



**INFORME DE SEGUIMIENTO  
DE MERCADOS A PLAZO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
ESPAÑA (*FEBRERO DE 2015*)**

**10 de marzo de 2015**

## Índice

<b>1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>3</b>
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
<b>2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</b>	<b>7</b>
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
<b>3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>23</b>
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	23
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	26
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO2	28
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	32
3.5. Análisis de los precios spot en España	33

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

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP<sup>1</sup>– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

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

Durante el mes de febrero de 2015, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, la cotización a plazo de energía eléctrica en España del contrato con liquidación en marzo de 2015 mostró una tendencia descendente (-0,7%). Asimismo, disminuyeron las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (contratos con liquidación en el primer trimestre de 2016 y en el año 2017, que registraron un descenso del 4,1% y 0,2%, respectivamente).

Por el contrario, las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en abril y mayo de 2015, de los contratos trimestrales con liquidación en los tres últimos trimestres de 2015 y del contrato anual con liquidación en 2016 registraron un comportamiento ascendente.

Los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2015 contabilizaron una subida del 4,8% y 4,3%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 27), en 42,60 €/MWh, el Q2-15 y en 48,80 €/MWh, el Q3-15.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (27 de febrero) en 45,13 €/MWh, con un incremento del 0,5% respecto a la registrada en el mes anterior.

---

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

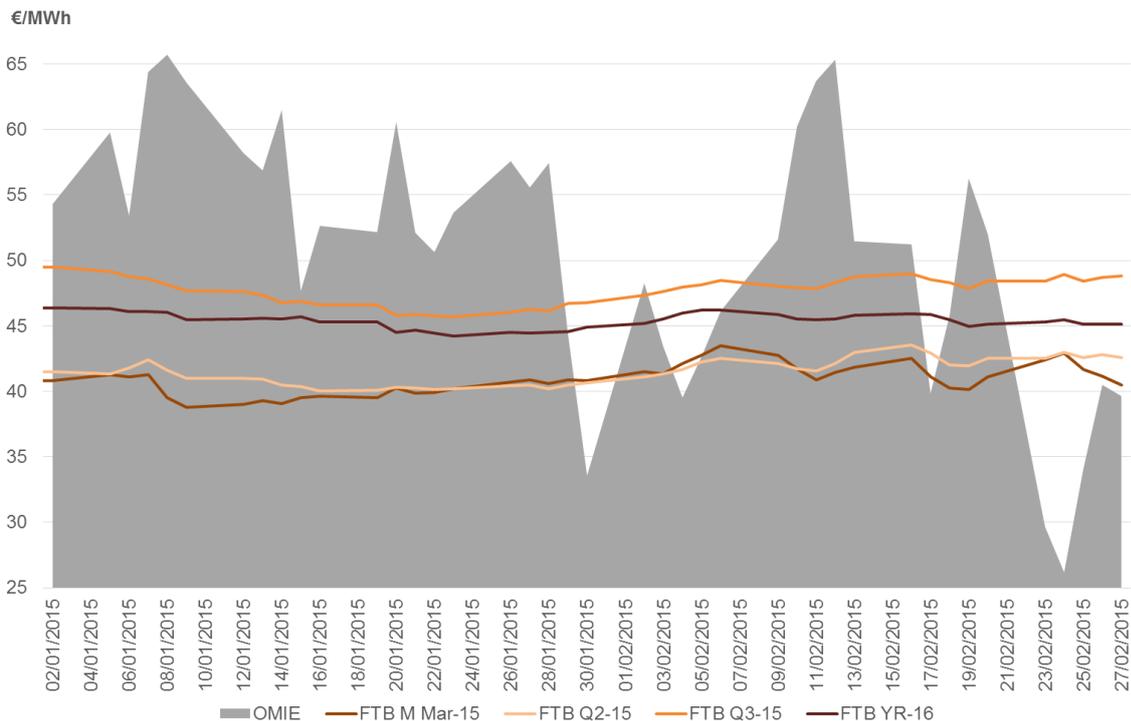
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	MES DE FEBRERO DE 2015				MES DE ENERO DE 2015				% Variación últ. cotización feb-15 vs. ene-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
mar-15	40,50	43,50	40,15	41,68	40,80	41,30	38,78	40,14	-0,7%
abr-15	37,50	38,40	36,35	37,49	35,84	35,89	28,75	35,03	4,6%
may-15	42,97	43,88	40,88	42,35	40,21	42,65	39,75	40,63	6,9%
Q2-15	42,60	43,53	41,09	42,29	40,63	42,40	40,00	40,75	4,8%
Q3-15	48,80	49,00	47,33	48,29	46,80	49,50	45,70	47,09	4,3%
Q4-15	46,75	47,05	45,50	46,39	44,65	47,90	44,25	45,53	4,7%
Q1-16	46,42	49,52	46,10	47,51	48,39	49,85	47,83	48,65	-4,1%
Año 2016	45,13	46,20	44,95	45,54	44,90	46,40	44,25	45,24	0,5%
Año 2017	45,78	46,95	45,60	46,26	45,85	47,35	45,20	46,19	-0,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de febrero a 27/02/15. Cotizaciones de enero corresponden a las del día 30/01/2015.

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 enero de 2015 – 27 de febrero de 2015**

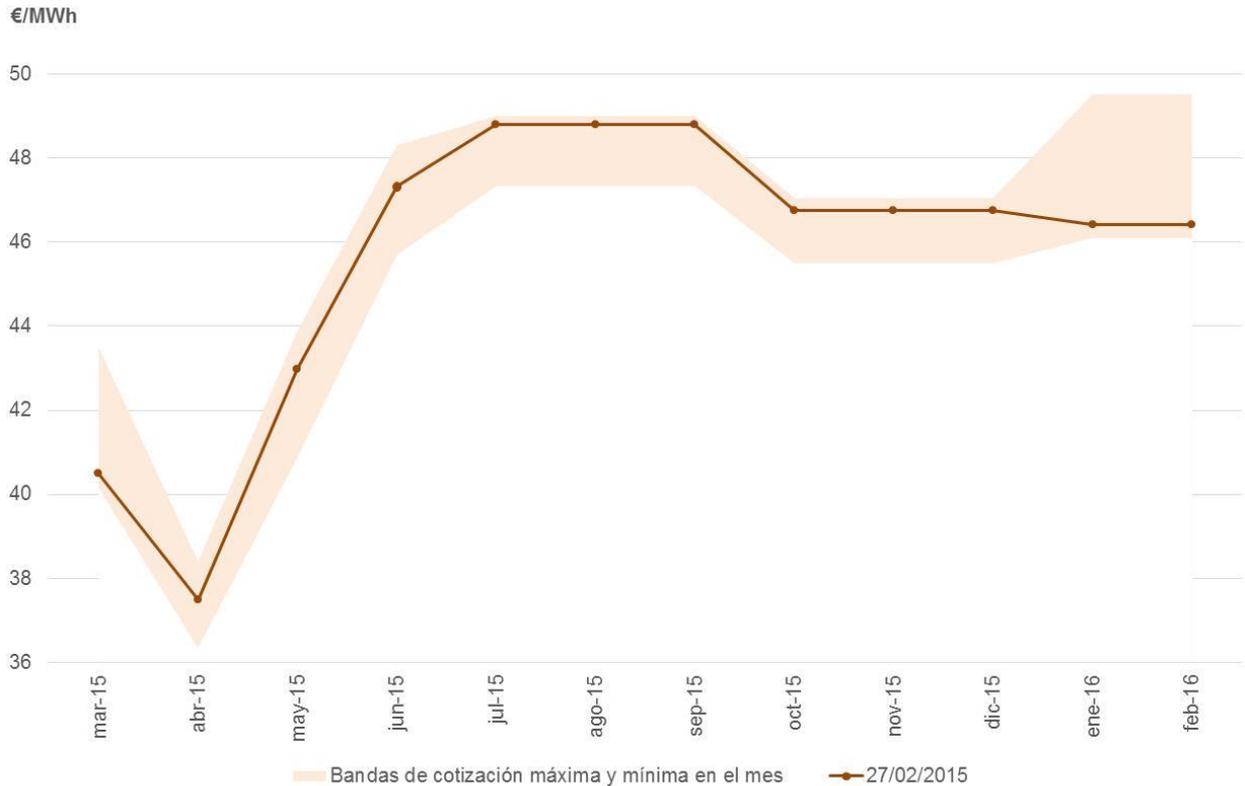


Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de febrero de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo hasta el mes de abril de 2015, mientras que entre mayo y septiembre de 2015 la curva forward de electricidad entra en una situación de *contango* (cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con mayor vencimiento), hasta alcanzar un

nivel de precio próximo a 49 €/MWh. A partir de octubre de 2015 la curva a plazo registra un cierto descenso, situándose las cotizaciones a plazo en febrero de 2016 en torno a 46 €/MWh.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de febrero de 2015**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de febrero el precio medio del mercado diario (42,57 €/MWh) descendió un 17,5% respecto al registrado en el mes anterior (51,60 €/MWh).

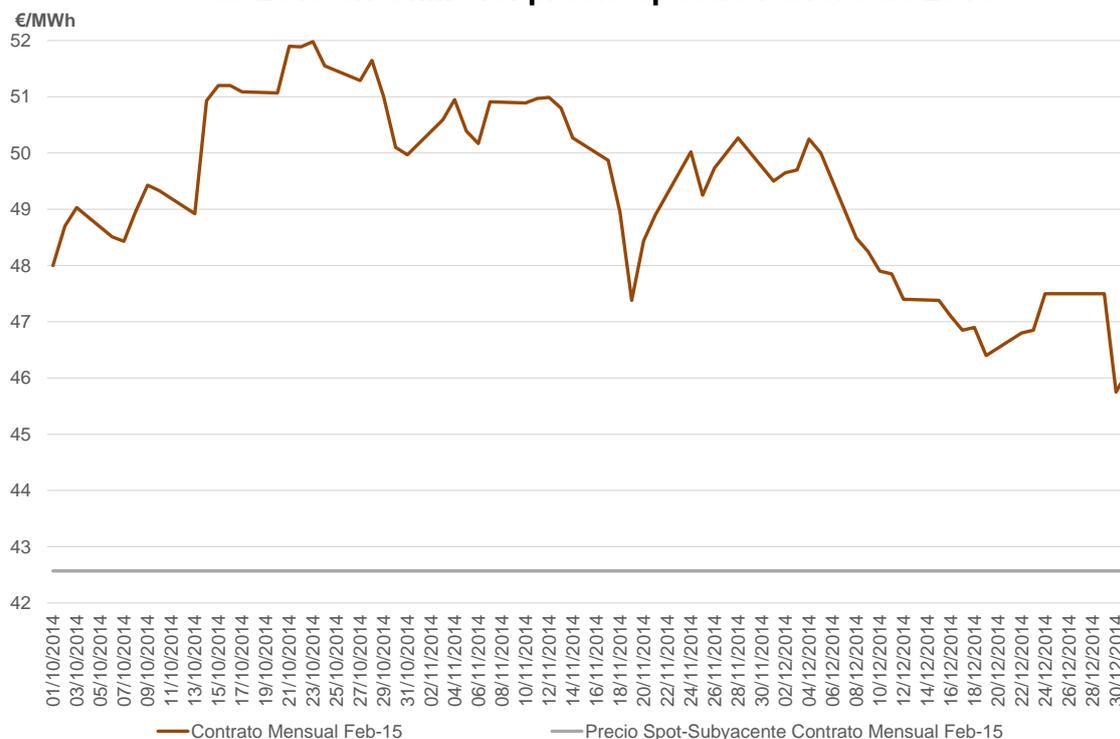
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en febrero de 2015 (30 de enero de 2015), anticipaba un precio medio del mercado diario de 47,25 €/MWh para dicho mes, un 11% superior al precio spot finalmente registrado (42,57 €/MWh). Las cotizaciones máximas y mínimas de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>2</sup>, se alcanzaron el 23 de octubre de 2014 (51,98 MWh) y el 30 de diciembre de 2014 (45,75 €/MWh) (véase Gráfico 3). Por tanto, el diferencial máximo de cotización del contrato fue de 6,23 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>3</sup> fueron positivas en todo el horizonte de cotización del contrato mensual con

<sup>2</sup> Del 1 de octubre de 2014 al 30 de enero de 2015.

<sup>3</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en febrero de 2015 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en febrero de 2015.

vencimiento en febrero de 2015, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en febrero de 2015 en OMIP vs. precio spot de febrero de 2015**



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

Para el mes de marzo, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (27 de febrero), anticipa un precio medio del mercado diario de 40,50 €/MWh.

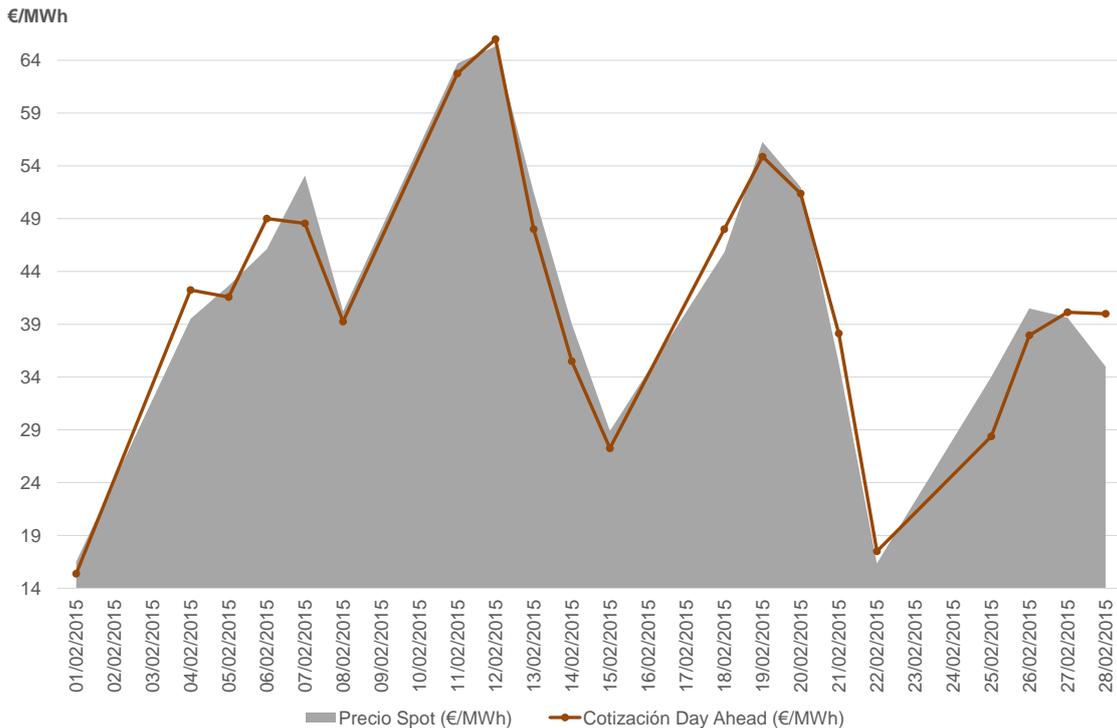
## 1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En febrero de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en febrero de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>4</sup>) ascendió a 42,08 €/MWh, 0,48 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en febrero de 2015 (41,59 €/MWh).

<sup>4</sup> Cabe señalar que los contratos a plazo *day-ahead* se negocian en OMIP de lunes a viernes, para liquidación de martes a sábado, respectivamente, y por tanto, no se negocian contratos *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes.

Por tanto, la “prima de riesgo” de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day ahead* en OMIP y el precio del subyacente) fue negativa (0,48 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Febrero de 2015**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX<sup>5</sup>– y no organizado –mercado OTC–). En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

<sup>5</sup> Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de enero y febrero de 2015<sup>6</sup>.

En el mes de febrero de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,1 TWh, un 4,3% inferior al volumen registrado en el mes anterior (16,8 TWh, en enero de 2015), y un 56,1% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (36,7 TWh en febrero de 2014)<sup>7</sup>.

El volumen negociado en OMIP en febrero de 2015 representó el 13,2% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 9,1% en enero de 2015. En 2014, el volumen negociado en OMIP supuso el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados, durante enero y febrero de 2015 (32,9 TWh), representó el 75,3% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (43,7 TWh); inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2014 (320,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular (243,2 TWh).

---

<sup>6</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 por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al día siguiente de realizarse las transacciones.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX 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.

<sup>7</sup> La CNMC procedió a no validar la 25ª subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013. Este hecho podría haber incidido en la liquidez del mercado a plazo en febrero de 2014, ya que los agentes con posiciones compradoras, antes de la subasta, de contratos con liquidación en el primer trimestre de 2014 que no pudieron deshacer dichas posiciones en la 25ª subasta CESUR pudieron hacerlo en el mercado OTC y en OMIP durante el primer trimestre de 2014.

En el mes de febrero de 2015, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de futuros de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX<sup>8</sup>) se situó en 4,9 TWh (-23% respecto al mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en febrero de 2015, para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó el 34,8%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (23%), situándose para el conjunto de 2014 en un 29,4%.

**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 Febrero 2015	Mes anterior Enero 2015	% Variación	Total 2014
<b>OMIP</b>	2.118	1.523	39,1%	37.527
<b>EEX</b>	1	0	-	0
<b>OTC</b>	13.970	15.290	-8,6%	283.229
<b>OTC registrado y compensado*:</b>	4.866	6.320	-23,0%	83.255
<i>OMIClear</i>	3.084	3.055	1,0%	49.558
<i>BME Clearing</i>	1.341	3.018	-55,6%	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	441	247	78,4%	1.570
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>16.089</b>	<b>16.813</b>	<b>-4,3%</b>	<b>320.755</b>

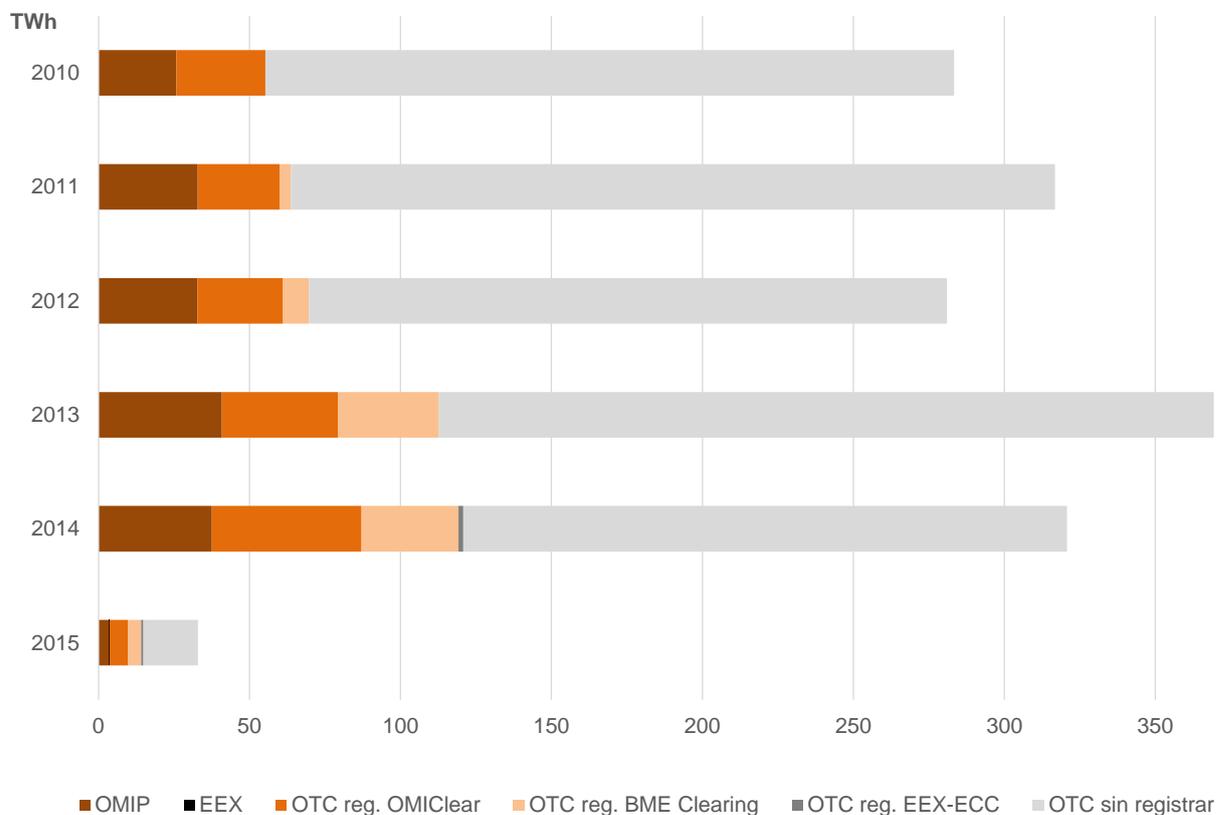
\* El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden 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 2010 hasta el 28 de febrero de 2015, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP y de EEX. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

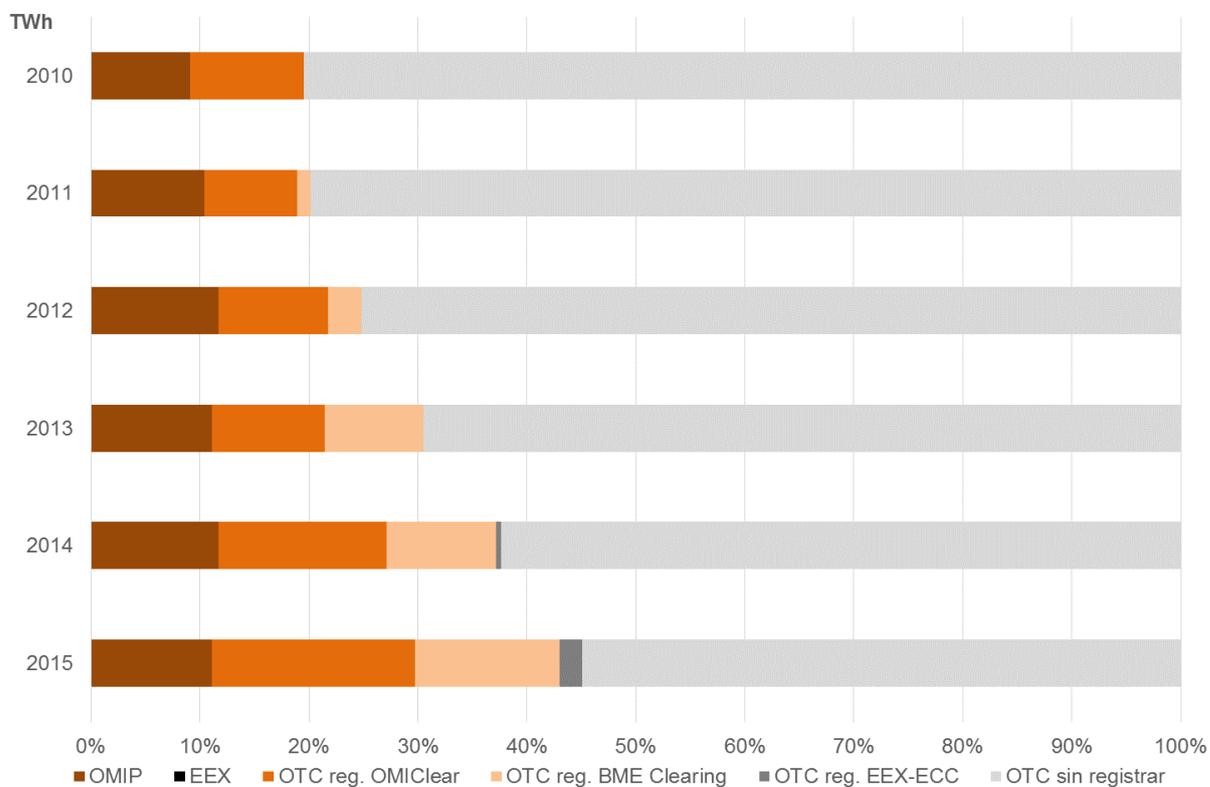
<sup>8</sup> EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para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

**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo (2010 a febrero de 2015)**



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

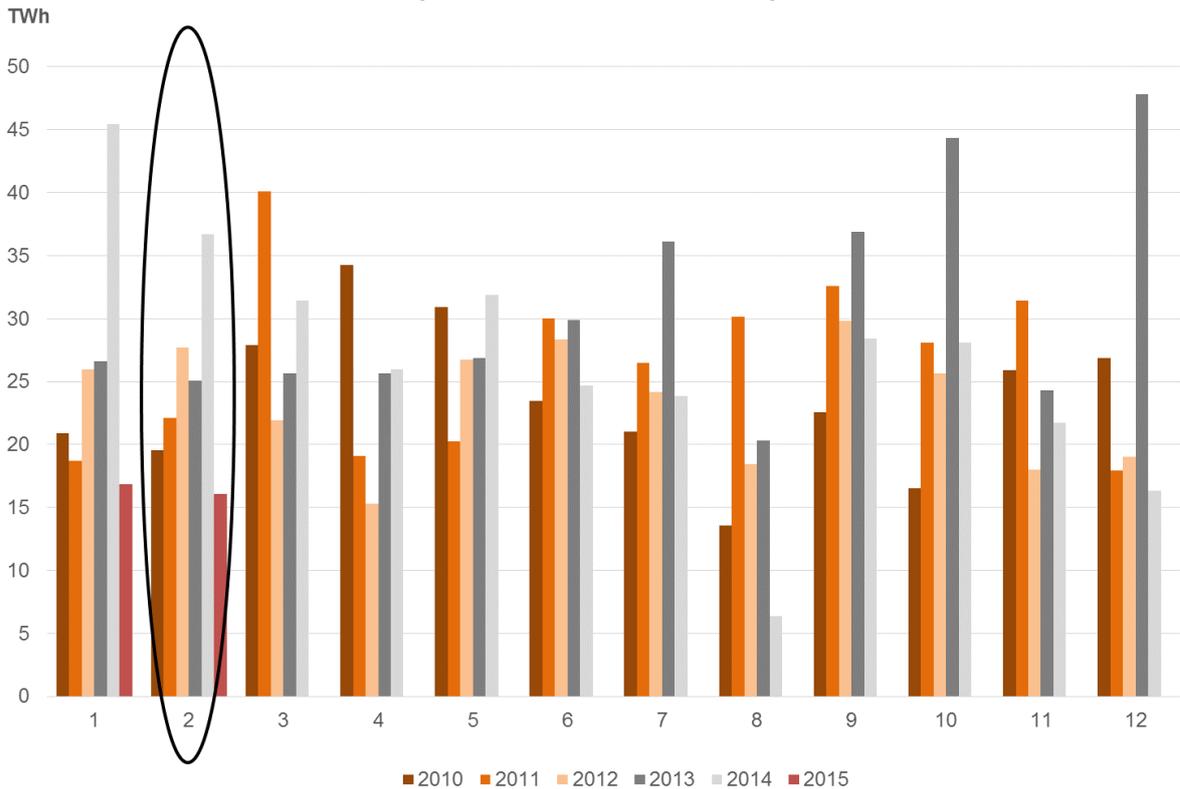
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (2010 a febrero 2015)**



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 2010. En el mes de febrero de 2015 el volumen negociado en dichos mercados (16,1 TWh) se redujo un 56,1% respecto al volumen negociado en el mismo mes del año anterior (36,7 TWh, en febrero de 2014).

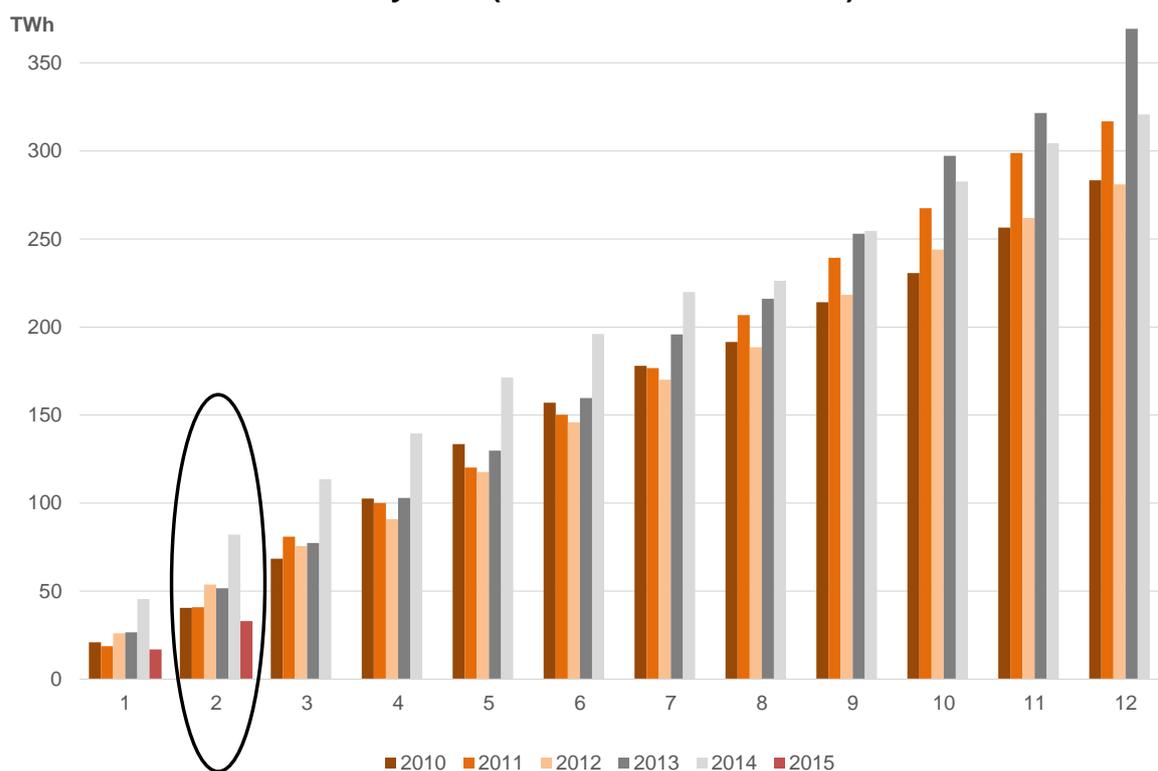
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (2010 a febrero de 2015)**



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.

**Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (2010 a febrero de 2015)**



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 enero y de febrero de 2015, 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 febrero de 2013 y febrero de 2015, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge la misma información que en el gráfico anterior, pero en términos porcentuales.

En febrero de 2015 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 85,1% (13,7 TWh). En el mes de enero de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (88,2%; 14,8 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 14,9% (2,4 TWh). En el mes de enero de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (11,8%; 2 TWh).

En febrero de 2015 el contrato de largo plazo más negociado fue el contrato trimestral, con el 42,8% (5,9 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (13,7 TWh)<sup>9</sup>. A continuación se situó el contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1, con el 32,4% (4,4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo (el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2 no se negoció en dicho mes).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación semanal con el 63,1% (1,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (2,4 TWh)<sup>10</sup>, seguido del contrato con liquidación diaria, con el con el 31,5% (0,8 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)**

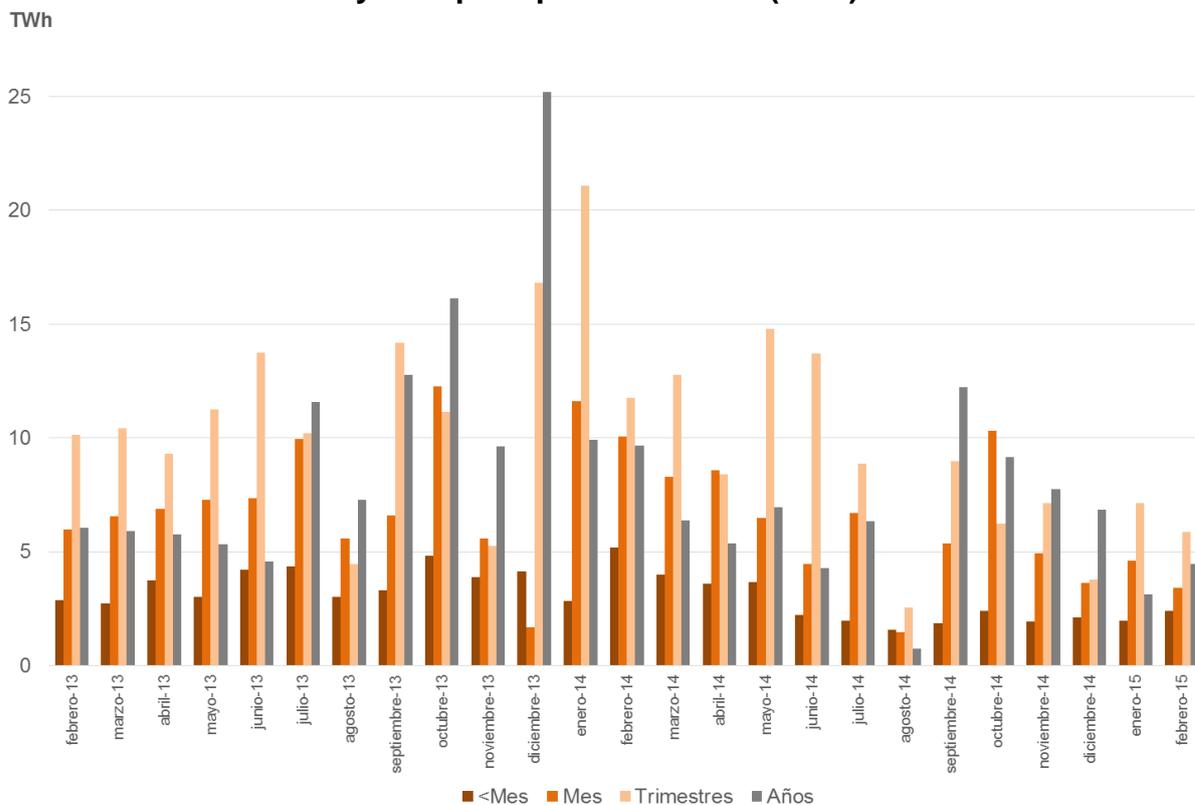
Tipo de contrato	Mes actual feb-15	Mes anterior ene-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	753	680	10,7%	10.044	30,2%
Fin de semana	130	153	-15,1%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	1.507	1.148	31,3%	21.368	64,2%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>2.390</b>	<b>1.981</b>	<b>20,6%</b>	<b>33.307</b>	<b>10,4%</b>
Mensual	3.395	4.307	-21,2%	81.839	28,5%
Trimestral	5.860	7.135	-17,9%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	281	-100,0%	0	0,0%
Anual	4.445	3.110	42,9%	85.578	29,8%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>13.699</b>	<b>14.832</b>	<b>-7,6%</b>	<b>287.449</b>	<b>89,6%</b>
<b>Total</b>	<b>16.089</b>	<b>16.813</b>	<b>-4,3%</b>	<b>320.755</b>	<b>100,0%</b>

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

<sup>9</sup> En el mes de enero de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (48,1%; 7,1 TWh).

<sup>10</sup> En el mes de enero de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (58 %; 1,1 TWh)

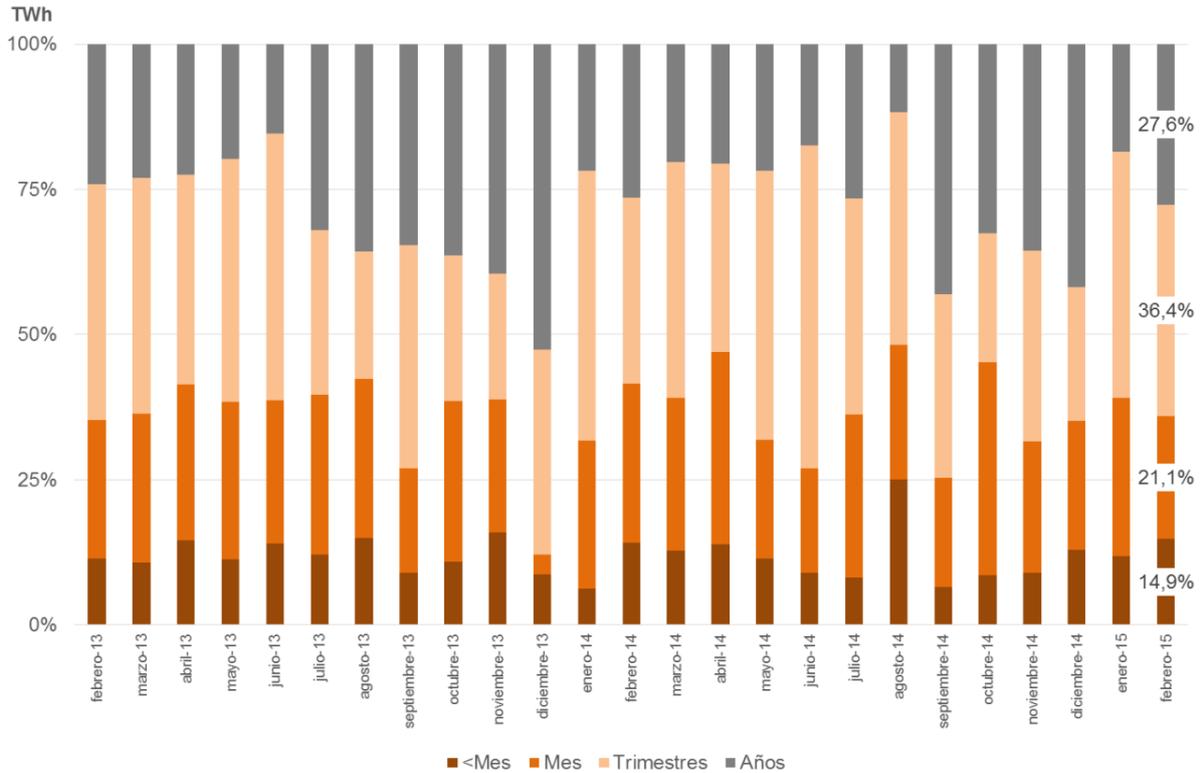
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**



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 %)**



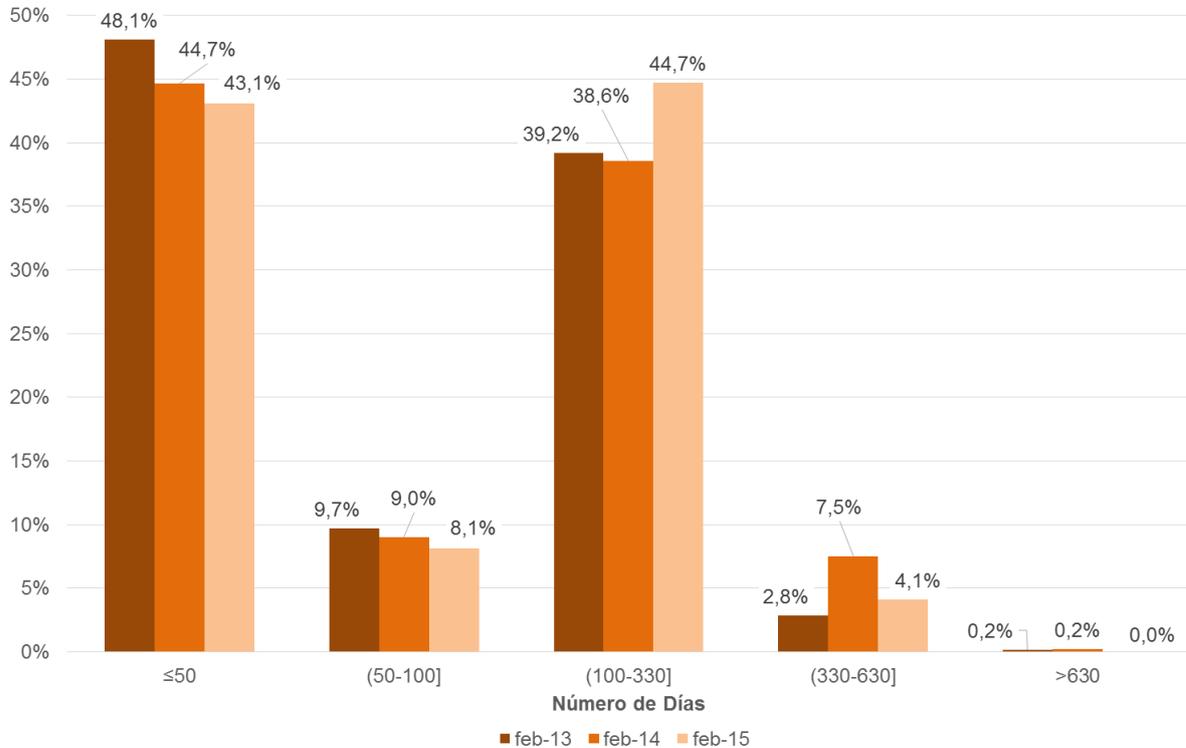
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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 febrero de 2015, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 51,2% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX, durante el mes de febrero de 2015, iniciarán su liquidación en 100 días (en febrero de 2014 este porcentaje ascendió al 53,7%, situándose para el conjunto de 2014 en el 65%). Por el contrario, en febrero de 2015 no se negociaron contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, mientras que en febrero de 2014, el porcentaje de contratos con vencimiento a dos años vista Cal+2 ascendió al 0,2% (véase Gráfico 11).

**Gráfico 11. Volumen negociado 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.

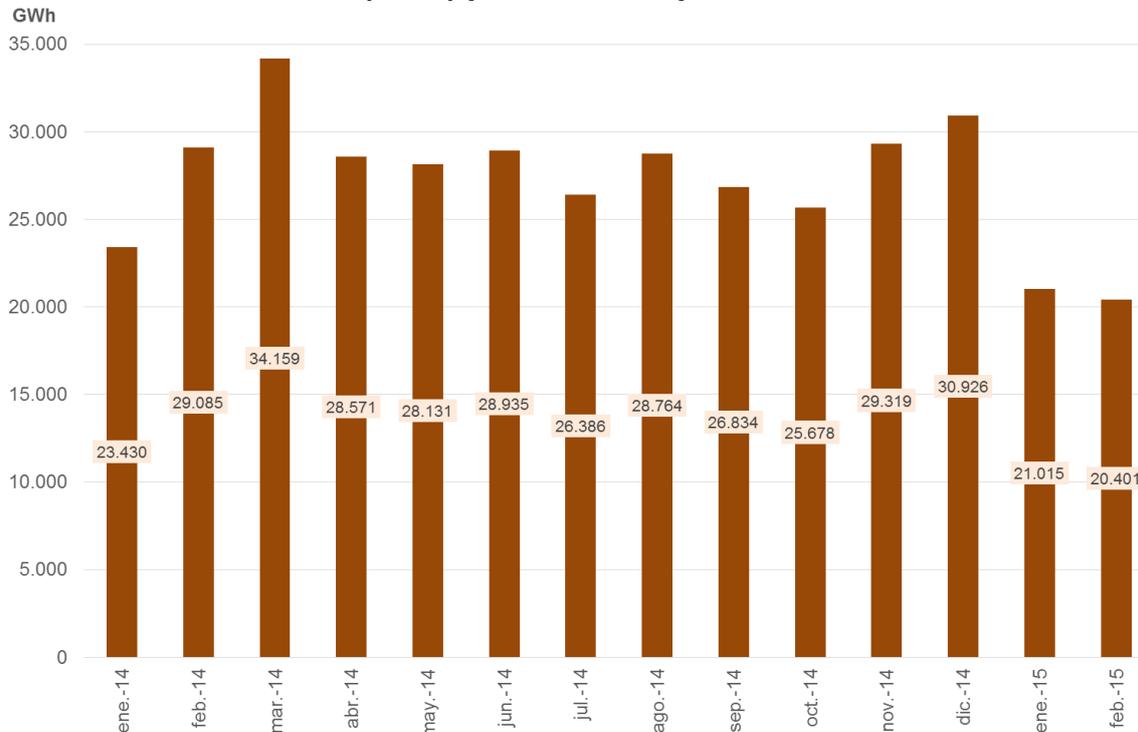
Hasta el 30 de enero de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en febrero de 2015<sup>11</sup> se situó en torno a 20.401 GWh, un 2,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2015 (21.015 GWh), y un 29,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2014 (29.085 GWh).

<sup>11</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2015: mensual feb-15, trimestral Q1-15, anual-15, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en febrero de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado, hasta el 30 de enero de 2015, sobre contratos con liquidación en febrero de 2015, el 88,3% (18.012 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual feb-15, trimestral Q1-15 y anual 2015), mientras que el 11,7% restante (2.390 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 febrero de 2015 (20.401 GWh) representó el 97,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.017 GWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**



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

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW), en los mercados OTC, OMIP y EEX, de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación<sup>12</sup>.

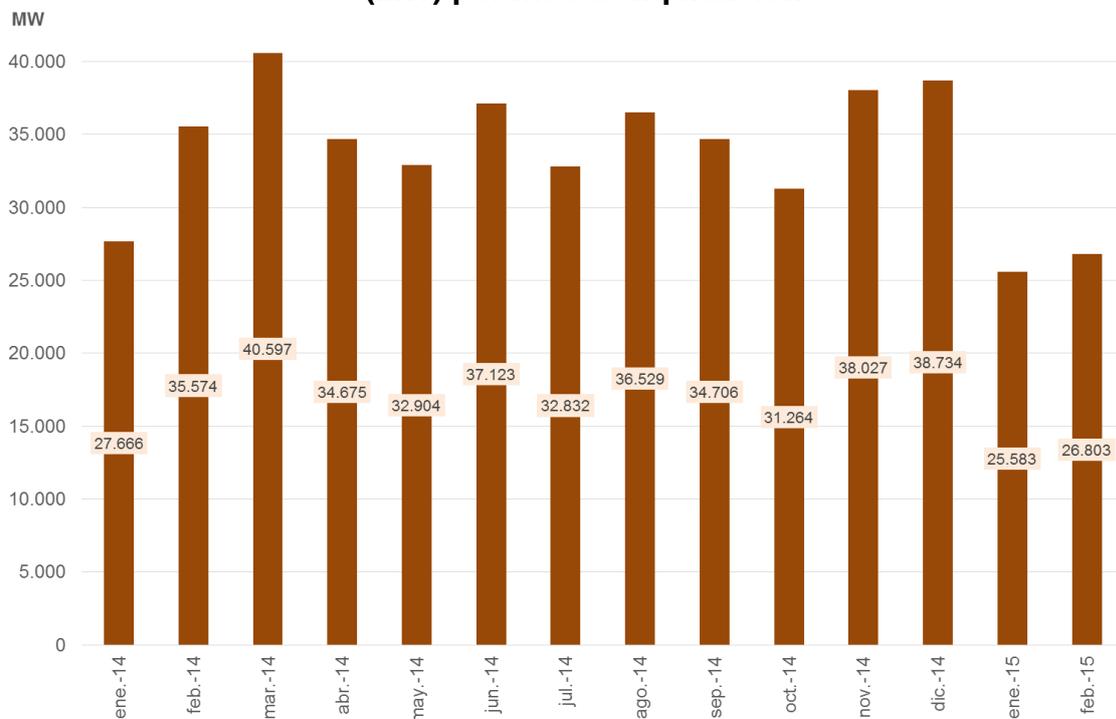
El volumen total de negociación, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2015

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

(feb-15, Q1-15 y anual 2015) se situó en torno a 26.803 MW, un 4,8% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2015 (25.583 MW), y un 24,7% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2014 (35.574 MW). El 26,1% (6.992 MW) del volumen total negociado sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2015 (26.803 MW) se registró en OMIClear<sup>13</sup> (véase Gráfico 14).

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de febrero de 2015, representó el 88% de la demanda horaria media de dicho mes de febrero (31.272 MW).

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



\* 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

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

La CNMC, si bien dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado de contado y en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no dispone de información sobre las contrapartes de las transacciones realizadas en el mercado OTC que no se hayan registrado en OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara.

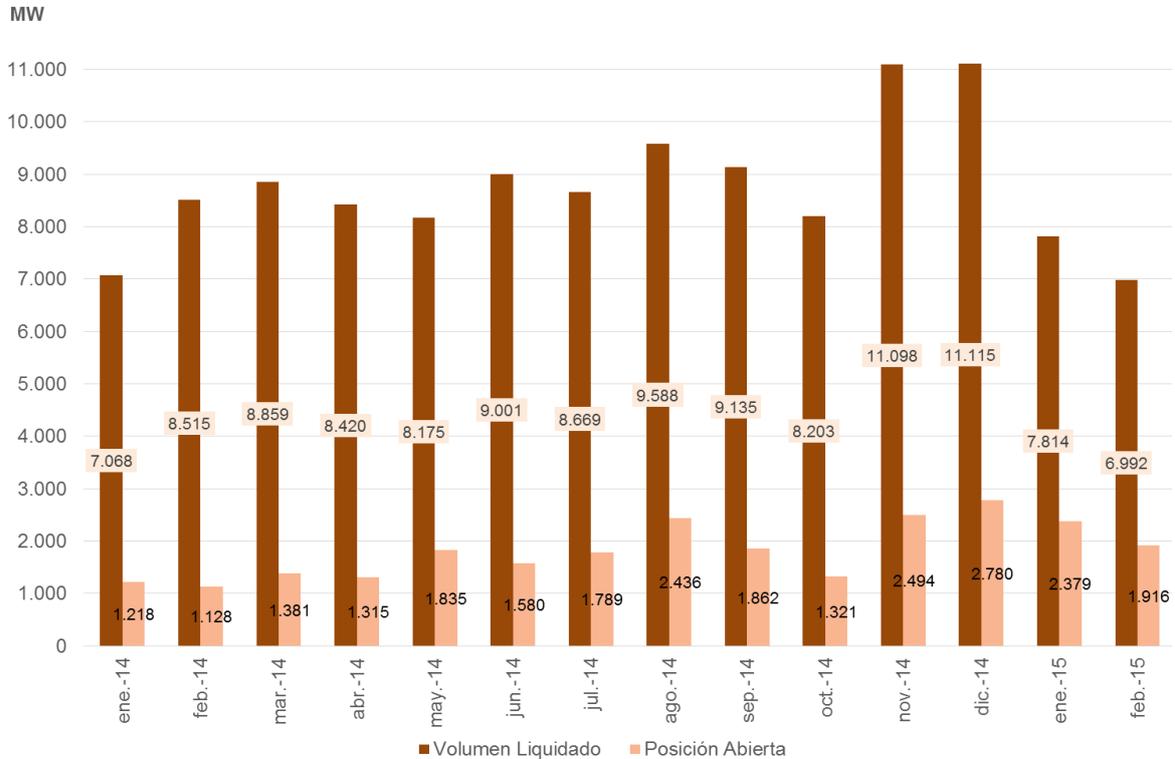
En este sentido, de los 6.992 MW con liquidación en febrero de 2015 que se registraron en OMIClear, el 72,6% (5.076 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 27,4% restante (1.916 MW) quedaron abiertas<sup>14</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 72,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>15</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en febrero de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

---

<sup>14</sup> Suma de las posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>15</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>16</sup> (MW)\***



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

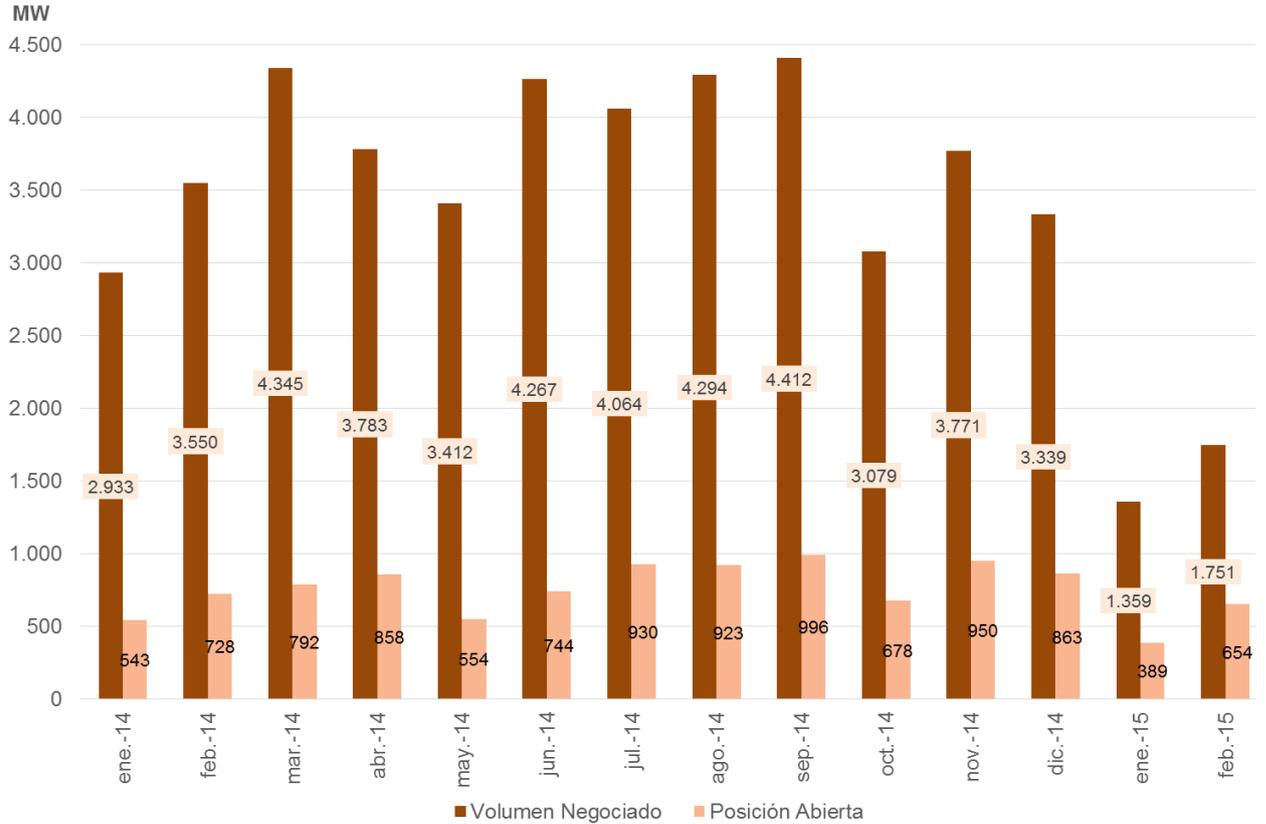
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing<sup>17</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2015 (26.803 MW), el 6,5% (1.751 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing (1.751 MW), el 62,6% (1.097 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 37,4% restante (654 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

<sup>16</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>17</sup> Información publicada por MEFF en su página web.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>18</sup> (MW)\***



\* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.  
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

<sup>18</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.

### **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) y en la sección 3.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 3.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y la sección 3.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 3.5 examina los determinantes de los precios spot en España.

#### **3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot 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 febrero de 2015, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán. Asimismo, fueron superiores a las cotizaciones en el mercado francés para los contratos con liquidación en el segundo y tercer trimestres de 2015 y en el año 2016, mientras que resultaron inferiores a las cotizaciones, en dicho mercado, de los contratos con liquidación en marzo y abril de 2015 y en el cuarto trimestre de 2015.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior. Las cotizaciones que más aumentaron fueron las de los contratos trimestrales con liquidación en 2015 (incrementos en las cotizaciones de los contratos con liquidación en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2015 del 4,9%, 3,9% y 4,4%, respectivamente).

Asimismo en el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia ascendente respecto al mes anterior. Las cotizaciones que más aumentaron fueron las de los contratos con liquidación en el segundo y cuarto trimestres de 2015 (incrementos del 9,2% y 9,5%, respectivamente).

Por su parte, en el mercado español las cotizaciones de todos los contratos a plazo considerados, excepto la del contrato mensual con liquidación en marzo de 2015, mostraron también una tendencia ascendente respecto al mes anterior. Las cotizaciones que más aumentaron fueron las de los contratos con liquidación en el segundo y cuarto trimestres de 2015 (incrementos del 4,8%, y 4,7%, respectivamente).

A 27 de febrero de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (45,13 €/MWh; +0,5%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (33 €/MWh; +2,7%) y en Francia (40 €/MWh; +4,7%).

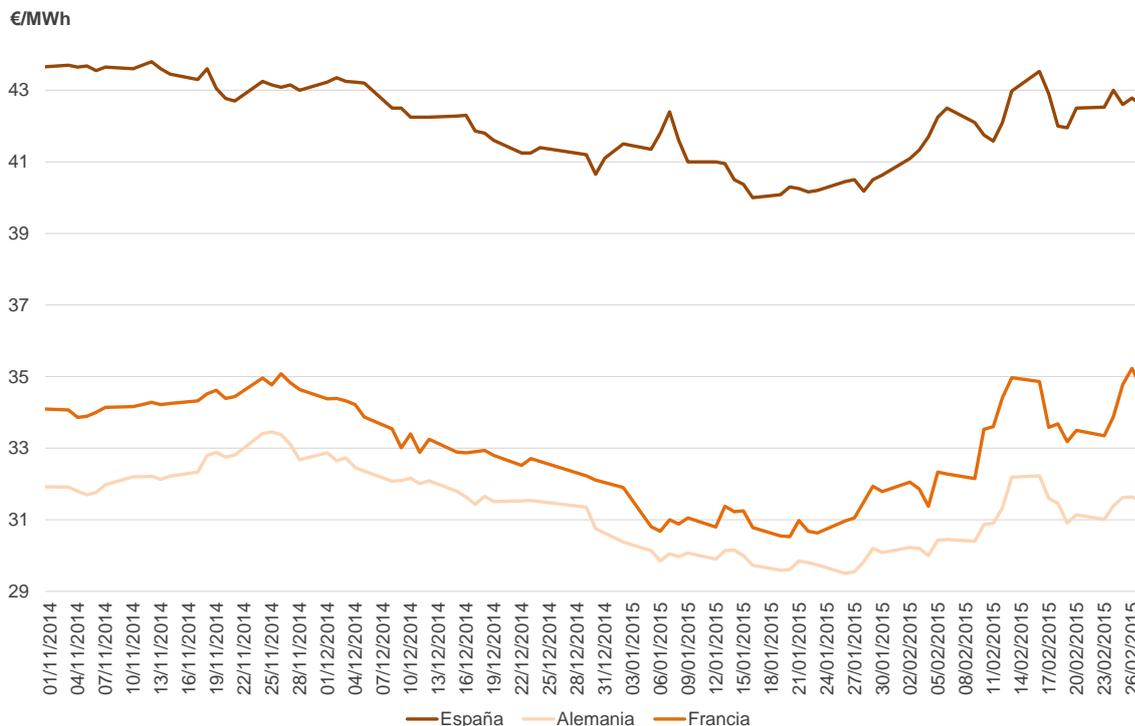
**Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

	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)		
	febrero-15	enero-15	% Variación feb. vs. ene.	febrero-15	enero-15	% Variación feb. vs. ene.	febrero-15	enero-15	% Variación feb. vs. ene.
mar-15	40,50	40,80	-0,7%	32,57	31,80	2,4%	43,98	40,51	8,6%
abr-15	37,50	35,84	4,6%	31,81	30,68	3,7%	39,10	36,46	7,2%
Q2-15	42,60	40,63	4,8%	31,54	30,08	4,9%	34,71	31,79	9,2%
Q3-15	48,80	46,80	4,3%	32,60	31,38	3,9%	33,28	31,29	6,4%
Q4-15	46,75	44,65	4,7%	35,77	34,26	4,4%	48,40	44,22	9,5%
YR-16	45,13	44,90	0,5%	33,00	32,14	2,7%	40,00	38,20	4,7%

Nota: Cotizaciones de enero a día 30 y cotizaciones de febrero a día 27.

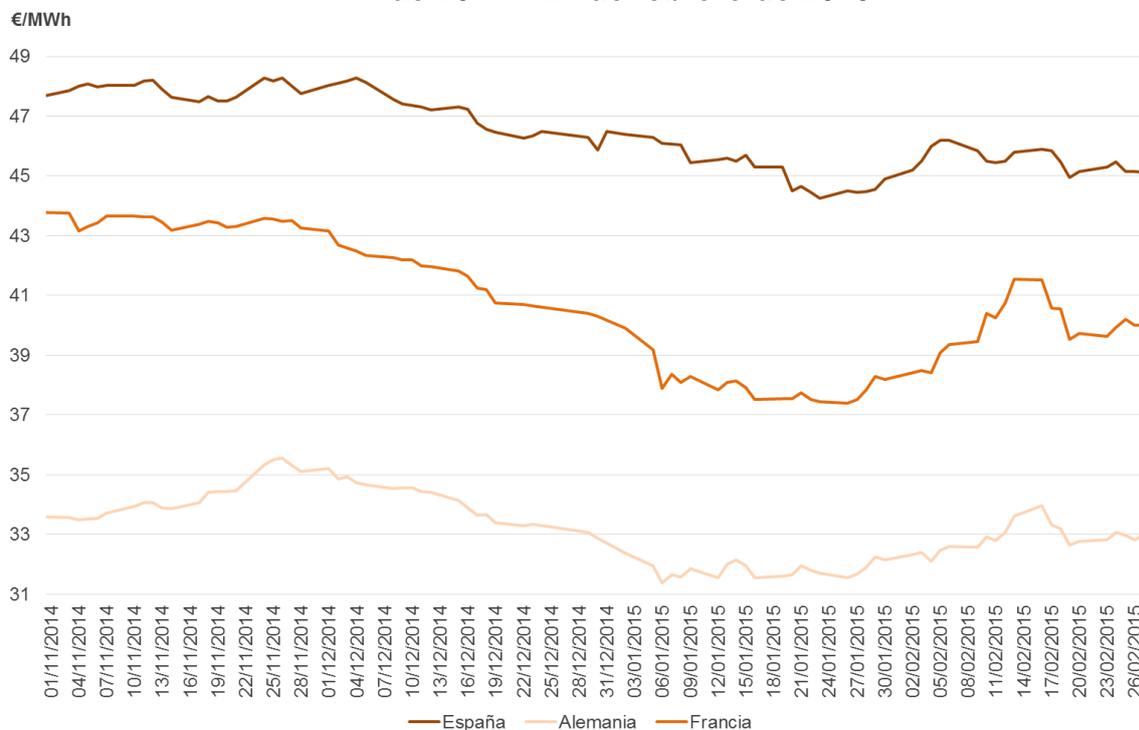
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de noviembre de 2014 – 27 de febrero de 2015**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de noviembre de 2014 – 27 de febrero de 2015**



Fuente: EEX y OMIP

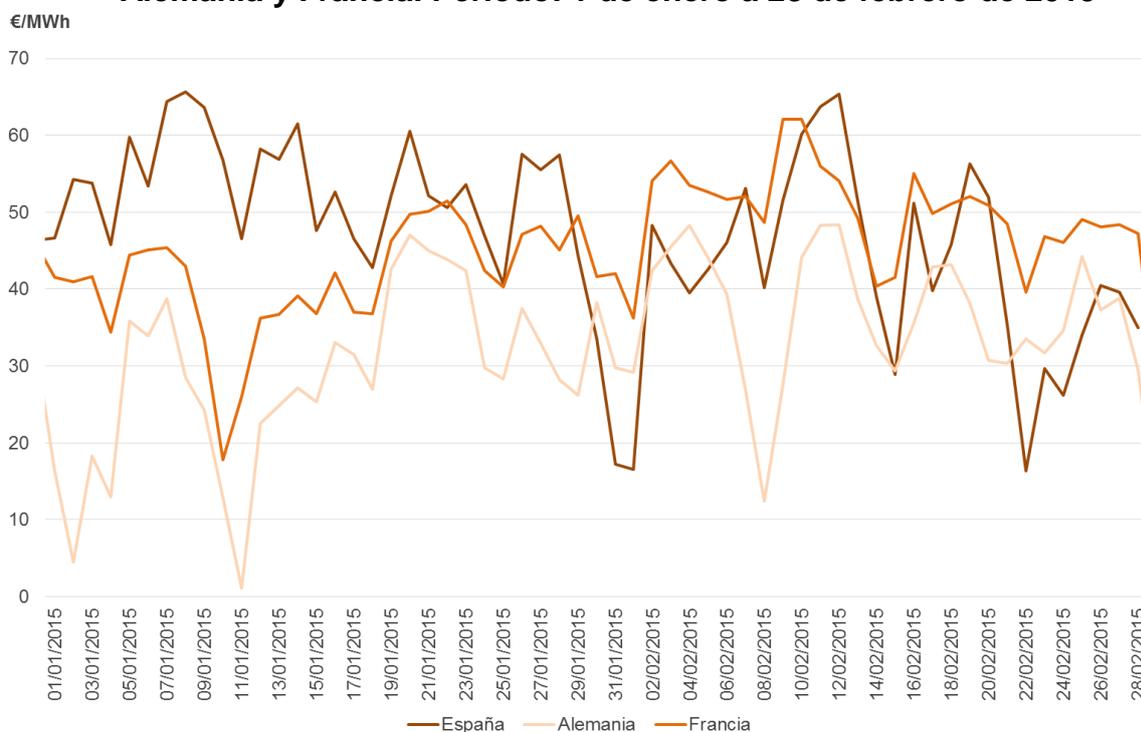
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de enero el precio medio del mercado diario en España, 42,57 €/MWh, disminuyó un 17,5% respecto al registrado en el mes anterior (51,60 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (36,06 €/MWh) y por debajo de los precios medios del mercado francés (49,82 €/MWh), los cuales aumentaron respecto a los del mes anterior (+23,7% en el mercado alemán y +21% en el mercado francés).

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

Precios medios	febrero-15	enero-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	42,57	51,60	-17,5%
Alemania	36,06	29,14	23,7%
Francia	49,82	41,16	21,0%

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

**Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de enero a 28 de febrero de 2015**



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

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

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales<sup>19</sup> con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y enero y febrero de 2015 (véase Cuadro 6).

En el mes de febrero de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo de 4,68 €/MWh. Por el contrario, en los mercados alemán y francés las primas de riesgo ex post de dicho mes se situaron en valores negativos (0,36 €/MWh y 0,87 €/MWh, respectivamente).

<sup>19</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 6. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2014 y 2015, 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)
ene-14	50,13	33,62	16,51	39,49	36,29	3,20	54,70	39,86	14,84
feb-14	34,70	17,12	17,58	35,91	33,70	2,21	40,26	38,93	1,33
mar-14	26,35	26,67	-0,32	0,00	31,25	-31,25	0,00	35,49	-35,49
abr-14	26,30	26,44	-0,14	29,72	31,01	-1,29	30,70	33,12	-2,42
may-14	38,80	42,41	-3,61	30,84	30,55	0,29	30,83	30,02	0,81
jun-14	51,15	50,95	0,20	29,88	31,99	-2,11	28,13	31,09	-2,96
jul-14	53,75	48,21	5,54	32,25	31,82	0,43	29,05	25,20	3,85
ago-14	48,00	49,91	-1,91	30,89	27,96	2,93	22,37	23,13	-0,76
sep-14	49,95	58,89	-8,94	34,46	35,27	-0,81	36,90	37,85	-0,95
oct-14	52,00	55,12	-3,12	34,65	34,50	0,15	45,75	40,94	4,81
nov-14	49,65	46,80	2,85	35,70	36,84	-1,14	45,72	39,49	6,23
dic-14	46,25	47,47	-1,22	36,37	32,15	4,22	47,61	41,86	5,75
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	29,14	2,88	39,36	41,16	-1,80
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,06	-0,36	48,95	49,82	-0,87

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

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

A lo largo del mes de febrero las cotizaciones de los contratos a plazo de los principales combustibles de referencia en Europa (crudo petrolífero Brent, gas natural en Reino Unido (NBP) y carbón (EEX ARA)) presentaron una tendencia ascendente tal y como se muestra en el Cuadro 7. Por su parte, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> apenas variaron con respecto al mes anterior.

Con datos a 27 de febrero de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo fueron los que registraron las mayores tasas de variación respecto al mes anterior (un 15% en media para los contratos mostrados en el Cuadro 7), seguidos de los precios del gas natural (en torno a un 13% de incremento medio), y del carbón (alrededor de un aumento medio del 8%).

Asimismo, mostraron una tendencia ascendente los precios de contado del crudo (+29,5%) y del gas natural (+9,6%).

**Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

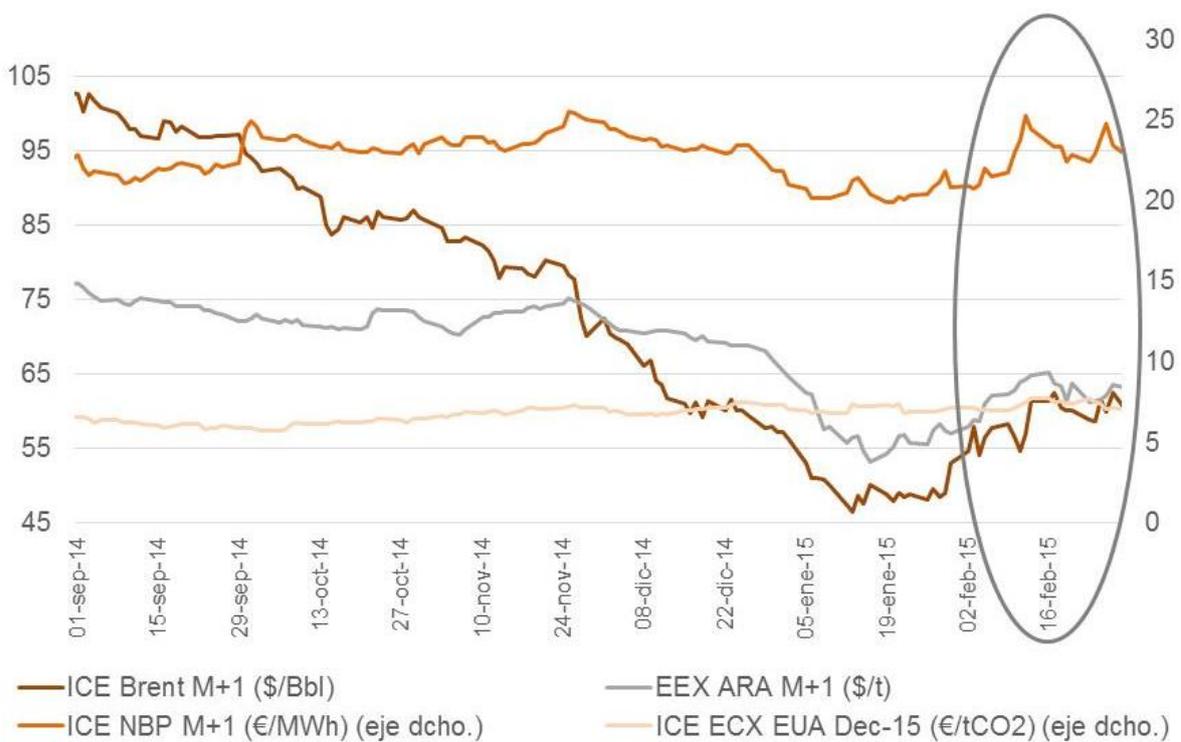
	Cotizaciones en febrero de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en enero de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	27-feb-15	Mín.	Máx.	30-ene-15	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent <b>Spot</b>	61,99	52,27	61,99	47,86	45,22	54,98	29,5%
Brent entrega a <b>un mes</b>	62,58	54,16	62,58	52,99	46,59	57,33	18,1%
Brent entrega a <b>doce meses</b>	69,43	63,83	69,43	62,44	57,66	66,08	11,2%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>							
Gas NBP <b>Spot</b>	24,22	21,82	25,50	22,11	19,66	22,11	9,6%
Gas NBP entrega <b>Q2-15</b>	22,42	19,79	23,07	19,65	18,61	20,55	14,1%
Gas NBP entrega <b>Q3-15</b>	21,69	19,52	22,56	19,29	18,37	20,27	12,4%
Gas NBP entrega <b>Q1-16</b>	25,72	23,17	26,35	22,95	22,00	23,54	12,1%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón entrega <b>Mar-15</b>	63,70	57,90	65,23	58,58	53,88	64,06	8,7%
Carbón entrega <b>Q2-15</b>	62,91	58,20	64,16	57,43	54,68	63,50	9,5%
Carbón entrega <b>2016</b>	63,35	60,37	64,78	59,12	57,65	65,47	7,2%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2015</b>	7,15	6,99	7,76	7,15	6,80	7,41	0,0%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2016</b>	7,25	7,11	7,88	7,28	6,93	7,55	-0,4%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

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

La tendencia general ascendente de los precios de los combustibles, así como la estabilización de precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, durante el mes de febrero, se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20).

**Gráfico 19. 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 septiembre 2014 – 28 febrero 2015**



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

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, 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 septiembre 2014 – 28 febrero 2015**



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

Al cierre del mes de febrero de 2015, tanto el dólar como la libra esterlina se apreciaron con respecto al euro, en relación al cierre del mes de enero de 2015. El tipo de cambio para el dólar se situó en 1,12 \$/€ al final del mes de febrero de 2015, frente a una cotización de 1,13 \$/€ al cierre de enero de 2015. Análogamente, la libra esterlina se situó en 0,73 £/€, al cierre de febrero de 2015, frente a 0,75 £/€ al cierre de enero de 2015.

Entre los factores que contribuyeron al incremento de los precios del crudo cabe destacar: (i) la depreciación del dólar en la primera mitad del mes de febrero; (ii) la reducción de la actividad de perforación de pozos petrolíferos en Estados Unidos (menor número de plataformas); (iii) el conflicto bélico en Libia; (iv) el aumento, respecto a lo previsto, de la producción en las fábricas chinas, unido a las expectativas de aplicación de una política de expansión monetaria, que reactivaría la demanda de crudo procedente del país asiático; (v) los pronósticos de la OPEP de una mayor demanda para 2015, así como de menor producción por parte de los países no pertenecientes a la OPEP (frente a expectativas previas); y (vi) la superación de las expectativas de crecimiento económico de la eurozona.

Por su parte, el aumento de los precios a plazo del gas natural se justificaría por: (i) la incertidumbre respecto a los flujos en tránsito desde Rusia; (ii) el pronóstico de temperaturas inferiores para el mes de marzo; (iii) la decisión del gobierno holandés de disminuir en un 50% la producción de gas natural, durante los próximos seis meses, en el mayor yacimiento del país (en Groningen), debido al riesgo de posibles terremotos; (iv) los próximos mantenimientos en infraestructuras noruegas; y (v) la fuerte demanda procedente de Italia.

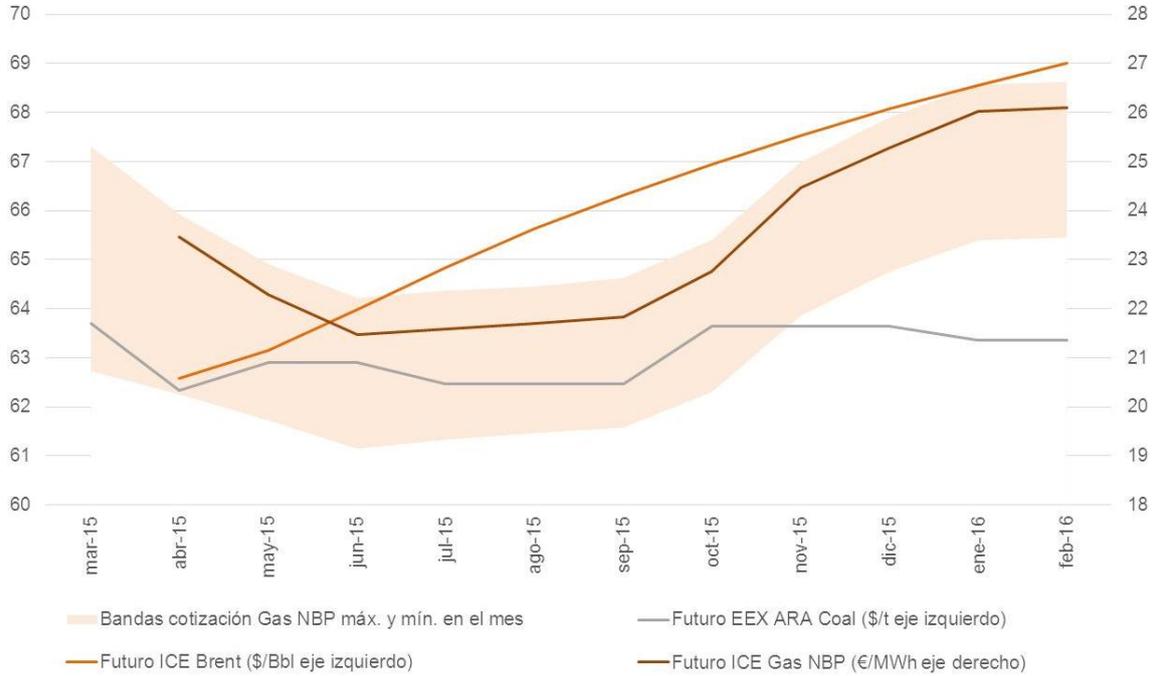
Por lo que se refiere al incremento del precio de contado del gas natural, éste se explicaría por las bajas temperaturas registradas, los menores suministros procedente de Noruega y Holanda, así como por la indisponibilidad no programada del mayor almacenamiento subterráneo británico. Asimismo, debe destacarse que las existencias en los almacenamientos subterráneos en Europa están disminuyendo, situándose por debajo del mínimo registrado en el año de gas 2013.

En el incremento de los precios del carbón habrían influido: (i) el anuncio de restricciones logísticas en el transporte ferroviario nocturno desde las minas a los puertos de la costa caribeña de Colombia; (ii) la tendencia ascendente de los precios de la electricidad y del gas natural en Europa; (iii) las coberturas de posiciones cortas; así como (iv) la menor entrada de cargamentos en los puertos de Amsterdam, Rotterdam y Amberes.

Por último, la estabilización en los precios de los derechos de emisión se habría visto justificada por la aprobación del mecanismo conocido como “*reserva para la estabilidad del mercado*”, por parte del Comité de Medioambiente del Parlamento Europeo. Dicho mecanismo empezaría a aplicarse a finales de 2018.

Al cierre del mes de febrero, las curvas a plazo del Brent y del gas natural siguen mostrando una tendencia ascendente de precios (curvas forward en “contango”), tal y como se observa en el Gráfico 21. Para el caso del gas natural, al tratarse del combustible con mayor volatilidad, se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo en el mes de febrero, observándose que la mayor variación de precios (máximo-mínimo) se registraría en el mes de marzo de 2015.

**Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 27 de febrero de 2015  
 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

**[CONFIDENCIAL]**

**3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-15 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)**

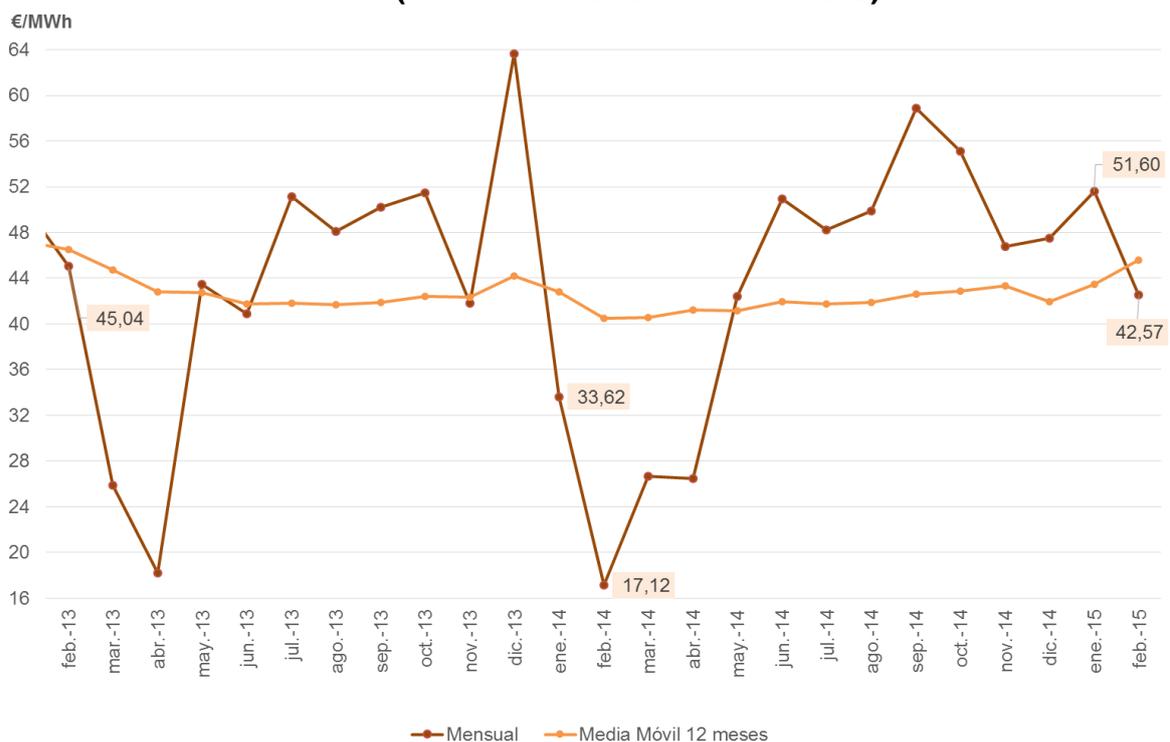
**[CONFIDENCIAL]**

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

En el Gráfico 22 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre febrero de 2013 y febrero de 2015.

En el mes de febrero de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 42,57 €/MWh<sup>20</sup>, un 17,5% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (51,60 €/MWh) y un 148,7% superior al precio spot medio registrado en febrero de 2014 (17,12 €/MWh). En febrero de 2014, se registró un aumento de generación renovable, debido a la coincidencia de un volumen elevado de producción con tecnología hidráulica y eólica, lo que propició el descenso del precio del mercado diario.

**Gráfico 22. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de febrero 2013 a febrero 2015)**



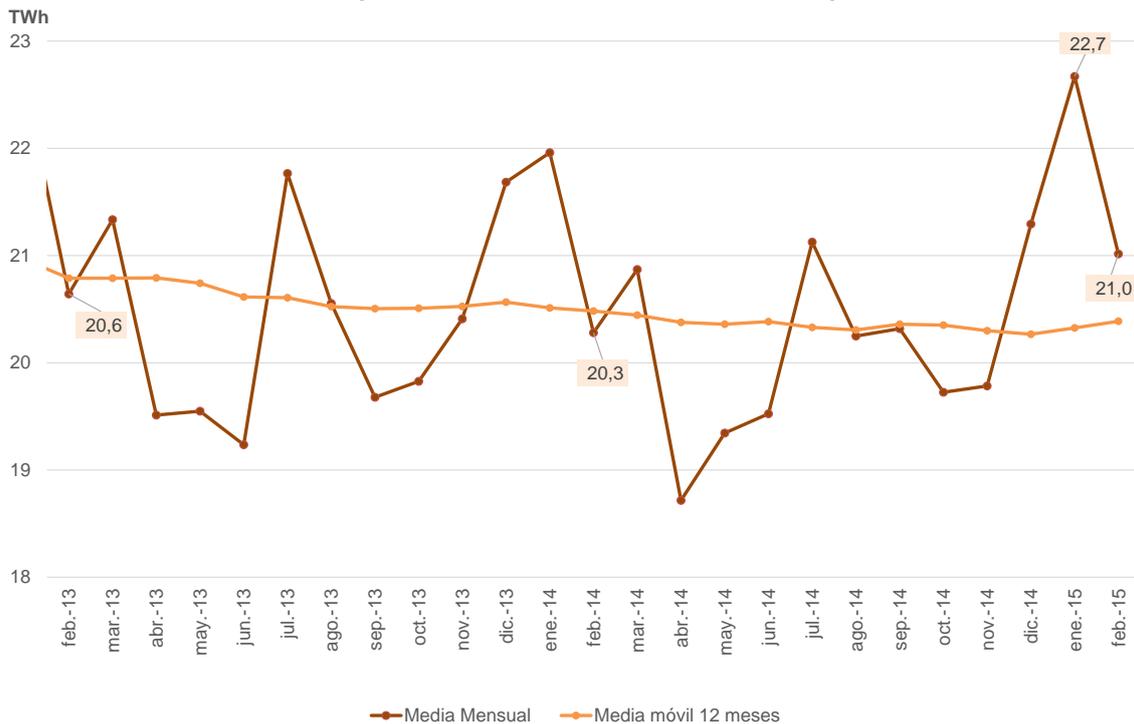
Fuente: OMIE

En el Gráfico 23 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

<sup>20</sup> En febrero de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 42,572 €/MWh, un 0,01% superior al precio spot medio español (42,568). En 2014 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 486 horas de las 8.760 horas totales (5,5% del total de las horas de 2014) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de 0,28 €/MWh).

En el mes de febrero, la demanda se cifró en 21,0 TWh, un 7,3% inferior al valor registrado en el mes anterior (22,7 TWh) y un 3,6% superior que la demanda del mismo mes del año anterior (20,3 TWh en febrero de 2014). En el mes de febrero, la demanda fue un 3,1% superior a la media móvil anual.

**Gráfico 23. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) (de febrero 2013 a febrero 2015)**



Fuente: REE

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de febrero de 2014, enero y febrero de 2015, y para el conjunto del año 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de febrero de 2015 destacó el incremento de la producción con tecnología hidráulica (+38,5%) y eólica (+21,7%) con respecto al mes anterior. Por el contrario, disminuyó la producción con carbón (-40,5%), la de los ciclos combinados (-24,1%) y la generación con energía nuclear (-10%).

El menor nivel de demanda respecto al mes anterior junto al aumento registrado en la producción con tecnología hidráulica y eólica contribuyeron a la bajada del precio del mercado spot en el mes de febrero (-17,5% respecto al registrado en el mes anterior).

**Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte  
(TWh)**

	feb-15	ene-15	feb-14	% Var. feb-15 vs. ene-15	% Var. feb-15 vs. feb-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	3,28	2,37	5,49	38,5%	-40,1%	36.003	14,8%
Nuclear	4,93	5,48	4,93	-10,0%	-0,1%	57.421	23,6%
Carbón	3,13	5,26	0,75	-40,5%	316,8%	43.734	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0	0,0%
CCGT	1,73	2,28	1,23	-24,1%	40,3%	21.737	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3,10	3,40	2,85	-8,8%	8,8%	43.496	17,9%
Resto hidráulica	0,60	0,52	0,70	14,4%	-14,7%	6.861	2,8%
Eólica	6,03	4,96	5,97	21,7%	1,0%	51.041	21,0%
<b>Total generación bruta</b>	<b>22,80</b>	<b>24,27</b>	<b>21,93</b>	<b>-6,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>260.293</b>	<b>-</b>
Consumos generación	-0,53	-0,71	-0,40	-25,8%	33,0%	-6.649	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,57	-0,51	-0,67	12,4%	-14,5%	-5.672	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	-0,56	-0,26	-0,49	114,9%	13,6%	-3.483	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,11	-0,11	-0,09	0,9%	29,5%	-1.296	-0,5%
<b>Total demanda transporte</b>	<b>21,02</b>	<b>21,29</b>	<b>21,96</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>243.186</b>	<b>243.186</b>

Fuente: REE

