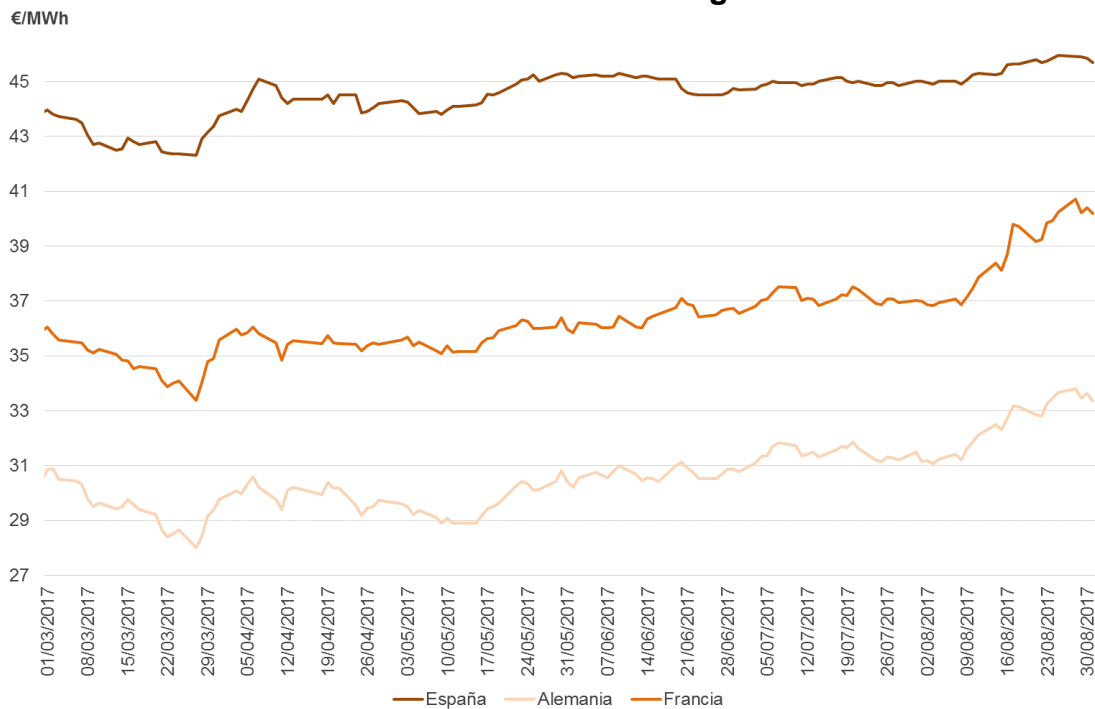
<sup>27</sup> En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que el peso sería de 9 a 1 en favor del precio spot alemán.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 de marzo a 31 de agosto 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 marzo a 31 de agosto de 2017**



Fuente: EEX y OMIP.

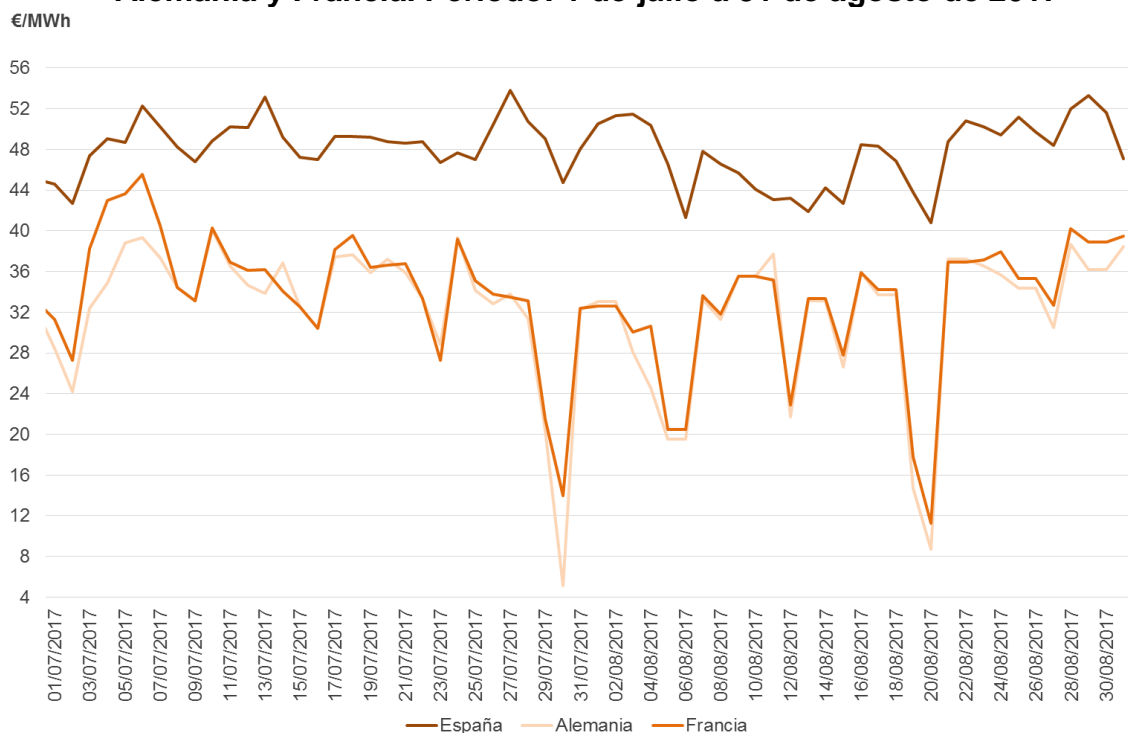
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22), en el mes de agosto el precio medio del mercado diario en España, 47,46 €/MWh, descendió un 2,4% respecto al registrado en el mes anterior (48,63 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (31,21 €/MWh, que disminuyó un 5,5% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y del precio medio del mercado francés (32,22 €/MWh, que disminuyó también un 7% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	agosto-17	julio-17	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	47,46	48,63	-2,4%
Alemania	31,21	33,01	-5,5%
Francia	32,22	34,64	-7,0%

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

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de julio a 31 de agosto 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>28</sup> y en EEX-ECC<sup>29</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en agosto de 2017 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania, registrados en ambas cámaras, ascendió a 80.261 GWh (similar al volumen negociado en el mes anterior, 80.280 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 20.272 GWh (un 40,7% superior 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 430,1 TWh (superiores en un 58,2% y 60,9%, 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>28</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>29</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 agosto de 2017, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (80.261 GWh en Alemania y 20.272 GWh en Francia) fueron 8,8 y 2,2 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (9.163 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: agosto de 2015 a agosto de 2017**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ago-15	118.485	16.014
sep-15	134.895	27.148
oct-15	158.159	31.672
nov-15	165.882	33.353
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	215.072	14.828
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.713	12.492
may-17	159.069	18.419
jun-17	97.983	16.655
jul-17	80.280	14.411
ago-17	80.261	20.272

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>30</sup> con liquidación en los meses de agosto de 2015 a agosto de 2017 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de agosto de 2017, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (+0,44 €/MWh). Por el contrario, las primas de riesgo en el mercado alemán y francés ex post fueron negativas (-0,53 €/MWh y -1,22 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en agosto de 2017 registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato ascendieron a 51,53 €/MWh y 46,96 €/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 47,46 €/MWh) registradas ascendieron a +4,07 €/MWh y -0,50 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en agosto de 2017 registradas ascendieron a 33,44 €/MWh y 28,17 €/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 31,21 €/MWh) ascendieron a +2,23 €/MWh y -3,04 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en agosto de 2017 registradas ascendieron a 33,76 €/MWh y 29,60 €/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 32,22 €/MWh) registradas en dicho mercado ascendieron a +1,54 €/MWh y -2,62 €/MWh, respectivamente.

---

<sup>30</sup> La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

**Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de ago-15 a ago-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
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
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	35,37	6,53
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	31,21	-0,53	31,00	32,22	-1,22

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 agosto, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y los de todos los combustibles, excepto los precios de los contratos a plazo a un mes del Brent, mostraron una senda ascendente.

En particular a 31 de agosto de 2017, los precios spot y los precios de los contratos a plazo a doce meses del Brent contabilizaron incrementos del 1,8%, y 0,1%, respectivamente, en relación a los precios del mes anterior, mientras que los precios de los contratos a plazo a un mes contabilizaron una reducción del 0,5%. Así, el precio spot y los precios a plazo a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 52,74 \$/Bbl, 52,38 \$/Bbl y 53,58 \$/Bbl, respectivamente.

Por su parte, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el cuarto trimestre de 2017 y en el primer y segundo trimestres de 2018 registraron incrementos del 14%, 8,3%,

6,1% y 3,8%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación en el cuarto trimestre de 2017 y en el primer y segundo trimestres de 2018, se situaron al cierre de mes en 15,32 £/MWh, 16,21 £/MWh, 17,10 £/MWh y 14,23 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS) registró un incremento del 3,7%, situándose a cierre de mes en 17,77 €/MWh, mientras que el precio spot del gas natural en Francia (TRS) contabilizó un ascenso del 13,1%, hasta situarse a cierre de mes en 16,87 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 8,4%, situándose a cierre de mes en 18,10 €/MWh<sup>31</sup>.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA considerados en el Cuadro 8 mostraron una tendencia alcista. En particular, los precios de los contratos con vencimiento en septiembre de 2017, cuarto trimestre de 2017 y año 2018 aumentaron un 7,2%, 4,4% y 3,6%, respectivamente, hasta situarse en 89,10 €/t, 84,90 €/t y 78 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostraron también una tendencia ascendente durante el mes de agosto. 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 5,94 €/t CO<sub>2</sub> (+13,6%) y 5,98 €/t CO<sub>2</sub> (+13,5%), respectivamente.

---

<sup>31</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>**

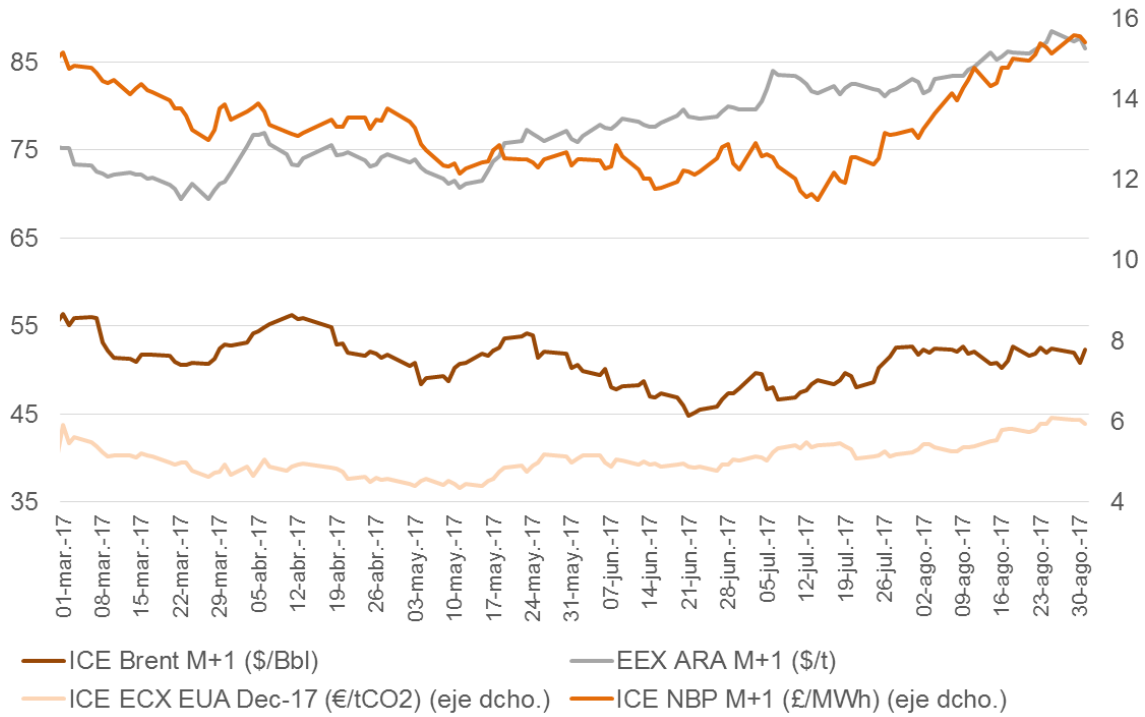
	Cotizaciones en Ago.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jul.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ago-17	Mín.	Máx.	31-jul-17	Mín.	Máx.	Ago. vs Jul.
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	52,74	49,77	52,91	51,79	46,53	51,79	1,8%
Brent entrega a un mes	52,38	50,27	52,72	52,65	46,71	52,65	-0,5%
Brent entrega a doce meses	53,58	50,77	53,24	53,52	49,36	53,52	0,1%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>NBP en £/MWh</b>							
Gas NBP Spot	15,32	12,87	15,61	13,45	11,23	13,45	14,0%
Gas NBP entrega Q4-17	16,21	14,62	16,42	14,97	14,43	14,99	8,3%
Gas NBP entrega Q1-18	17,10	15,85	17,30	16,12	15,67	16,13	6,1%
Gas NBP entrega Q2-18	14,23	13,51	14,51	13,71	13,33	13,71	3,8%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	17,77	15,50	17,86	17,14	16,34	18,62	3,7%
PVB-ES a un mes	18,10	16,80	18,20	16,70	16,43	17,45	8,4%
TRS Spot	16,87	14,81	16,89	14,91	14,48	16,19	13,1%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón EEX ARA Sep-17	89,10	81,50	89,50	83,11	78,94	83,11	7,2%
Carbón EEX ARA Q4-17	84,90	79,79	86,17	81,30	77,89	86,17	4,4%
Carbón EEX ARA Cal-18	78,00	73,64	78,98	75,28	70,77	78,98	3,6%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA Dic-2017	5,94	5,27	6,10	5,23	5,04	5,48	13,6%
Dchos. emisión EUA Dic-2018	5,98	5,31	6,14	5,27	5,09	5,53	13,5%

- 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.

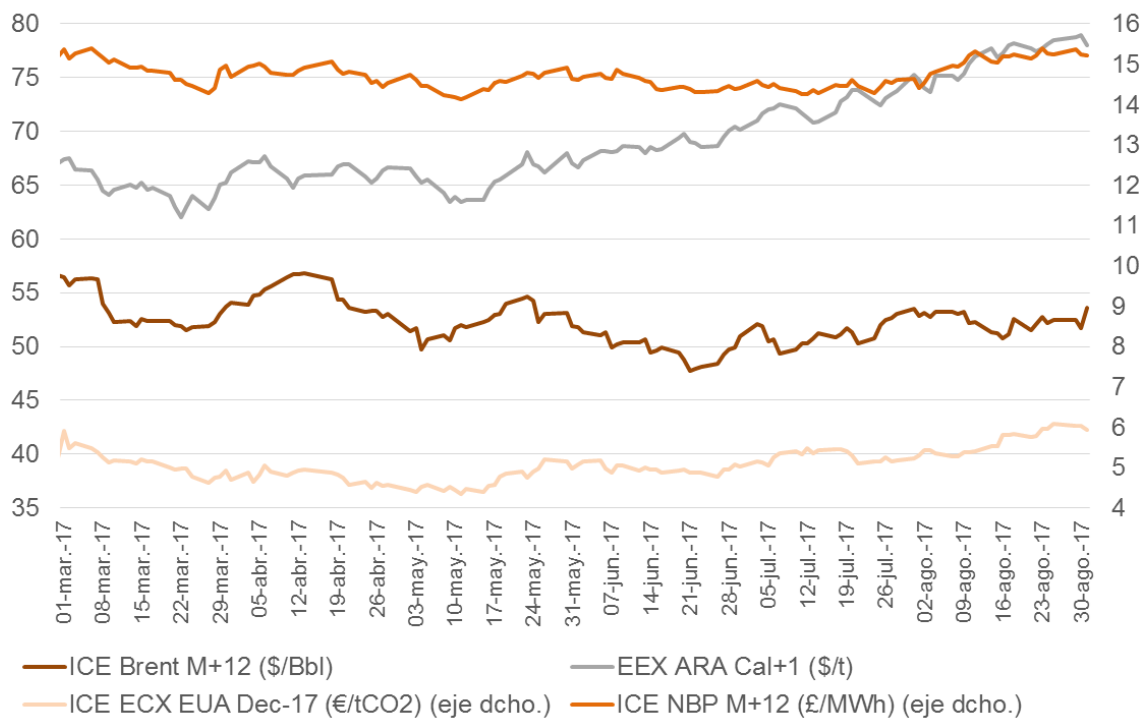
Las tendencias indicadas durante el mes de agosto se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

**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 marzo a 31 agosto 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 marzo a 31 agosto 2017**



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

Al cierre del mes de agosto de 2017 (31 de agosto), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,18 \$/€ frente a 1,17 \$/€ 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 0,92 £/€, frente a 0,89 £/€ al final del mes anterior.

Los miembros de la OPEP y los países productores fuera del cártel se reunieron en agosto para buscar mecanismos que incentiven la disciplina y mantener la reducción de producción acordada. En particular, la oferta de la OPEP se incrementó en julio por tercer mes consecutivo superando los límites pactados por el cartel el pasado 30 de noviembre de 2016. Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía revisó al alza la previsión de crecimiento de la demanda de crudo en 2017. No obstante lo anterior, los precios del crudo se mantuvieron relativamente estables en agosto de 2017 ante la incertidumbre sobre si la OPEP podrá introducir disciplina entre los miembros del cartel.

Por su parte, el precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó ante la perspectiva de menor oferta de GNL, por interrupciones imprevistas en el suministro noruego y por la perspectiva de una mayor demanda de gas para las



centrales de ciclo combinado, ante la perspectiva de problemas de disponibilidad en invierno de las centrales nucleares francesas. Asimismo, las cotizaciones de los contratos sobre carbón EEX ARA aumentaron por la fuerte demanda en China y por las expectativas de que las centrales de carbón europeas empiecen a comprar carbón para la temporada invernal.

Por su parte, 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>32</sup>.

Al cierre del mes de agosto (31 de agosto) la curva a plazo del Brent muestra una tendencia ligeramente ascendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia ascendente hasta febrero de 2018, con un cambio de tendencia a partir de marzo de 2018 que se mantiene hasta junio de 2018.

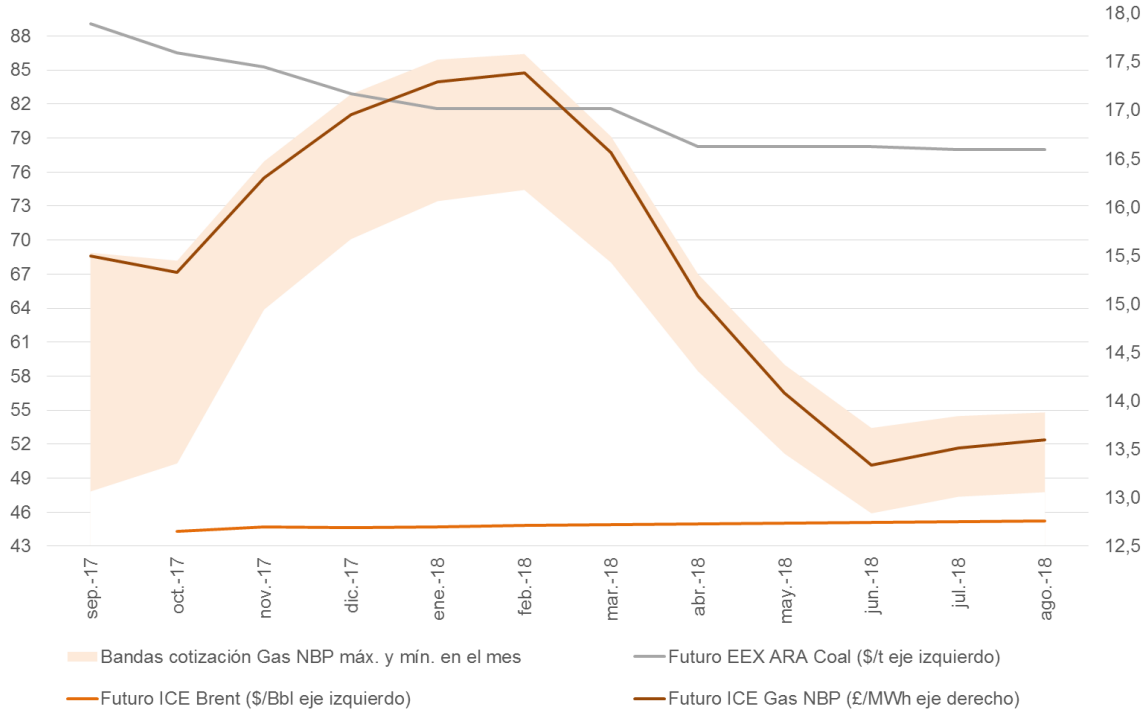
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de agosto. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,35 €/MWh (0,64 €/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 agosto de 2017 entre un máximo de 89,10 \$/t, en septiembre de 2017, y un mínimo de 78 \$/t, en el tercer trimestre de 2018.

---

<sup>32</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 31 de agosto 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 Q4-17 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]**

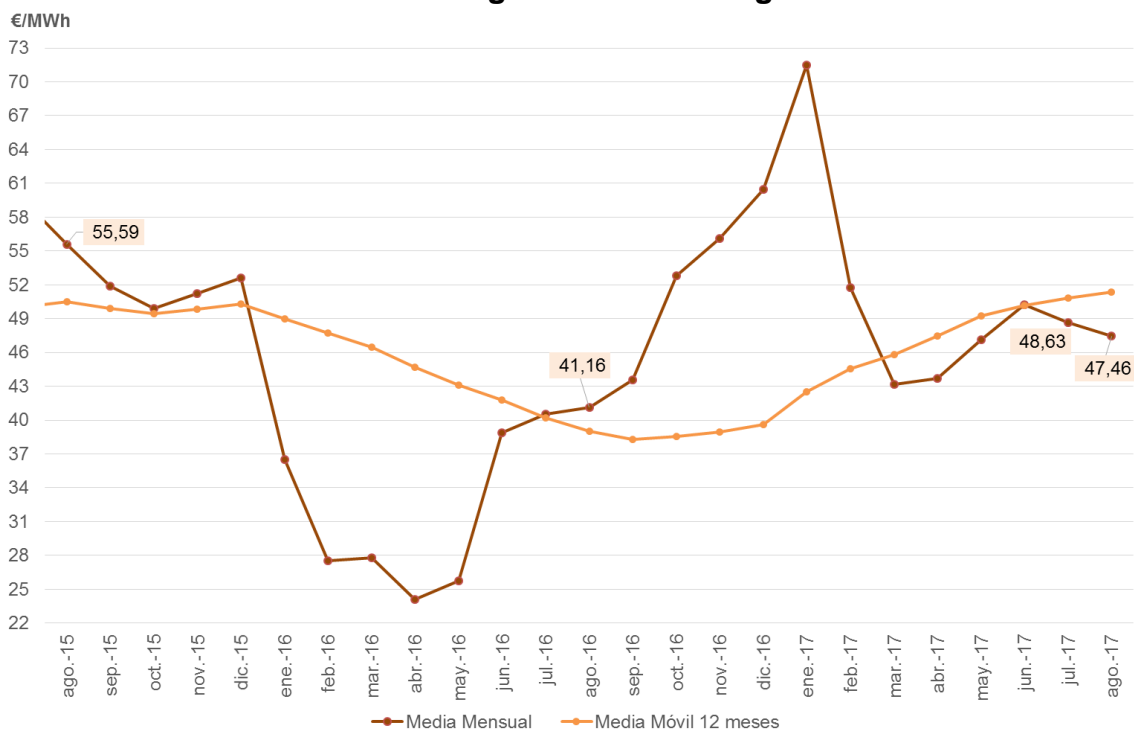
#### **4.5. Análisis de los precios spot en España**

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 agosto de 2015 y agosto de 2017. En el mes de agosto de 2017 el precio spot medio mensual se situó en 47,46 €/MWh<sup>33</sup>, un 2,4% inferior al precio spot medio mensual

<sup>33</sup> En agosto de 2017 el precio spot medio portugués se situó en 47,43 €/MWh. En los primeros ocho meses de 2017 ha existido un precio diferente en 380 horas de un total de 5.831 horas (6,5% del total de las horas de los ocho primeros meses de 2017). 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).

registrado en el mes anterior (48,63 €/MWh), y un 15,3% superior al precio spot medio registrado en agosto de 2016 (41,16 €/MWh).

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

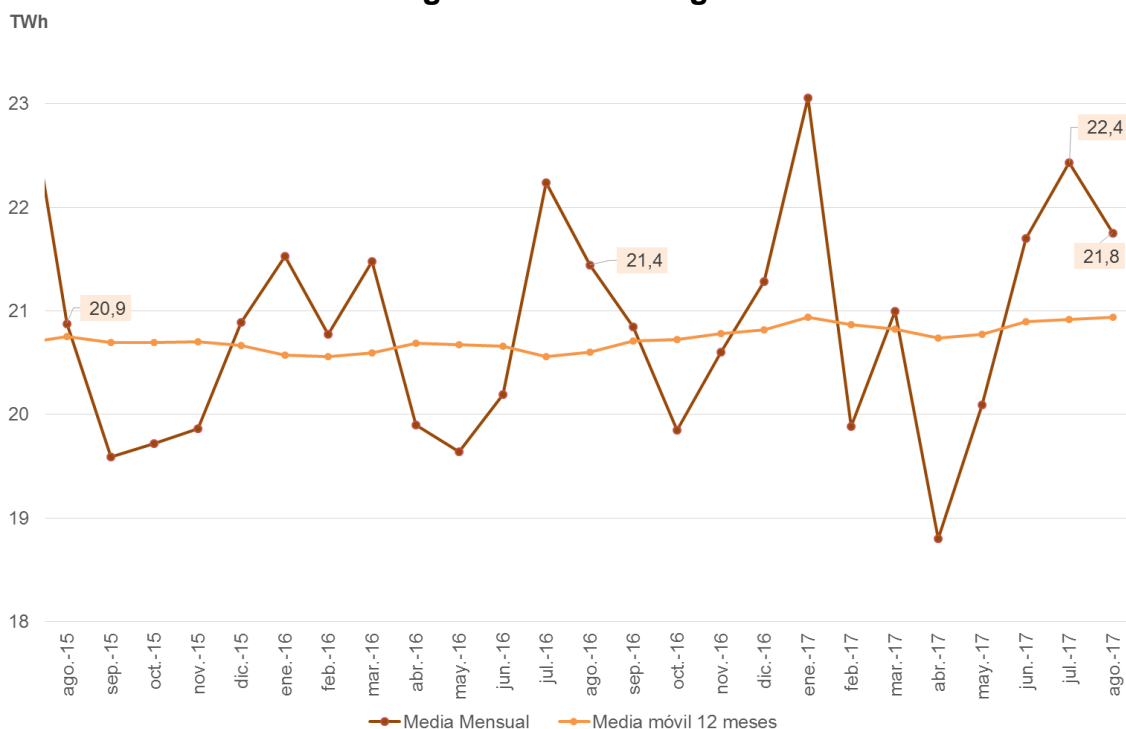


Fuente: OMIE.

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

En el mes de agosto, la demanda se cifró en 21,8 TWh, un 3% inferior al valor registrado en el mes anterior (22,4 TWh), y un 1,4% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,4 TWh en agosto de 2016). En el mes de agosto de 2017, la demanda fue un 3,9% superior a la media móvil anual (20,9 TWh).

**Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: agosto de 2015 a agosto 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 agosto de 2016, julio y agosto de 2017 y para el conjunto del año 2016.

El descenso de la demanda (0,7 TWh) y el incremento de las importaciones (0,6 TWh) en el mes de agosto de 2017 con respecto a la del mes anterior, provocó que la generación bruta total de todas las tecnologías, excepto la producción mediante residuos, se redujera. La cuota de generación mediante fuentes de energía renovable en agosto de 2017 se redujo ligeramente del 29,7% al 28,9%, mientras la cuota de generación mediante generación térmica convencional se redujo del 34,9% al 29,8%.

Por tanto, el precio de mercado spot en el mes de agosto descendió (-1,18 €/MWh respecto al registrado en julio) debido fundamentalmente a la menor demanda.

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

	ago-17	jul-17	ago-16	% Var. ago-17 vs. jul-17	% Var. ago-17 vs. ago-16	2016	2016 % Total Demanda transporte	2017	2017 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,17	1,24	2,15	-5,2%	-45,4%	39,00	15,6%	15,34	9,1%
Nuclear	5,08	4,41	5,15	15,4%	-1,3%	56,11	22,5%	37,95	22,5%
Carbón	2,99	4,03	3,40	-25,9%	-12,2%	34,99	14,0%	27,04	16,0%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	3,50	3,80	2,03	-7,9%	72,2%	25,52	10,2%	19,13	11,3%
Eólica	3,26	3,31	3,63	-1,4%	-10,0%	47,52	19,0%	31,71	18,8%
Solar fotovoltaica	0,80	0,90	0,84	-11,1%	-4,5%	7,56	3,0%	5,79	3,4%
Solar térmica	0,72	0,87	0,83	-16,9%	-12,8%	5,27	2,1%	4,17	2,5%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,33	0,34	0,34	-4,1%	-2,7%	3,72	1,5%	2,46	1,5%
Cogeneración	2,13	2,31	2,07	-7,7%	2,8%	25,70	10,3%	18,04	10,7%
Residuos	0,29	0,28	0,30	4,0%	-5,6%	3,05	1,2%	2,09	1,2%
<b>Total Generación</b>	<b>20,27</b>	<b>21,47</b>	<b>20,74</b>	<b>-5,6%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>248,47</b>	<b>99,5%</b>	<b>163,67</b>	<b>97,0%</b>
Consumo en bombeo	-0,16	-0,14	-0,18	10,4%	-9,7%	-4,94	-2,0%	-2,29	-1,4%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,17	-0,15	-0,15	11,3%	9,1%	-1,24	-0,5%	-0,80	-0,5%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	1,81	1,26	1,04	43,6%	74,6%	7,50	3,0%	8,14	4,8%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>21,75</b>	<b>22,43</b>	<b>21,44</b>	<b>-3,0%</b>	<b>1,4%</b>	<b>249,78</b>	<b>100,0%</b>	<b>168,71</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.

