



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

15 de diciembre de 2016

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 <i>day-ahead</i>)	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 ₂	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 –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes

Durante el mes de noviembre de 2016, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior (+6,3%), las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica con liquidación en diciembre de 2016 y primer semestre de 2017 (salvo el de vencimiento en marzo de 2017) también se incrementaron, mientras que las de los contratos con un horizonte de liquidación más lejano descendieron.

En particular, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en diciembre de 2016, y enero y febrero de 2017, así como de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer y segundo trimestres de 2017 aumentaron un 0,9%, 2,9%, 4%, 2% y 2,2%, respectivamente. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2017 descendieron 4% y 2%, respectivamente, respecto a las registradas en el mes anterior. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 48,23 €/MWh el Q1-17, en 40,30 €/MWh el Q2-17, en 45,15 €/MWh el Q3-17 y en 43,36 €/MWh el Q4-17.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 descendieron un 0,6% y 0,9%, respectivamente, en relación a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (30 de noviembre) en 44,25 €/MWh y 41,75 €/MWh, respectivamente.

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

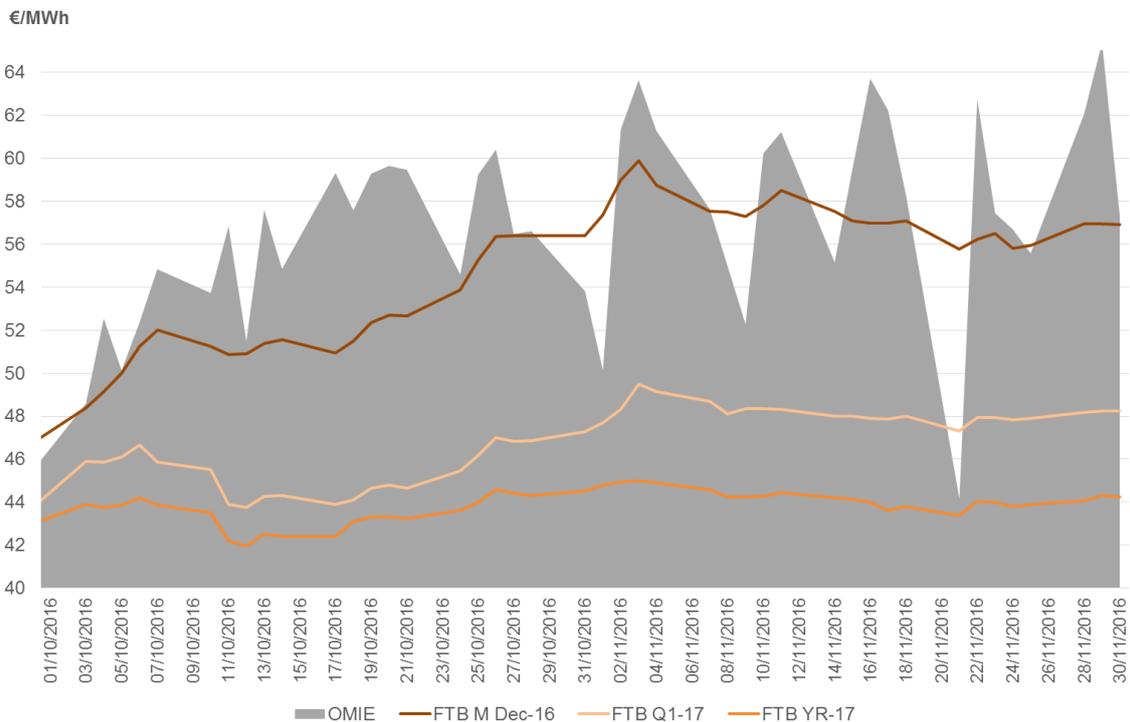
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2016				MES DE OCTUBRE DE 2016				% Variación últ. cotización nov-16 vs. oct-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-16	56,90	59,90	55,77	57,29	56,40	56,40	48,38	52,46	0,9%
FTB M Jan-17	52,80	53,55	51,50	52,78	51,30	51,30	45,02	48,23	2,9%
FTB M Feb-17	49,80	52,68	49,50	50,75	47,87	48,69	44,77	46,57	4,0%
FTB Q1-17	48,23	49,50	47,30	48,17	47,28	47,28	43,75	45,42	2,0%
FTB Q2-17	40,30	40,30	39,70	40,00	39,45	41,00	38,30	39,42	2,2%
FTB Q3-17	45,15	47,22	44,05	45,57	47,02	48,32	44,62	46,36	-4,0%
FTB Q4-17	43,36	44,44	42,07	43,19	44,26	44,43	40,71	42,68	-2,0%
FTB YR-17	44,25	45,00	43,38	44,22	44,50	44,60	41,95	43,47	-0,6%
FTB YR-18	41,75	42,85	41,35	42,02	42,15	42,35	41,00	41,74	-0,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de noviembre a 30/11/2016 y cotizaciones de octubre a 31/10/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

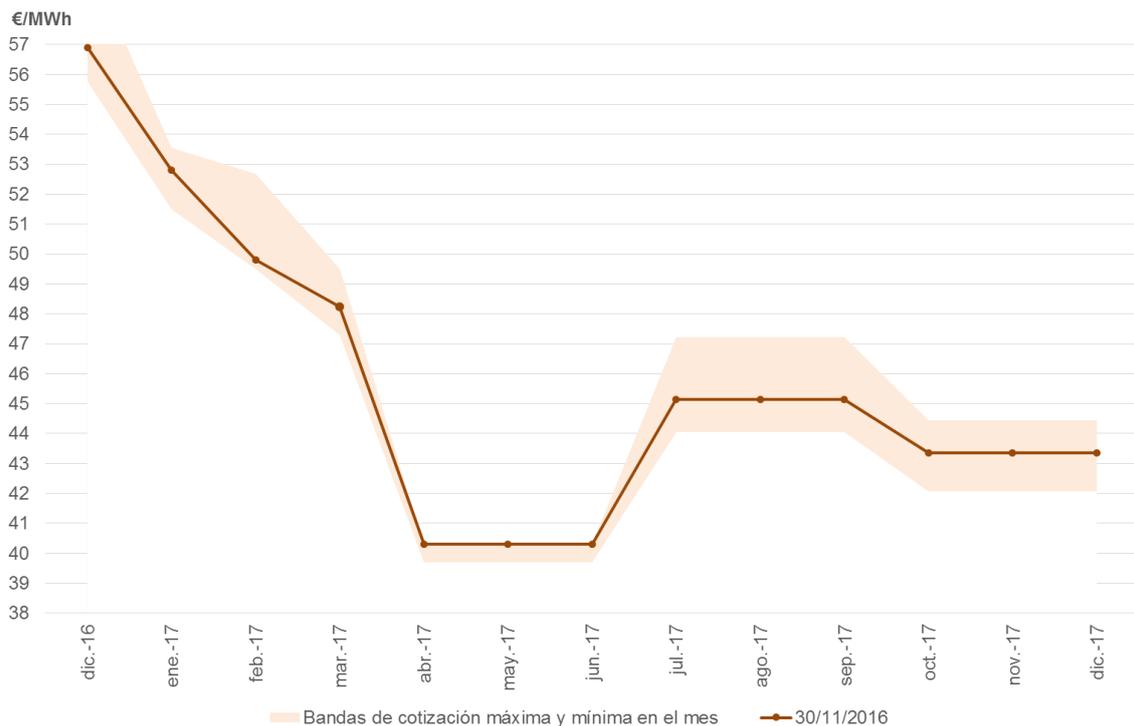
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de octubre – 30 de noviembre de 2016



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 noviembre de 2016. Se observa, a partir del horizonte de liquidación diciembre de 2016, una marcada tendencia descendente de la curva a plazo (curva en “backwardation”²) 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 noviembre de 2016



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de noviembre, el precio medio del mercado diario (56,13 €/MWh) aumentó un 6,3% respecto al registrado en el mes anterior (52,83 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en noviembre de 2016 (31 de octubre de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 54,75 €/MWh para dicho mes, un 2,5% inferior al precio spot finalmente registrado (56,13 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 26 de octubre de 2016 (máxima de 56,27 €/MWh) y el 24 de mayo de 2016 (mínima de 41,18 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico

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

³ Del 13 de mayo al 31 de octubre de 2016.

3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 15,09 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de noviembre de 2016 fueron negativas durante todo el horizonte de cotización del contrato mensual de noviembre de 2016 excepto el día en el que se registró la cotización máxima (26 de octubre). Por ello las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todo el periodo de cotización del contrato considerado, excepto las adquiridas el 26 de octubre de 2016.

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



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

Para el mes de diciembre de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de noviembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 56,9 €/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 noviembre de 2016 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

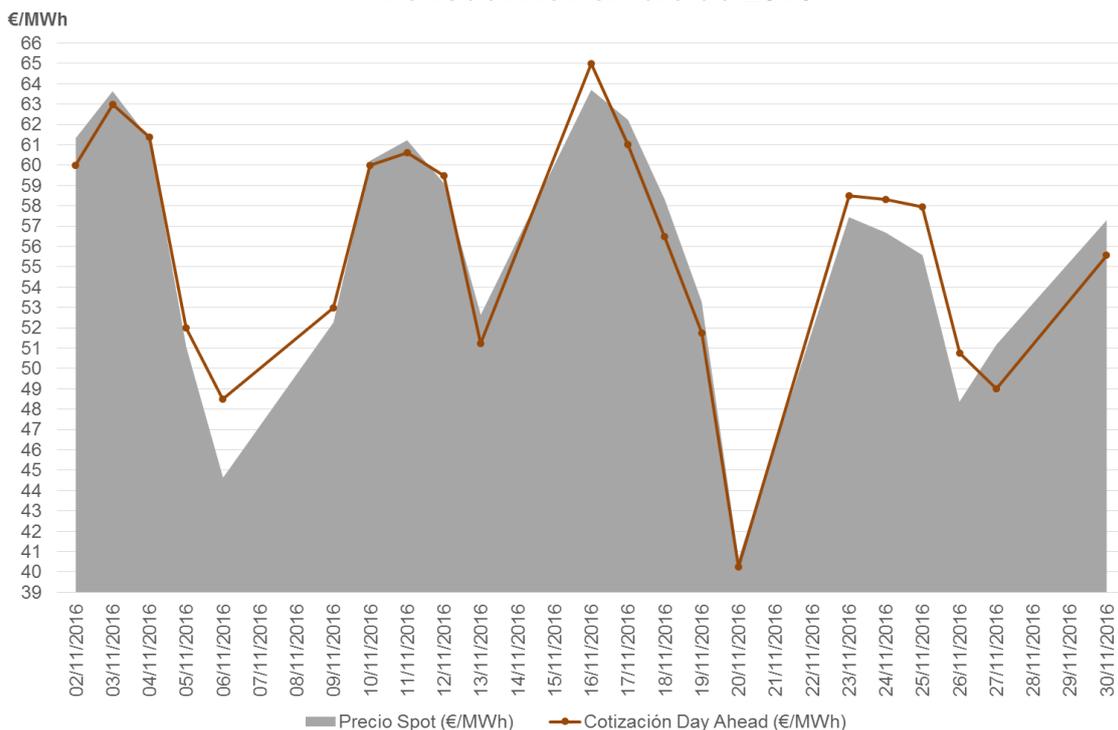
⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en noviembre de 2016.

en noviembre de 2016 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación⁵) ascendió a 55,82 €/MWh, 0,08 €/MWh inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en noviembre de 2016 (55,9 €/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) fue positiva (0,08 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios).

Por su parte, la mayor prima de riesgo ex post se registró el 6 de noviembre de 2016 y se situó en 3,86 €/MWh.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁵ 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 EEX⁶– 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 octubre y noviembre de 2016⁷.

En el mes de noviembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,1 TWh, un 39,5% inferior al volumen registrado el mes anterior (21,7 TWh), y un 18,2% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16 TWh). Entre enero y noviembre de 2016 se han negociado un total de 180,3 TWh, lo que supone un incremento del 31,2% en el volumen negociado respecto al mismo periodo de 2015 (137,5 TWh).

⁶ 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.

⁷ 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 noviembre de 2016 representó el 4,3% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 5,8% en octubre. En el conjunto de 2015, 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 hasta noviembre de 2016 (180,3 TWh) representó el 78,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (228,5 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 noviembre 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 EEX⁸) se situó en 9,2 TWh (39,5% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en noviembre de 2016 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 75,4%. En el mismo periodo de 2015 dicho porcentaje fue inferior (65,5%), situándose para el conjunto de 2015 en un 54,2%.

⁸ 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 noviembre 2016	Mes anterior octubre 2016	% Variación	Acumulado 2016
OMIP	565	1.257	-55,1%	18.662
EEX	328	697	-53,0%	6.864
OTC	12.219	19.720	-38,0%	154.775
OTC registrado y compensado*:	9.214	17.082	-46,1%	113.746
<i>OMIClear</i>	2.824	4.482	-37,0%	33.314
<i>BME Clearing</i>	1.329	3.739	-64,4%	22.438
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	5.061	8.861	-42,9%	57.994
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.112	21.674	-39,5%	180.301

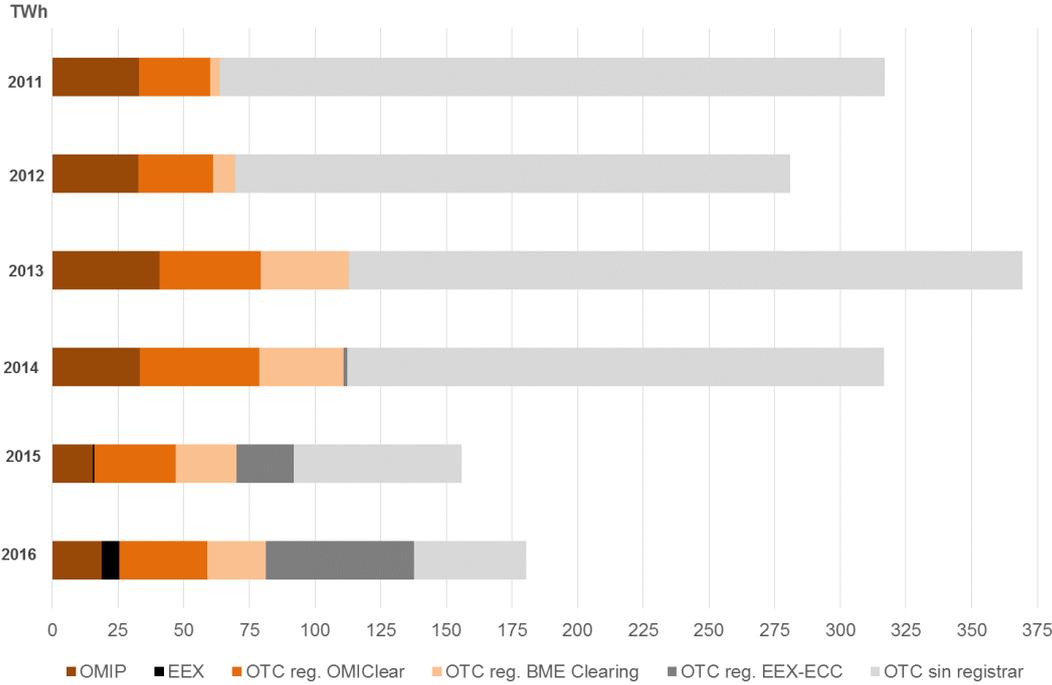
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

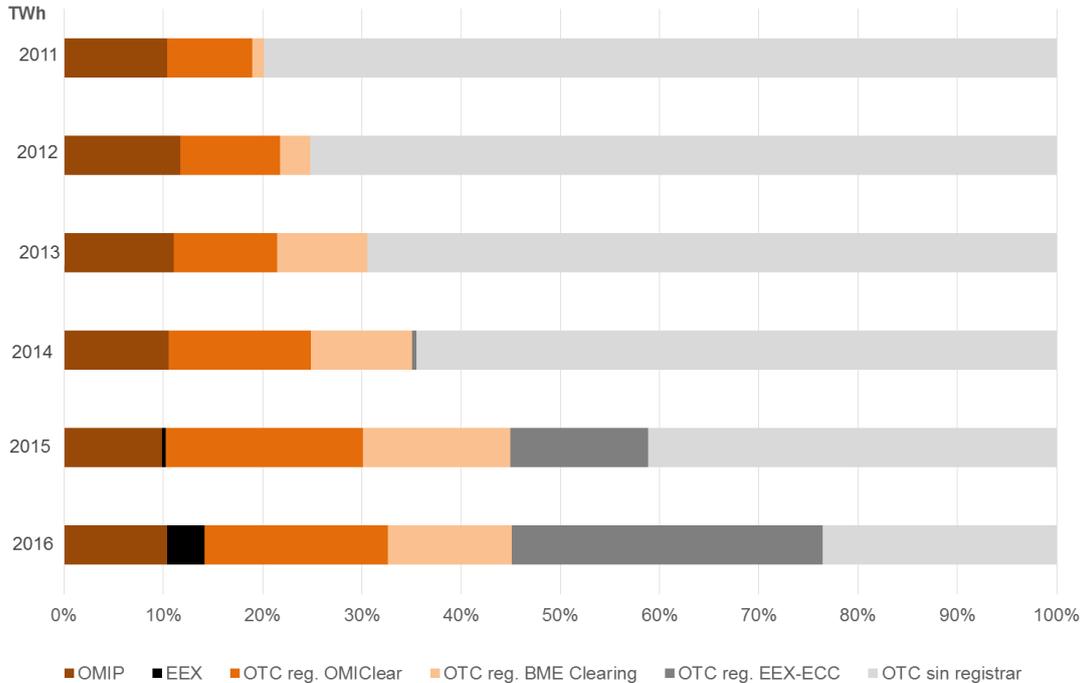
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2011 hasta el 30 de noviembre de 2016, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, enOMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado 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 noviembre de 2016



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

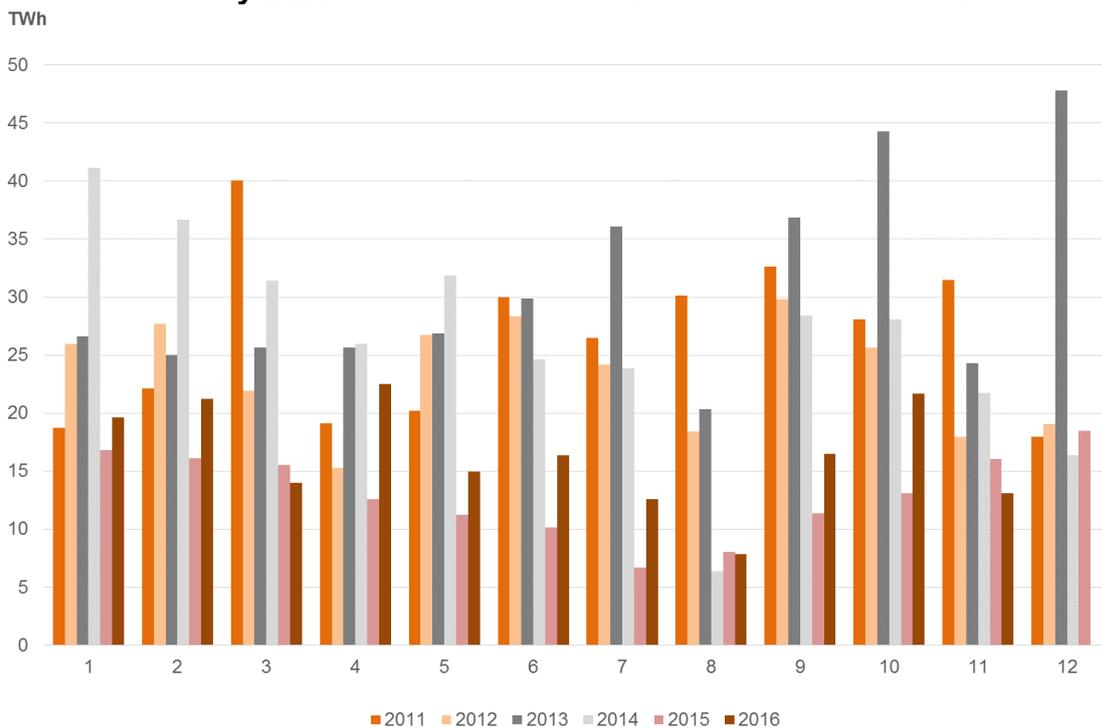
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a noviembre de 2016



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 noviembre de 2016. En el mes de noviembre de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,1 TWh, un 18,2% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16 TWh en noviembre de 2015).

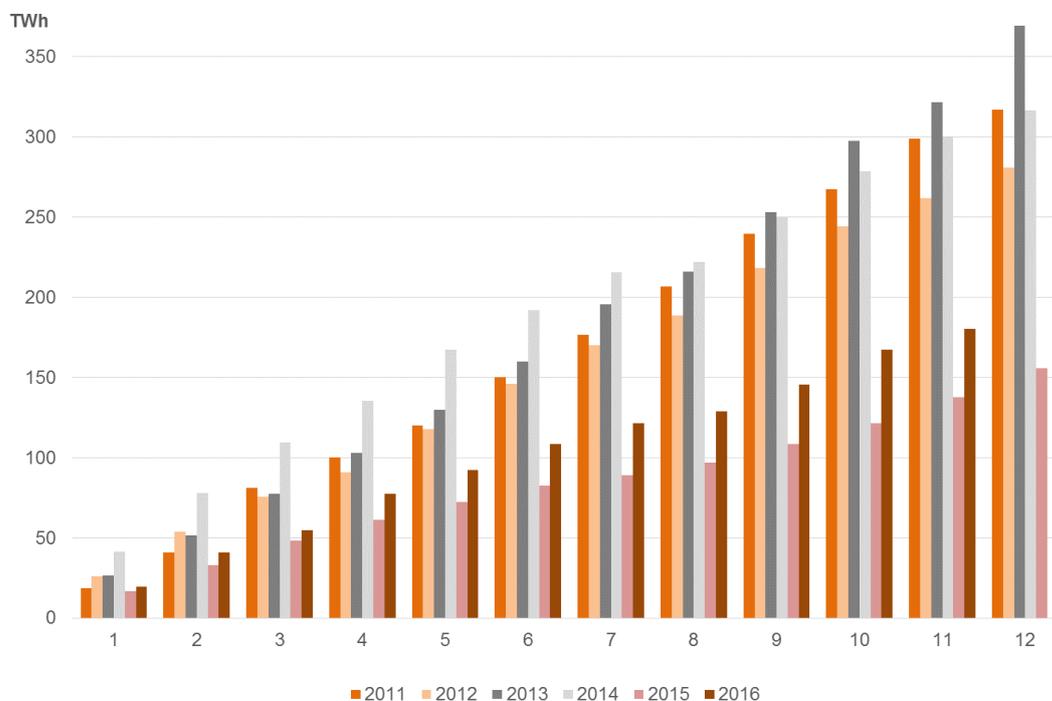
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a noviembre de 2016



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 el periodo enero-noviembre de 2016 se han negociado 180,3 TWh, lo que supone un 31,2% más que el volumen negociado en el mismo periodo de 2015 (137,5 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a noviembre 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 octubre y noviembre 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 noviembre de 2014 y noviembre 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 noviembre 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 88,8% (11,6 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (93,3%; 20,2 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 11,2% (1,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (6,7%; 1,5 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en octubre a 2.045 MW (7,1% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.615 MW).

En noviembre de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 51,8% (6 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (11,6 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 26% (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 aproximadamente a 0,5 TWh, el 7,6% de los contratos anuales negociados y 3,5% del volumen total negociado.

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 60,4% (0,9 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,5 TWh)¹⁰, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 31,3% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

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

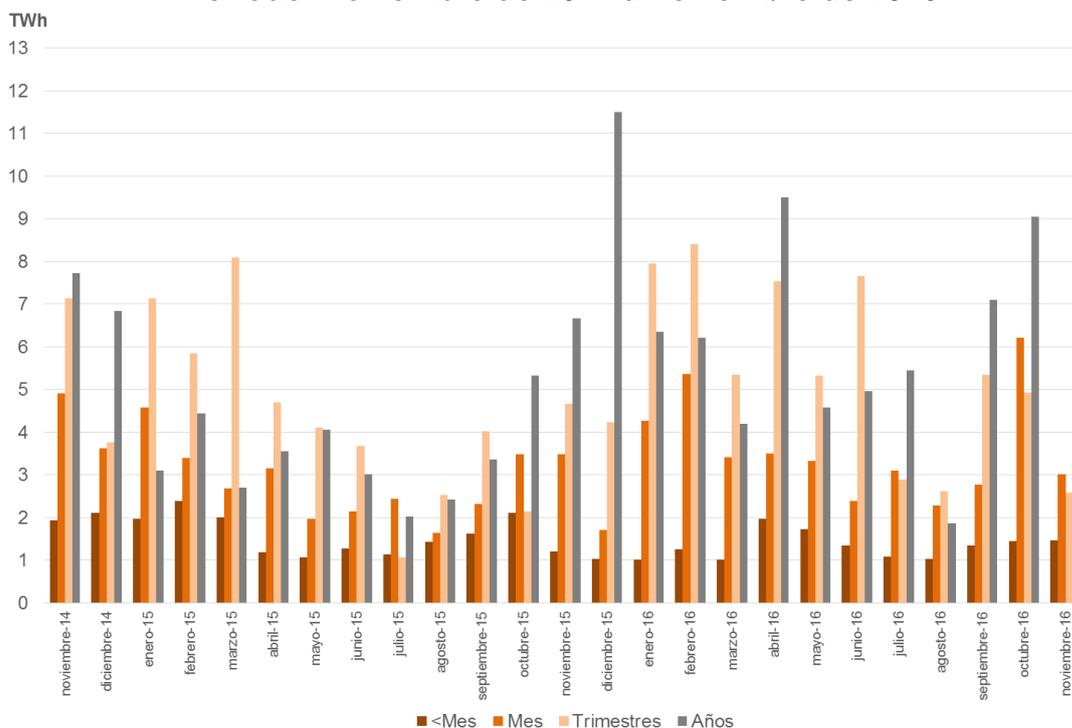
Tipo de contrato	Mes actual nov-16	Mes anterior oct-16	% Variación	Total 2016	% Total 2016	Total 2015	% Total 2015
Diario	889	658	35,1%	6.362	43,2%	8.033	43,6%
Fin de semana	121	58	108,1%	1.441	9,8%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	6	0,0%	103	0,56%
Semana	461	743	-37,9%	6.908	46,9%	9.185	49,8%
Total Corto Plazo	1.472	1.460	0,8%	14.717	8,2%	18.439	11,8%
Mensual	3.023	6.224	-51,4%	39.694	24,0%	32.771	23,8%
Trimestral	2.589	4.932	-47,5%	60.621	36,6%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	0	-	87	0,1%	281	0,2%
Anual	6.027	9.058	-33,5%	65.183	39,4%	52.183	38,0%
Total Largo Plazo	11.640	20.214	-42,4%	165.585	91,8%	137.493	88,2%
Total	13.112	21.674	-39,5%	180.301	100%	155.932	100%

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

⁹ En el mes de octubre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (44,8%; 9,1 TWh).

¹⁰ En el mes de octubre de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (45,1%; 0,7 TWh).

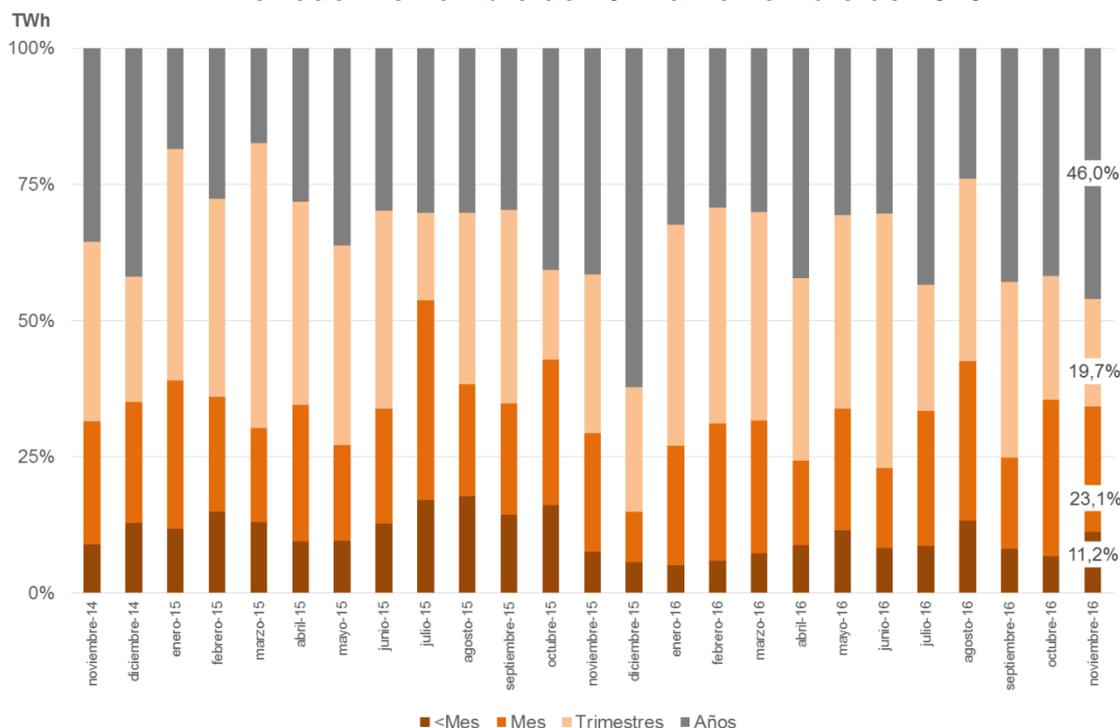
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: noviembre de 2014 a noviembre de 2016



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: noviembre de 2014 a noviembre 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.

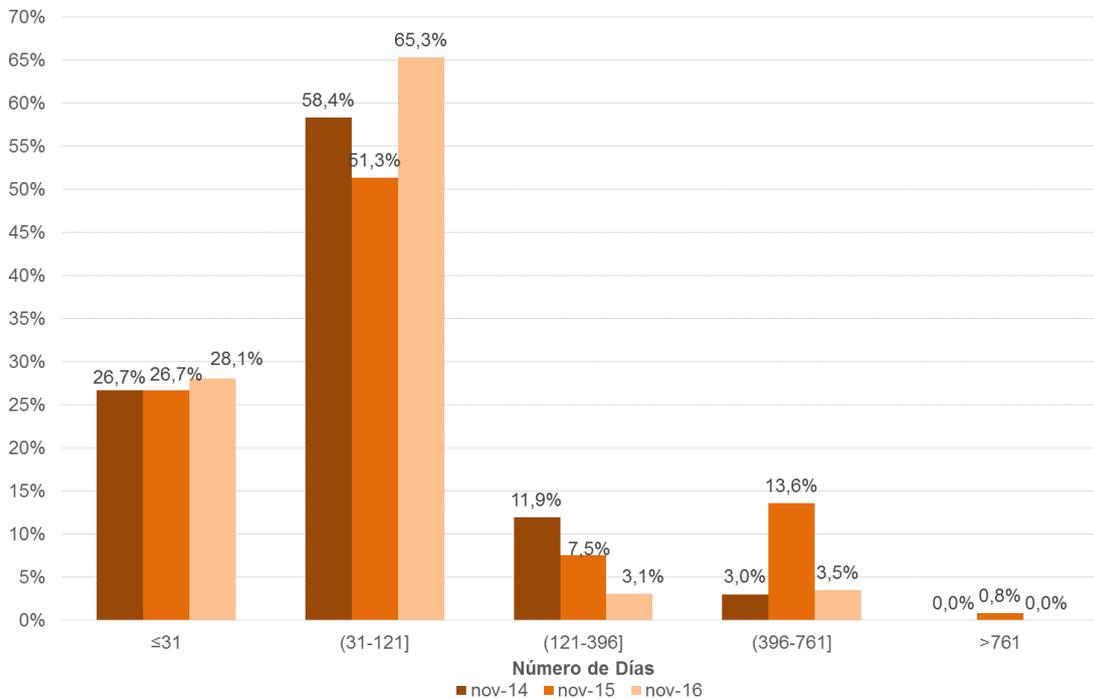
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 noviembre de 2016, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento a corto y medio plazo. En particular, el 93,5% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de noviembre de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación antes y durante el primer trimestre de 2017, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año 2015 (78%).

Por su parte, el volumen de contratos con vencimiento a dos años vista, negociados en noviembre de 2016 (contrato anual con liquidación en 2018 y trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2018), ascendió a 0,5 TWh, el 3,5% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en noviembre de 2015 dicho porcentaje fue del 13,1% (véase Gráfico 11). El contrato Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) no fue negociado.

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.

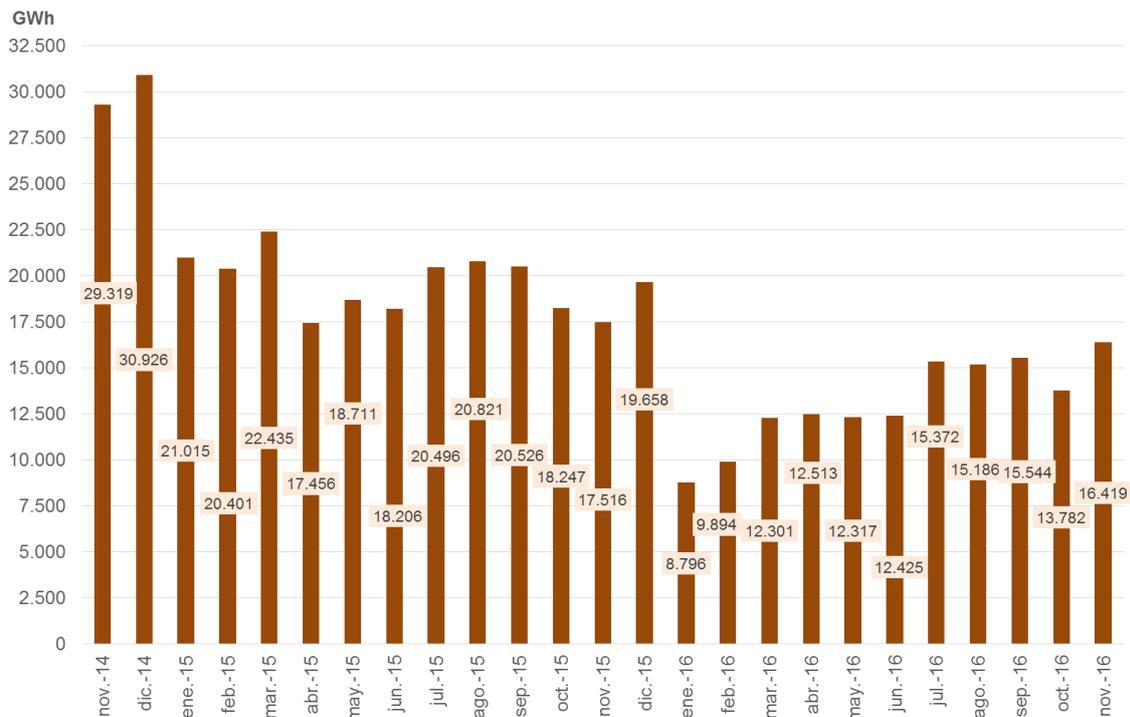
Hasta el 30 de noviembre de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2016¹¹ se situó en torno a 16.419 GWh, un 19,1% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2016 (13.782 GWh), y un 6,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2015 (17.516 GWh). Este descenso del volumen total negociado con liquidación en 2016 se debe fundamentalmente a la disminución en los volúmenes negociados a lo largo de 2015.

¹¹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2016: mensual nov-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 noviembre de 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta el 30 de noviembre de 2016 sobre contratos con liquidación en noviembre de 2016, el 91% (14.946 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-16, trimestral Q4-16 y anual 2016), mientras que el 9% restante (1.472 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 negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2016 (16.419 GWh) representó el 79,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.603 GWh).

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



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

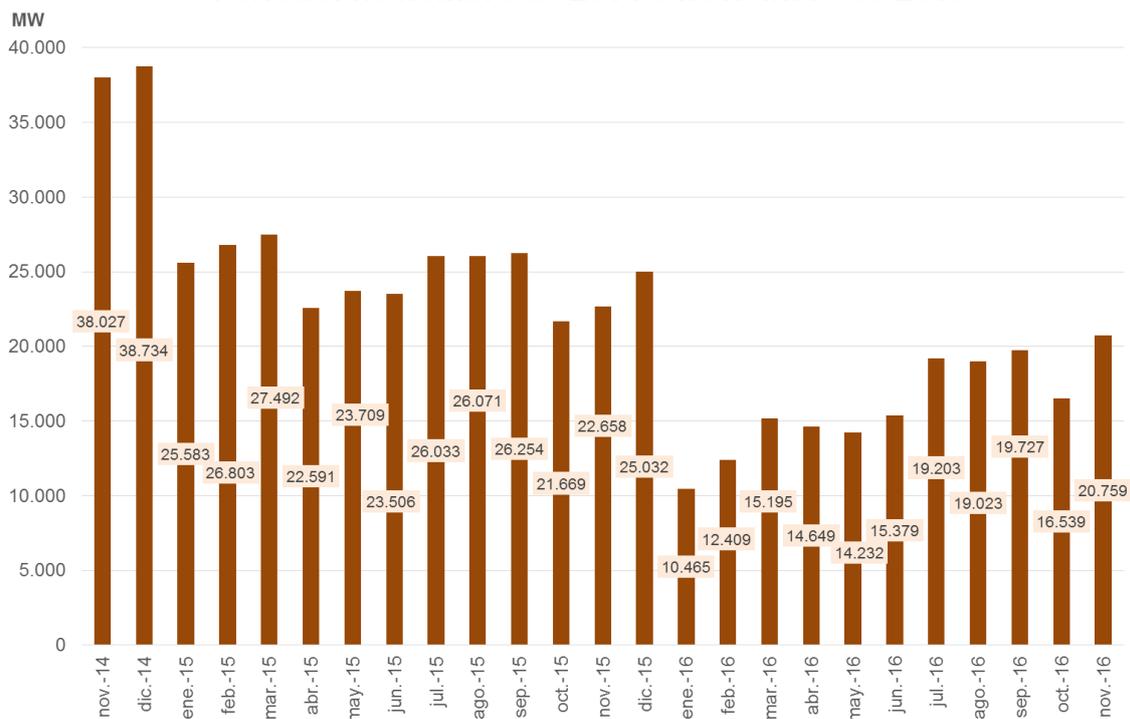
El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹². El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en noviembre de 2016 (nov-16, Q4-16 y anual 2016) se situó en torno a 20.759 MW, un 25,5% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los

¹² Contratos que se liquidan todos los días del mes.

días del mes de octubre de 2016 (16.539 MW) y un 8,4% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2015 (22.658 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de noviembre de 2016 (20.759 MW) representó el 72,5% de la demanda horaria media de dicho mes (28.615 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de noviembre de 2016 (20.759 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.933 MW (71,9% del volumen total). El 23,3% (4.843 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹³ (véase Gráfico 14), el 16,8% (3.487 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 31,8% (6.603 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

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

¹³ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP¹⁴ 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.

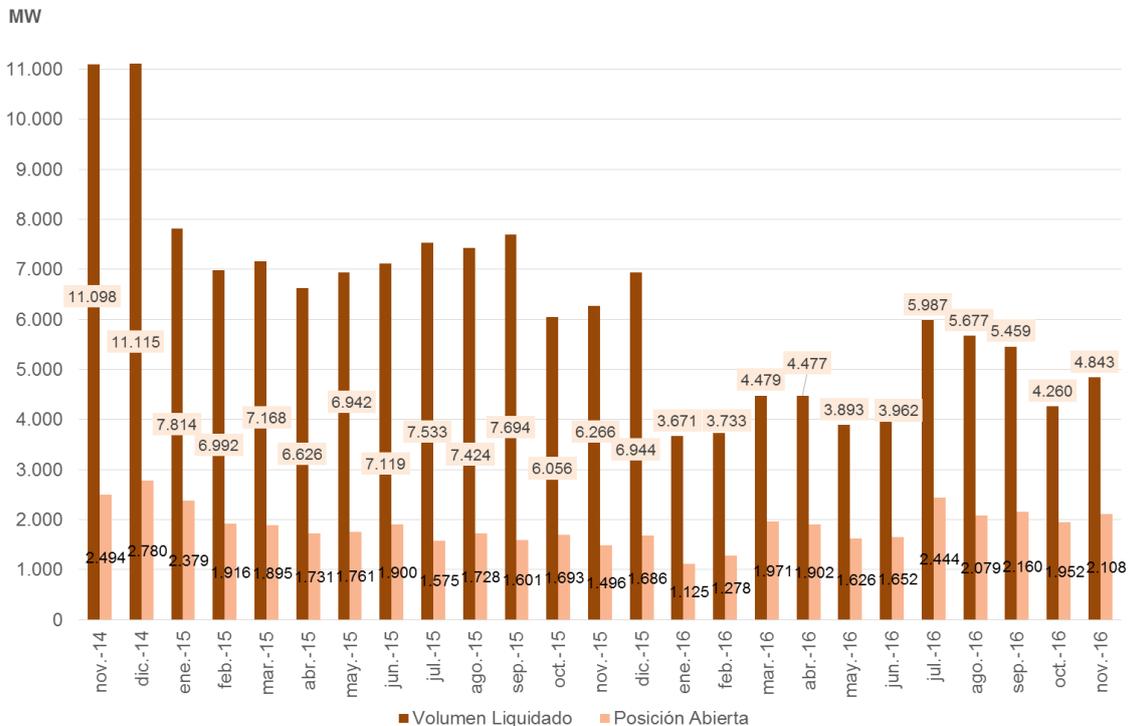
En este sentido, de los 4.843 MW con liquidación en noviembre de 2016 que se registraron en OMIClear, el 56,5% (2.735 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 43,5% restante (2.108 MW) quedaron abiertas¹⁵ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 56,5% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁶ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en noviembre de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2015 ascendió al 25,3%.

¹⁴ <http://www.omip.pt/>

¹⁵ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁶ 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 abierta¹⁷ (MW)*
Periodo: noviembre de 2014 a noviembre 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 Clearing¹⁸, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

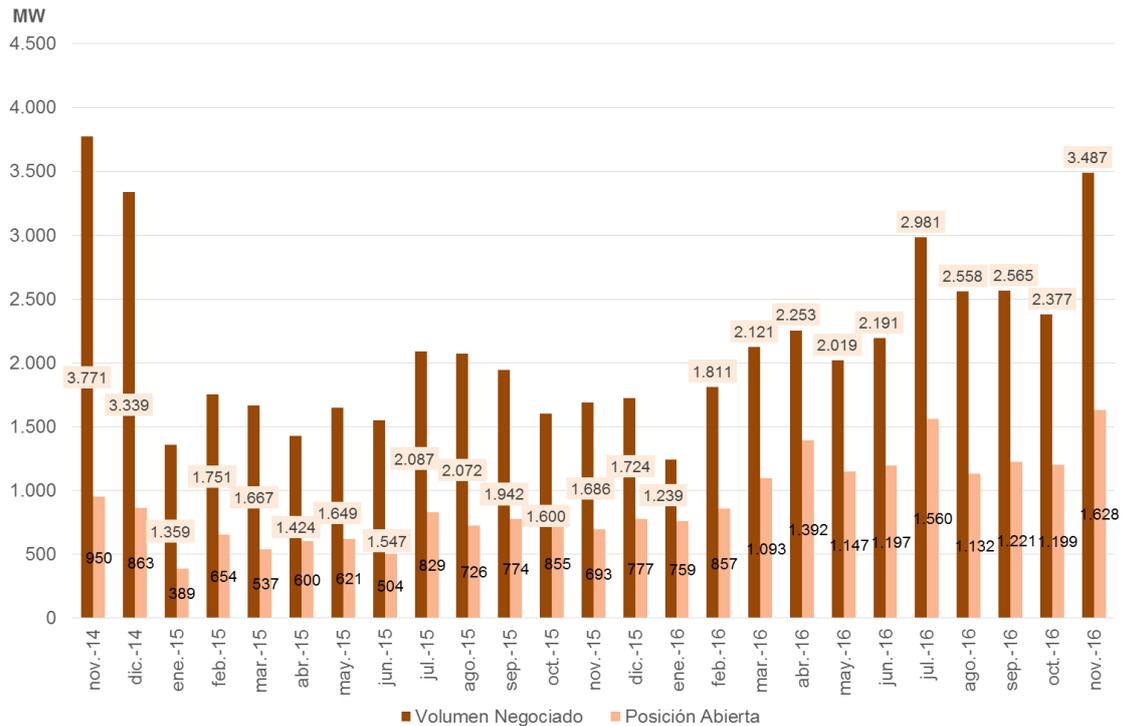
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en noviembre de 2016 (20.759 MW), el 16,8% (3.487 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 53,3% (1.859 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 46,7%

¹⁷ 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.

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

restante (1.628 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2015 ascendió al 38,8%.

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁹ (MW)*
Periodo: noviembre de 2014 a noviembre 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

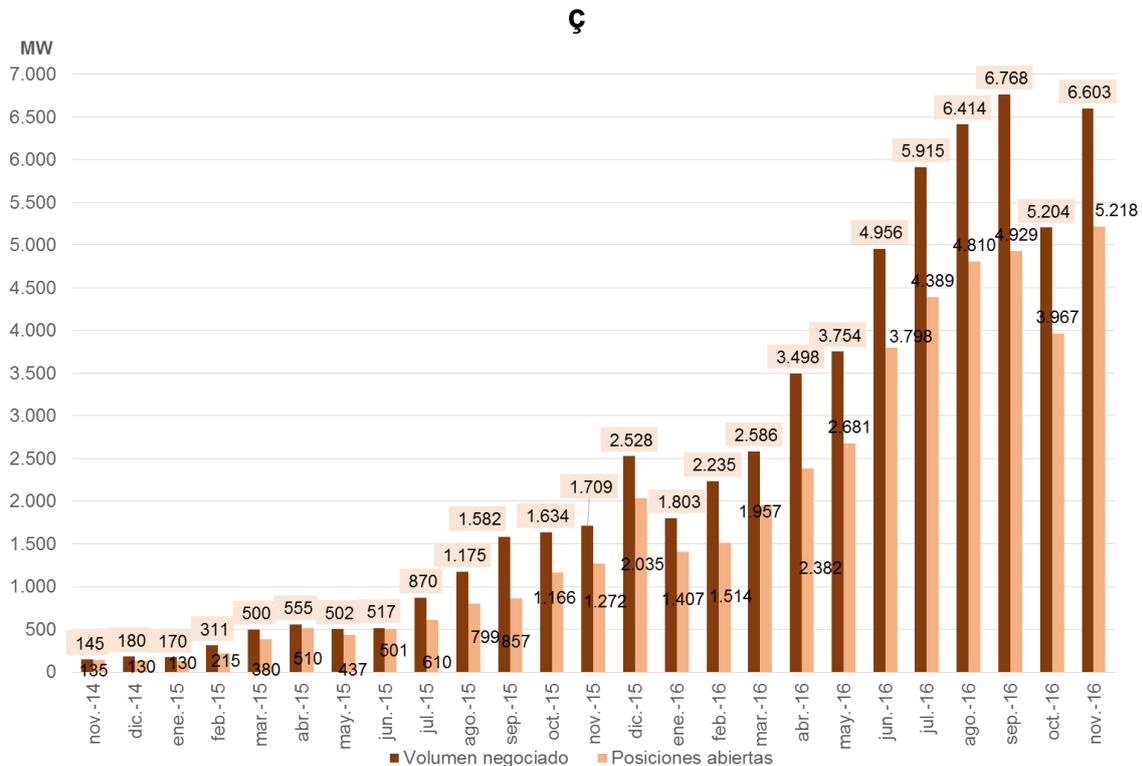
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre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

¹⁹ 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-ECC²⁰, 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 noviembre de 2016 (20.759 MW), el 31,8% (6.603 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el 21% (1.385 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 79% restante (5.218 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2015 ascendió al 73,9%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: noviembre de 2014 a noviembre de 2016



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

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

²⁰ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

²¹ 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 CO₂ 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 noviembre 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. 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 en diciembre de 2016, enero de 2017, primer trimestre de 2017 y año 2017.

En particular, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica mensuales con subyacente el precio español con un horizonte de liquidación más cercano experimentaron un incremento, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior. El mayor incremento, se registró en el contrato mensual con liquidación en enero de 2017 (incremento del 2,9% con respecto el mes anterior). No obstante las

cotizaciones de los contratos con un horizonte de liquidación más lejano descendieron. El mayor descenso en dichas cotizaciones se registró en el contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2017 (con un descenso del 4% con respecto el mes anterior).

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostrados en el Cuadro 4 presentaron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto de ligero incremento del precio del mercado de contado (+2,9%). El mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en enero de 2017 (-17,6%).

En el mercado francés las cotizaciones de los contratos a plazo registraron un comportamiento alcista respecto a las contabilizadas en el mes anterior, excepto la del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2016 que descendió un 15,5%, en un contexto de incremento del precio del mercado de contado (+18%). El mayor incremento se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en enero de 2017 (3,9%).

A 30 de noviembre de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (44,25 €/MWh; -0,6% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (31,19 €/MWh; -7,5%) y por debajo de la registrada en Francia (46,35 €/MWh; +3,1%).

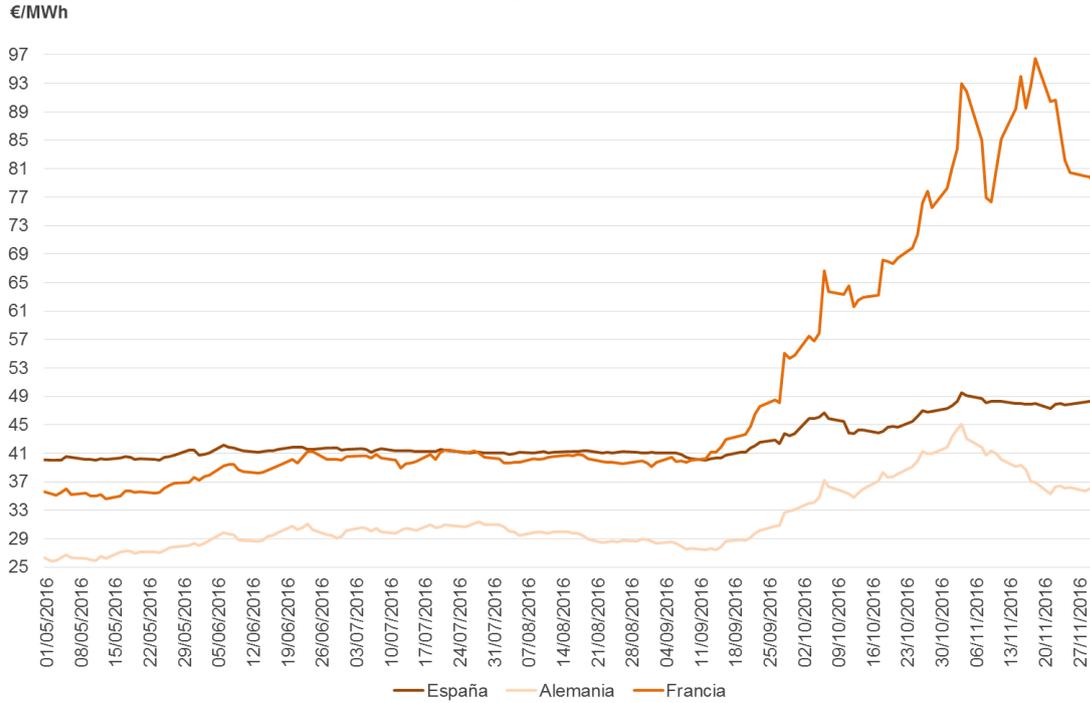
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	noviembre-16	octubre-16	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-16	octubre-16	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-16	octubre-16	% Variación nov. vs. oct.
dic-16	56,90	56,40	0,9%	38,18	43,80	-12,8%	81,73	96,75	-15,5%
ene-17	52,80	51,30	2,9%	38,27	46,43	-17,6%	104,29	100,36	3,9%
Q1-17	48,23	47,28	2,0%	35,83	41,89	-14,5%	79,00	78,25	1,0%
Q2-17	40,30	39,45	2,2%	29,09	30,29	-4,0%	33,35	32,25	3,4%
Q3-17	45,15	47,02	-4,0%	28,62	29,38	-2,6%	30,43	29,42	3,4%
YR-17	44,25	44,50	-0,6%	31,19	33,71	-7,5%	46,35	44,97	3,1%

Nota: Cotizaciones de noviembre a 30/11/2016 y cotizaciones de octubre a 31/10/2016.

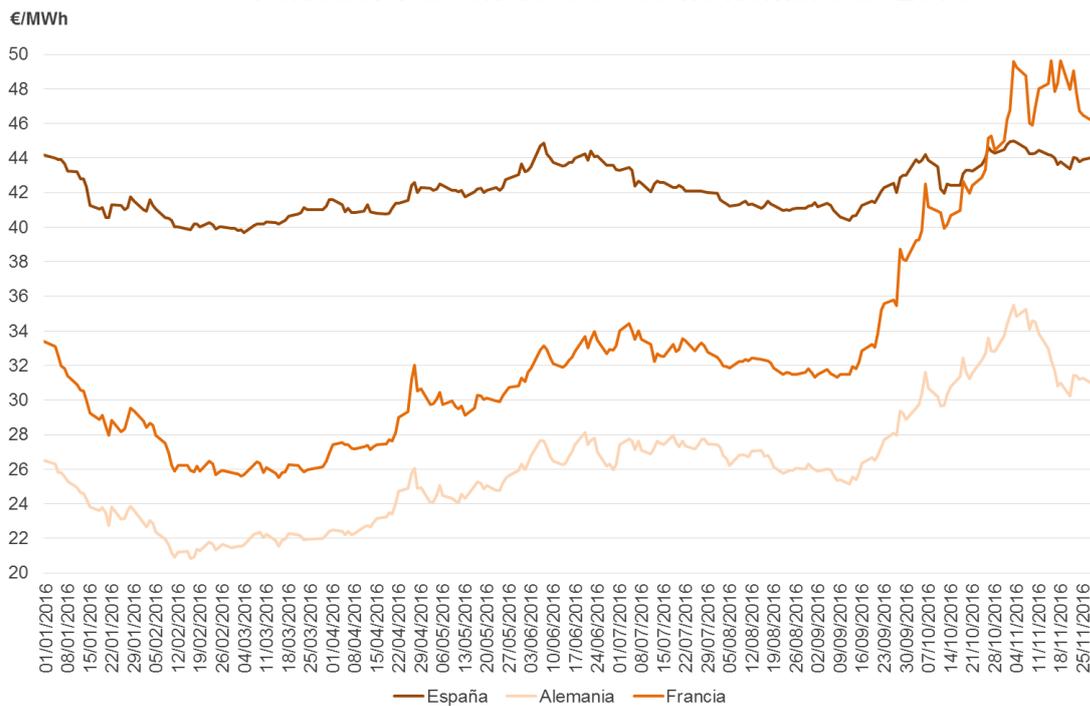
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de mayo a 30 de noviembre 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 30 de noviembre de 2016



Fuente: EEX y OMIP.

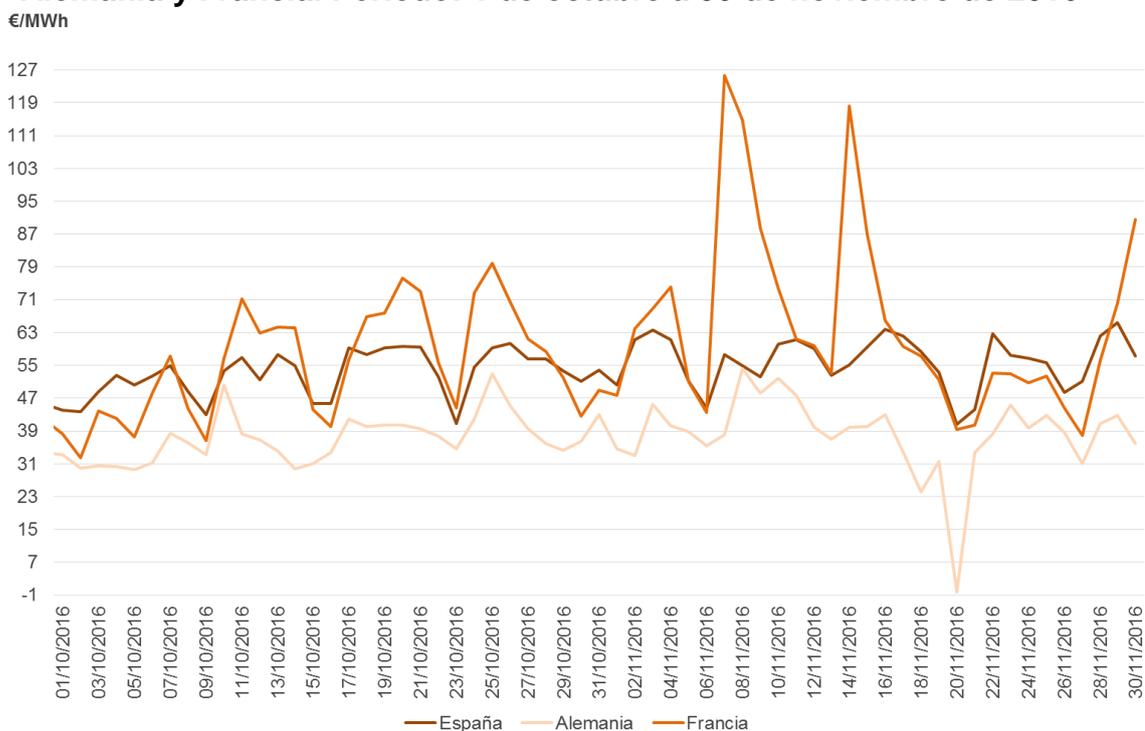
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de noviembre el precio medio del mercado diario en España, 56,13 €/MWh, aumentó un 6,3% respecto al registrado en el mes anterior (52,83 €/MWh), situándose por encima del precio medio del mercado alemán (38,22 €/MWh, que se incrementó un 2,9% en relación al del mes anterior en dicho mercado) y por debajo del precio medio del mercado francés (65,14 €/MWh, con un ascenso del 18% respecto al del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	noviembre-16	octubre-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	56,13	52,83	6,3%
Alemania	38,22	37,13	2,9%
Francia	65,14	55,21	18,0%

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 octubre a 30 de noviembre 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 OMIClear²² y en EEX-ECC²³, por mes de negociación. El volumen negociado en noviembre 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 292.795 GWh (superior en un 14,3% 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 41.780 GWh (un 21% inferior al volumen negociado el mes anterior).

²² 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.

²³ 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 noviembre de 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (292.795 GWh en Alemania y 41.780 GWh en Francia) fueron 25,2 y 3,6 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (11.640 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: noviembre de 2014 a noviembre de 2016

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-14	133.819	14.926
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

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

mensuales²⁴ con liquidación en los meses de noviembre de 2014 a noviembre de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de noviembre de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró, por tercer mes consecutivo, un valor negativo (-1,38 €/MWh). Por el contrario, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post fueron positivas en dicho mes (+4,77 €/MWh y +33,19 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de noviembre de 2014 a noviembre de 2016, 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 (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
nov-14	49,65	46,80	2,85	35,70	36,37	-0,67	45,72	38,82	6,90
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

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

²⁴ 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 CO₂

En el mes de noviembre, las referencias de precio a plazo del Brent, así como las de más a corto plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) y del carbón EEX ARA mostraron una tendencia ascendente respecto al mes anterior. Por el contrario los precios de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente, así como las referencias a más largo plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) y del carbón EEX ARA.

Con datos a 30 de noviembre de 2016, los precios spot del Brent, los del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes y los del contrato con entrega a doce meses contabilizaron incrementos del 5,3%, 4,5% y 4%, respectivamente, respecto 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 49,08 \$/Bbl, 50,47 \$/Bbl y 54,75 \$/Bbl, respectivamente.

Asimismo, destacan los incrementos del 12,6% y del 0,5% en los precios spot y en la cotización del contrato a plazo de gas NBP con entrega en el primer trimestre, respectivamente. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo NPB con entrega en el segundo y tercer trimestres de 2017 descendieron ligeramente (0,3% y 1,5% respectivamente). De esta forma, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el primer, segundo y tercer trimestres de 2017 se situaron al cierre de mes en 20,06 €/MWh, 19,61 €/MWh, 17,32 €/MWh y 16,55 €/MWh, respectivamente.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con vencimiento en diciembre de 2016 mostraron un comportamiento alcista mientras que los precios de los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2017 y en el año 2017 mostraron una tendencia descendente. La cotización del contrato con entrega en diciembre de 2016 contabilizó un ascenso del 3,1%, situándose a cierre de mes en 85,56 €/t, y los precios de los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2017 y en el en el año 2017 descendieron un 7,5% y un 7,3%, respectivamente, hasta situarse en 74,25 €/t y 66,90 €/t.

Los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente durante el mes de noviembre. Así, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2016 y en diciembre de 2017 se situaron, a cierre de mes, en 4,58 €/t CO₂ (-22,4%) y en 4,61 €/t CO₂ (-22,3%), respectivamente.

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

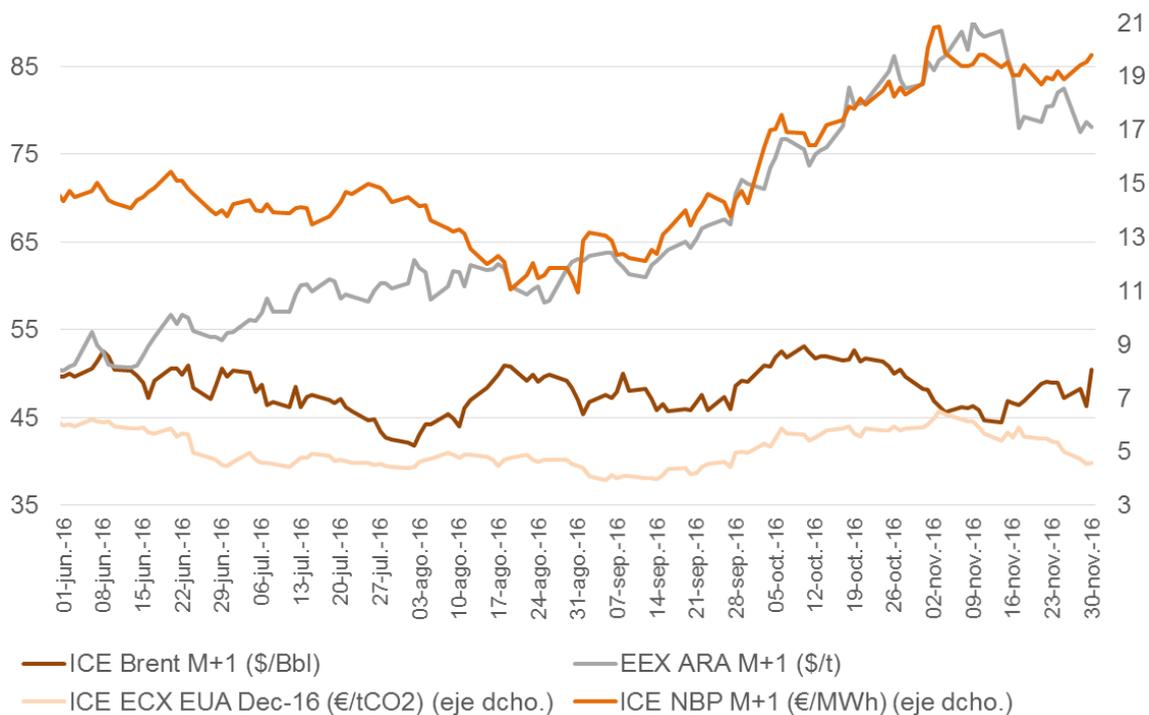
	Cotizaciones en Nov.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-nov-16	Mín.	Máx.	31-oct-16	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	30-nov-16	Mín.	Máx.	31-oct-16	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Brent Spot	49,08	41,91	49,08	46,62	46,62	51,62	5,3%
Brent entrega a un mes	50,47	44,43	50,47	48,30	48,30	53,14	4,5%
Brent entrega a doce meses	54,75	49,77	54,75	52,66	52,66	56,59	4,0%
Gas natural Europa €/MWh	30-nov-16	Mín.	Máx.	31-oct-16	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Gas NBP Spot	20,06	17,88	20,06	17,81	12,62	18,21	12,6%
Gas NBP entrega Q1-17	19,61	18,83	20,84	19,52	17,40	19,52	0,5%
Gas NBP entrega Q2-17	17,32	16,53	17,86	17,37	15,63	17,37	-0,3%
Gas NBP entrega Q3-17	16,55	15,82	17,21	16,80	15,19	16,80	-1,5%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-nov-16	Mín.	Máx.	31-oct-16	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Carbón EEX ARA Dic-16	85,56	77,95	90,20	83,00	69,70	84,91	3,1%
Carbón EEX ARA Q1-17	74,25	71,00	86,50	80,25	67,52	81,03	-7,5%
Carbón EEX ARA Cal-17	66,90	63,67	78,75	72,20	62,59	72,20	-7,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-nov-16	Mín.	Máx.	31-oct-16	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Dchos. emisión EUA Dic-2016	4,58	4,56	6,50	5,90	5,21	5,95	-22,4%
Dchos. emisión EUA Dic-2017	4,61	4,59	6,53	5,93	5,24	5,98	-22,3%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

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

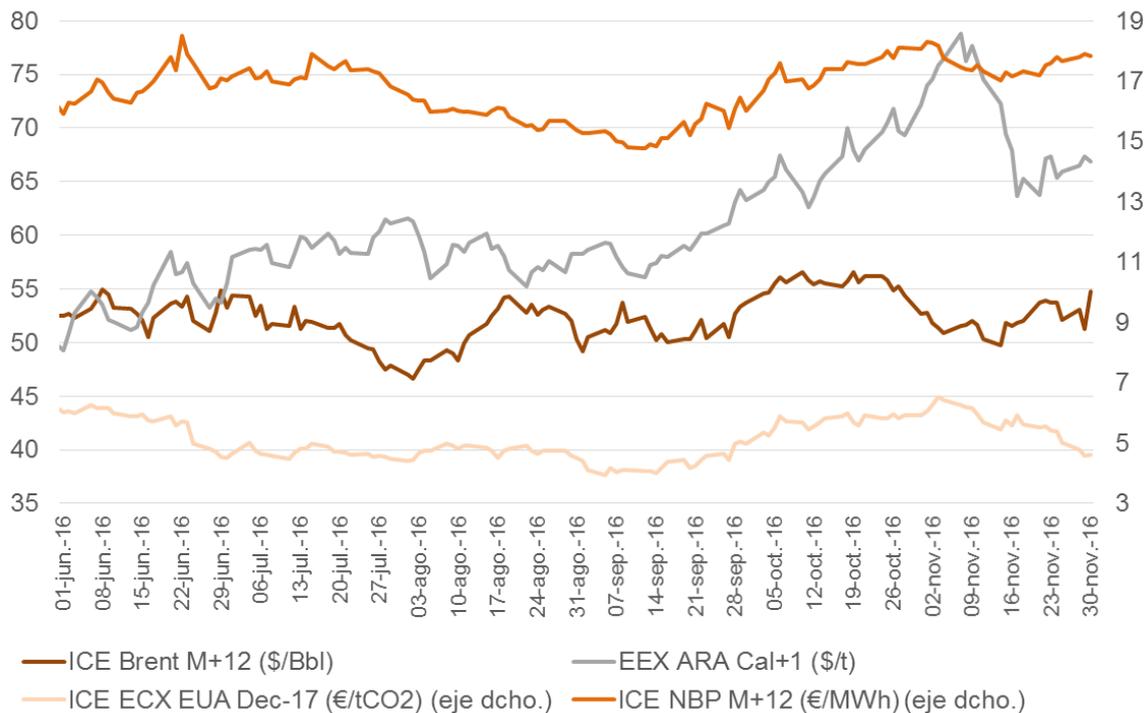
Las tendencias indicadas durante el mes de noviembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 20) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

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 CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 junio-30 noviembre 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 CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 junio-30 noviembre 2016



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

Al cierre del mes de noviembre de 2016 (30 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,06 \$/€ frente a 1,09 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina se apreció, situándose en torno a 0,85 £/€ al final del mes de noviembre frente a 0,90 £/€ 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. Como consecuencia del acuerdo, el precio del petróleo aumentó con respecto al del mes anterior.

Asimismo, el incremento en noviembre de la demanda de gas para la generación eléctrica, las reducidas importaciones de GNL y unas temperaturas bajas en Europa continental contribuyeron a que las referencias de precio a más corto plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentasen. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a más largo sobre carbón EEX ARA mostraron una inesperada senda descendente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ presentaron una fuerte tendencia descendente en las dos últimas semanas de noviembre²⁵.

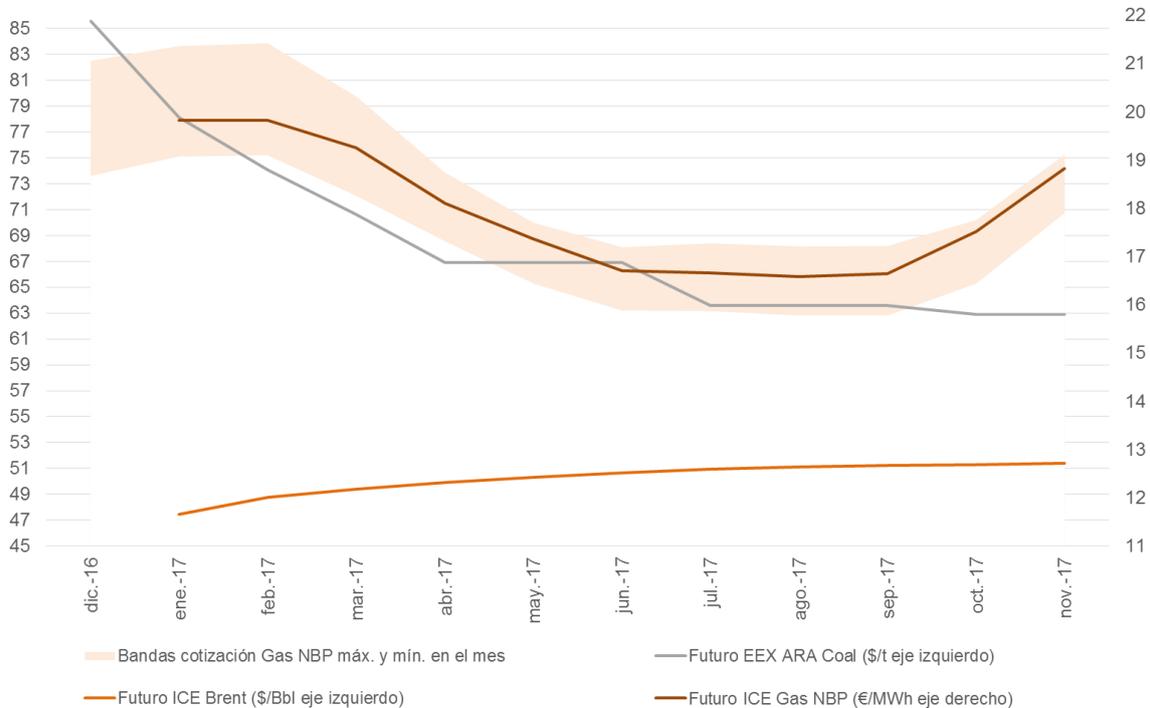
Al cierre del mes de noviembre (30 de noviembre) la curva a plazo del Brent muestra una situación de “contango” (tendencia ascendente de precios) (véase Gráfico 22). Por el contrario, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra a partir de febrero de 2017 una tendencia descendente, con un cambio de tendencia para el cuarto trimestre 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 noviembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,65 €/MWh (1,92 €/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 noviembre de 2016 entre un máximo de 85,56 \$/t, en diciembre de 2016, y un mínimo de 62,92 \$/t, en el cuarto trimestre de 2017.

²⁵ 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-Imenergia”).

Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de noviembre 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].

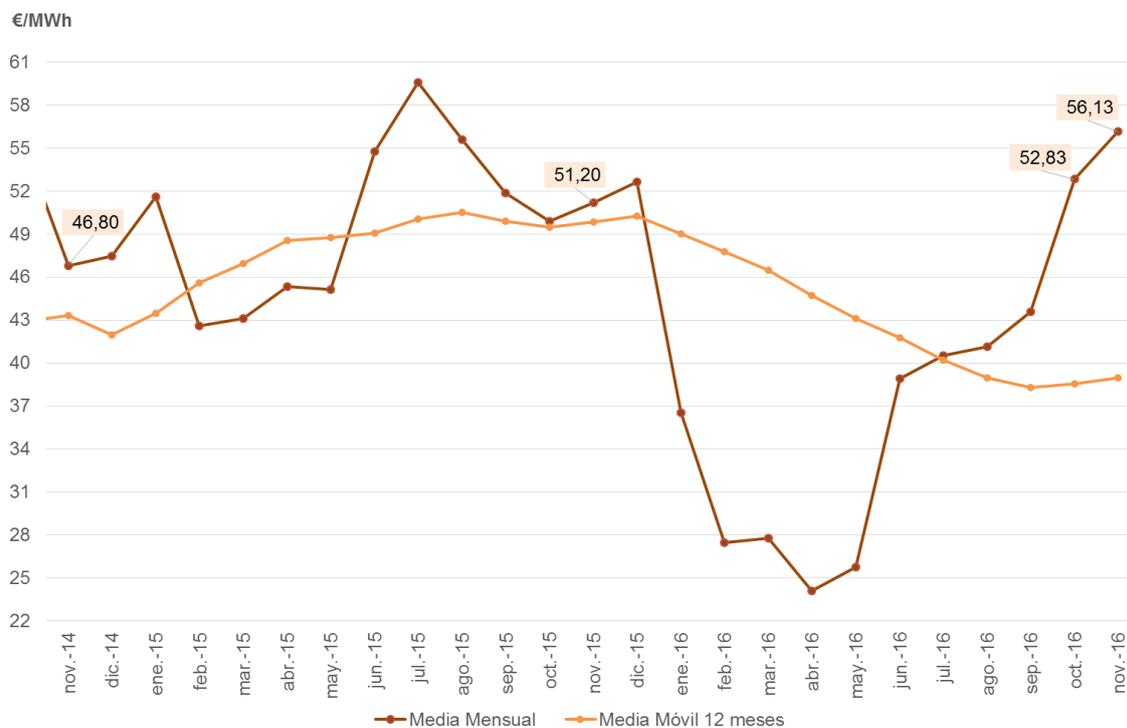
3.5. Análisis de los precios spot en España

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 noviembre de 2014 y noviembre de 2016. En el mes de noviembre de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 56,13 €/MWh²⁶, un 6,3% superior al precio spot

²⁶ En noviembre de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 56,25 €/MWh, un 0,12 €/MWh superior al precio spot medio español (56,13 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países está siendo muy elevada, existiendo un precio diferente en 672 horas de un total de 8.040 horas (8,4% del total de las horas de los primeros once meses de 2016). En 2015 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. 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 (52,83 €/MWh), y un 9,6% superior al precio spot medio registrado en noviembre de 2015 (51,2 €/MWh).

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

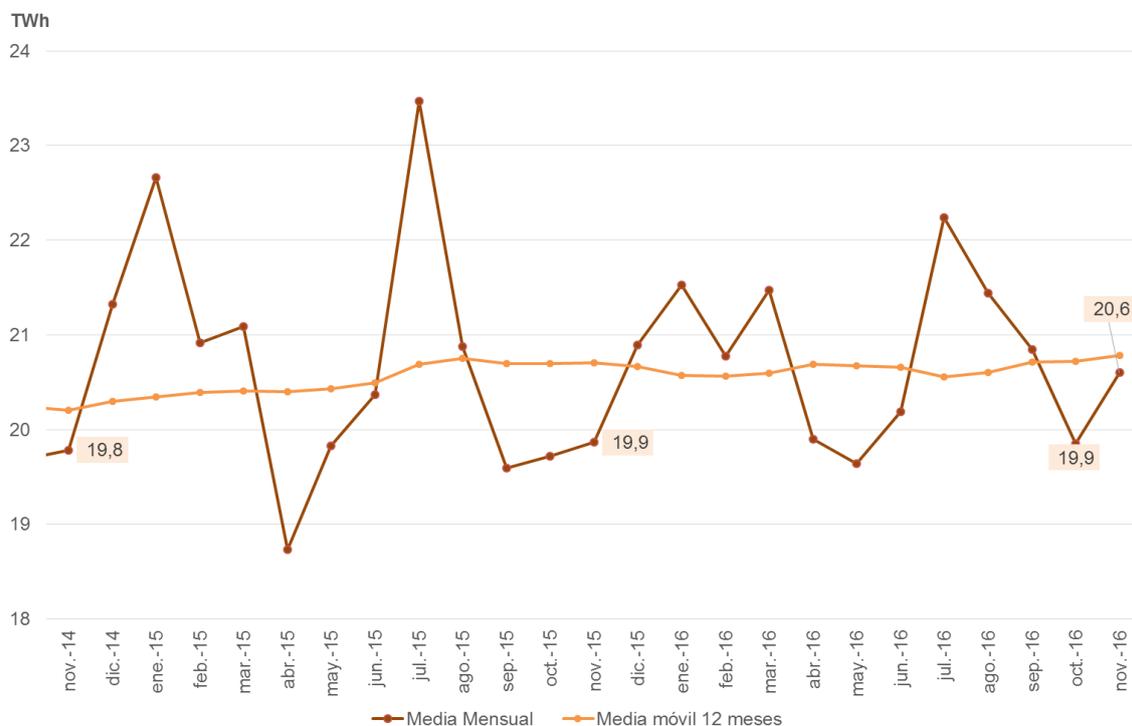


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 24 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de noviembre, la demanda se cifró en 20,6 TWh, un 3,8% superior al valor registrado en el mes anterior (19,9 TWh), y un 3,7% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (19,9 TWh en octubre de 2015). En el mes de noviembre de 2016, la demanda fue un 0,9% inferior a la media móvil anual (20,8 TWh).

Gráfico 24. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: noviembre de 2014 a noviembre 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 noviembre de 2015, octubre y noviembre 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 noviembre de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el incremento de la generación procedente de fuentes de energía renovable (6,4 TWh en noviembre frente a 5,4 TWh en octubre; un ascenso de un 20,2%). Dentro de las fuentes de energía renovable, la eólica fue la que contribuyó en mayor medida a ese incremento en términos absolutos (3,9 TWh en noviembre frente a 2,4 TWh en octubre). Cabe destacar también el descenso de la generación a partir de energía nuclear (3,77 TWh en noviembre frente a 5,1 TWh en octubre; -26,1%) debido a la parada para mantenimiento y recarga de dos grupos nucleares (2.000 MW).

El incremento del precio de mercado spot en el mes de noviembre (+3,3 €/MWh respecto al registrado en octubre de 2016) se debió al aumento de la demanda de transporte y al descenso de la producción mediante energía nuclear, que excedió el incremento de energía mediante fuentes de energía renovable. En particular, el descenso de la producción mediante energía nuclear hizo que en los días en los que la energía eólica era escasa hubiera un elevado hueco térmico, alzando el precio sustancialmente. Cabe resaltar que el 29 de noviembre de 2016 se ha alcanzado el precio medio diario máximo en lo que va de año (65,38 €/MWh).

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

	nov-16	oct-16	nov-15	% Var. nov-16 vs. oct-16	% Var. nov-16 vs. nov-15	2015	2015 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,72	1,79	2,16	-4,1%	-20,5%	30,81	12,4%
Nuclear	3,77	5,10	3,97	-26,1%	-5,1%	54,75	22,1%
Carbón	4,46	4,30	4,58	3,7%	-2,7%	50,92	20,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,46	3,32	2,09	4,3%	65,3%	25,33	10,2%
Eólica	3,86	2,40	3,70	61,1%	4,5%	47,70	19,2%
Solar fotovoltaica	0,40	0,56	0,50	-29,0%	-19,7%	7,82	3,2%
Solar térmica	0,16	0,30	0,23	-47,5%	-31,2%	5,08	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,31	0,32	0,40	-1,6%	-22,8%	4,62	1,9%
Cogeneración	2,27	2,24	2,12	1,6%	7,4%	25,08	10,1%
Residuos	0,27	0,29	0,17	-6,8%	57,6%	1,89	0,8%
Total Generación	20,68	20,62	19,92	0,3%	3,8%	254,01	102,4%
Consumo en bombeo	-0,37	-0,23	-0,44	65,8%	-14,6%	-4,52	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,06	-0,09	-0,07	-34,8%	-19,2%	-1,33	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,35	-0,45	0,45	-178,0%	-22,3%	-0,13	-0,1%
Total Demanda transporte	20,60	19,85	19,87	3,8%	3,7%	248,02	100,0%

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

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

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

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

Fuente: REE.

