



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

19 de febrero de 2015

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>)	7
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en el mercado de futuros de OMIP	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC y OMIP por tipo de contrato	13
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC y OMIP por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	16
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC y OMIP por mes de liquidación	17
3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	20
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	21
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	24
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	26
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)	30
3.5. Análisis de los precios spot en España	31

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 enero de 2015, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de los contratos con liquidación en febrero y marzo de 2015 mostraron, asimismo, una tendencia alcista (un 2,4% y 3,3%, respectivamente). Por el contrario, las cotizaciones a plazo de los contratos trimestrales con liquidación en trimestres de 2015 y anuales con liquidación en 2016 y 2017 registraron un comportamiento descendente. Concretamente, los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2015 contabilizaron un descenso del 1,1% y 4,6%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 30), en 40,63 €/MWh, el Q2-15 y en 46,80 €/MWh, el Q3-15.

Asimismo, fue descendente el comportamiento del precio del contrato anual con liquidación en el año 2016, que a cierre de mes (30 de enero) se situó en 44,90 €/MWh (-3,4%) respecto a la registrada a finales de diciembre de 2014.

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.

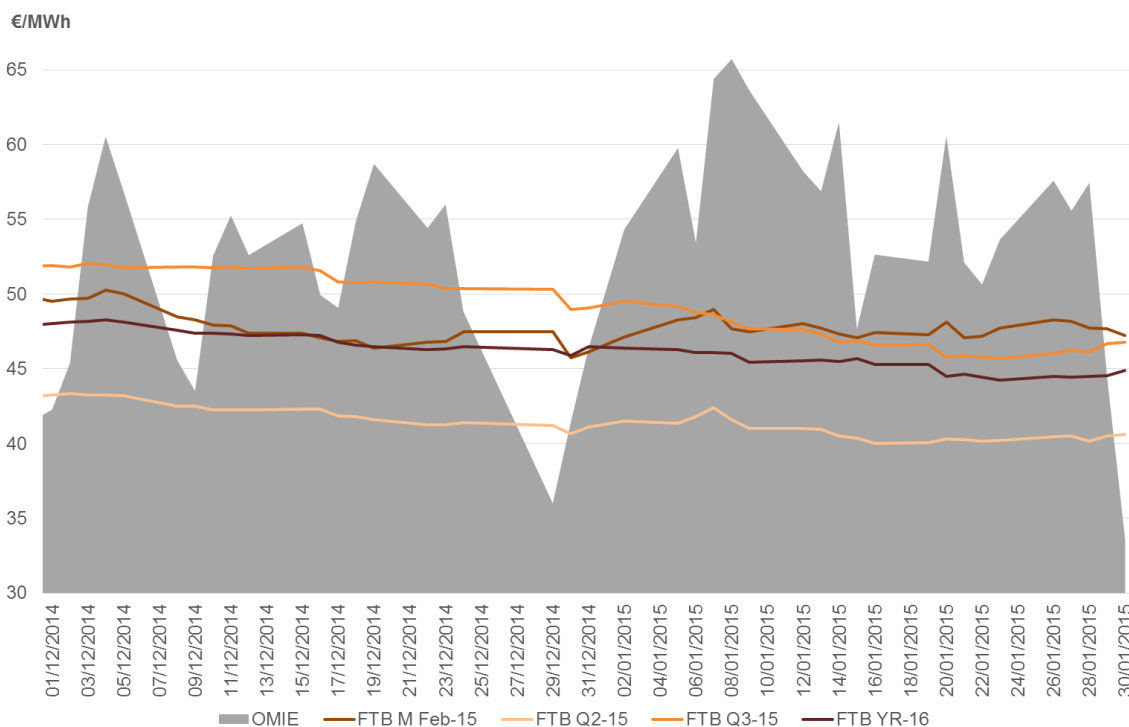
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE ENERO DE 2015				MES DE DICIEMBRE DE 2014				% Variación últ. cotización ene-15 vs. dic-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
feb-15	47,25	48,95	47,10	47,72	46,13	50,25	45,75	47,82	2,4%
mar-15	40,80	41,30	38,78	40,14	39,50	42,02	38,38	40,13	3,3%
abr-15	35,84	35,89	28,75	35,03	-	-	-	-	-
Q2-15	40,63	42,40	40,00	40,75	41,10	43,35	40,65	42,13	-1,1%
Q3-15	46,80	49,50	45,70	47,09	49,05	52,08	48,98	51,13	-4,6%
Q4-15	44,65	47,90	44,25	45,53	48,25	49,21	47,75	48,60	-7,5%
Q1-16	48,39	49,85	47,83	48,65	-	-	-	-	-
Año 2016	44,90	46,40	44,25	45,24	46,50	48,28	45,88	47,13	-3,4%
Año 2017	45,85	47,35	45,20	46,19	47,45	49,23	46,83	48,08	-3,4%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de diciembre a 31/12/14. Cotizaciones de enero corresponden a las del día 30/01/2015.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

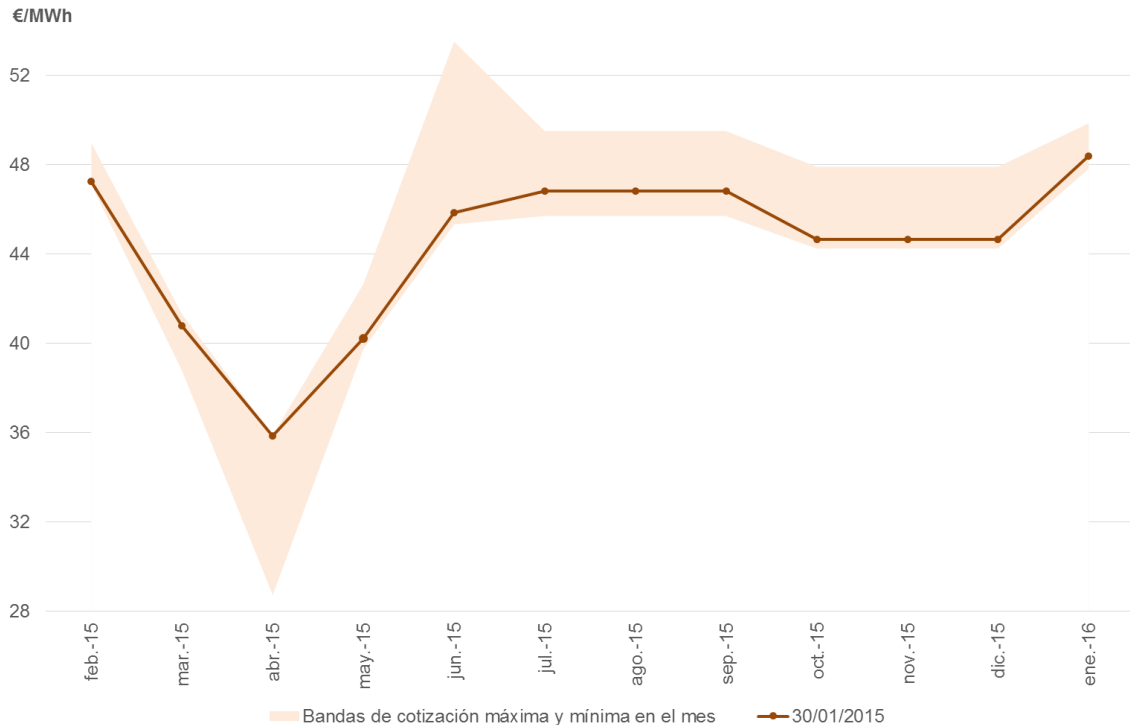
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 diciembre de 2014 - 31 de enero de 2015



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 enero de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo hasta el mes de abril de 2015 y a partir de este mes 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)

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

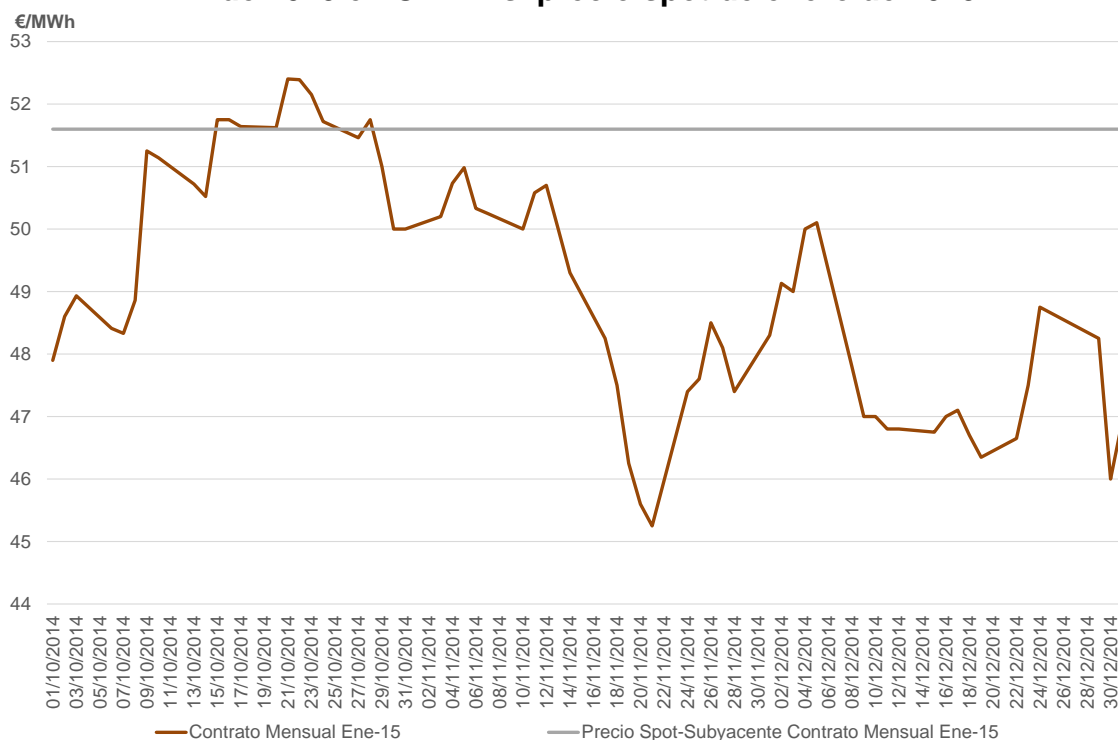
En el mes de enero el precio medio del mercado diario (51,60 €/MWh) aumentó un 8,7% respecto al registrado en el mes previo (47,47 €/MWh).

La última cotización disponible del contrato mensual con vencimiento en enero de 2015 en OMIP (de 31 de diciembre de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 46,93 €/MWh para dicho mes, un 9,1% inferior al precio spot finalmente registrado (51,60 €/MWh). Las cotizaciones máximas y mínimas de dicho contrato durante su periodo de negociación en OMIP² se alcanzaron el 21 de noviembre (52,40 MWh) y el 21 de noviembre (45,25 €/MWh) (véase Gráfico 3). Por tanto, la diferencia máxima en las cotizaciones del contrato mensual con vencimiento en enero de 2015 fue 7,15 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron negativas en todo el horizonte de cotización del contrato excepto entre el 15 y el 24 de octubre de 2014 y por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) excepto en dicho periodo.

² Del 1 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

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

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



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

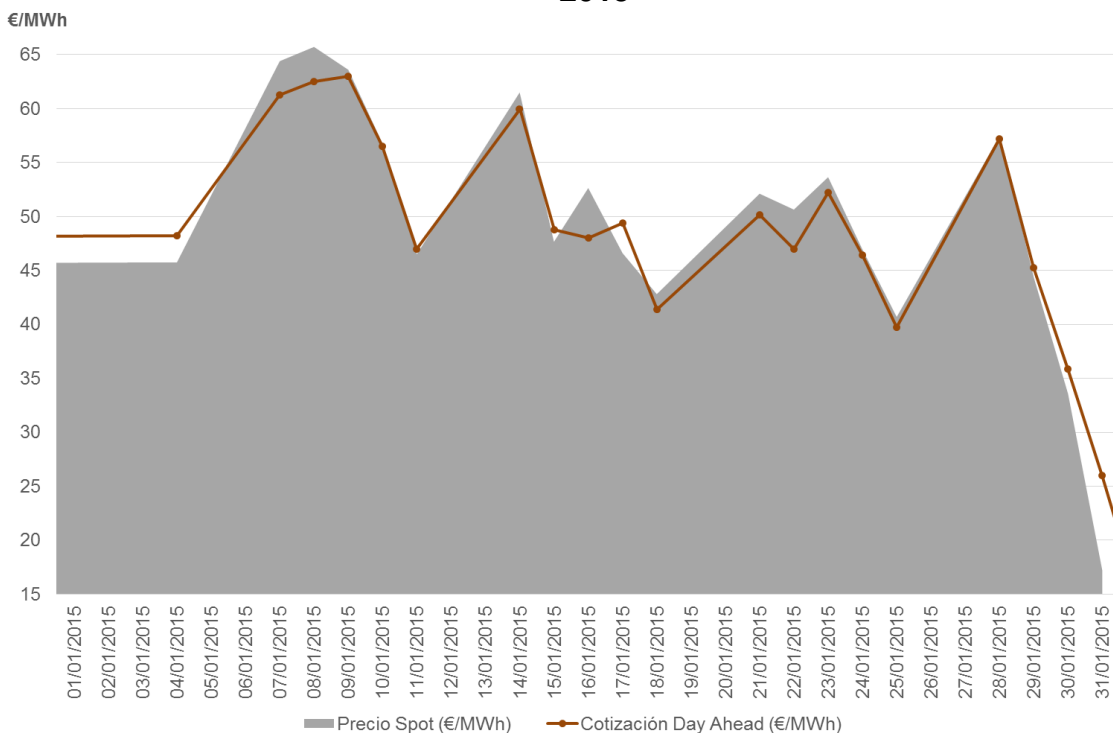
Para el mes de febrero, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (30 de enero), anticipa un precio medio del mercado diario de 47,25 €/MWh.

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

En enero de 2015, los precios de los contratos *day-ahead* han anticipado, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en enero de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que ha habido cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 49,53 €/MWh, fue superior en 1,85 €/MWh a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en enero de 2015 (47,68 €/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 y el precio del subyacente) ha sido negativa (1,85 €/MWh), y las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron, en media, con beneficios (pérdidas).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

⁴ 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.

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 (mercado organizado –OMIP– 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.

2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en el mercado de futuros de OMIP

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en el mercado de futuros de OMIP y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de diciembre de 2014 y enero de 2015⁵.

En el mes de enero de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC y OMIP se situó en torno a 16,8 TWh, un 2,9% superior al volumen registrado en el mes anterior (16,3 TWh, en diciembre de 2014), y un 63% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (45,4 TWh en enero de 2014)⁶.

El volumen negociado en OMIP en enero de 2015 representó el 9,1% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC), frente al 14,6% en diciembre de 2014. En 2014, el volumen negociado en OMIP supuso el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

⁵ 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.

En relación a los datos 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.

⁶ 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 enero de 2014, ya que los agentes con posiciones compradoras en los mercados a plazo antes de la subasta que no pudieron deshacer dichas posiciones en la 25ª subasta CESUR pudieron hacerlo en el mercado OTC y en OMIP.

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC y OMIP, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados, durante enero de 2015, representó el 74,2% de la demanda eléctrica peninsular de enero de 2015 (22,7 TWh), inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación de todo el año 2014 (320,8 TWh) en la demanda eléctrica peninsular (243,2 TWh).

Finalmente, en el mes de enero 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 EEX⁷) se situó en 6,3 TWh (+102,6% respecto al mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó un 41,3% en enero de 2015. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (20,1%), situándose para el conjunto de 2014 en un 29,4%.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual Enero 2015	Mes anterior Diciembre 2014	% Variación	Total 2014
OMIP	1.523	2.388	-36,2%	37.527
OTC	15.290	13.953	9,6%	283.229
OTC registrado y compensado*:	6.320	3.882	62,8%	83.255
<i>OMIClear</i>	3.055	1.849	65,2%	49.558
<i>BME Clearing</i>	3.018	1.911	57,9%	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	247	122	102,6%	1.570
Total (OMIP y OTC)	16.813	16.341	2,9%	320.755

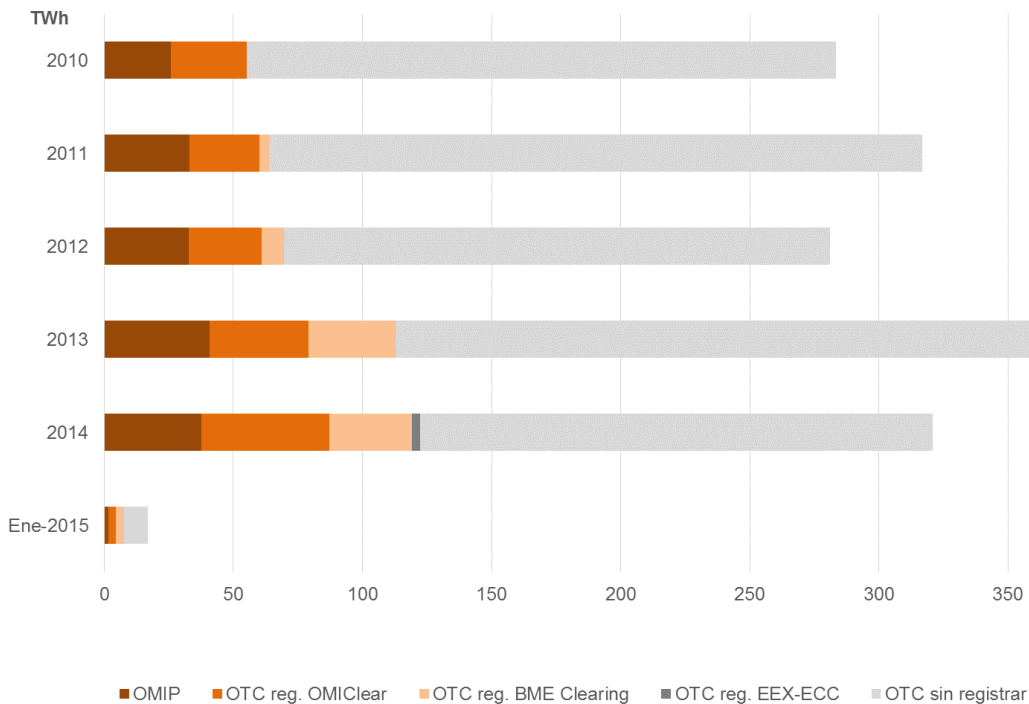
* El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden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

⁷ 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, a partir del 16 de febrero de 2015 se podrán negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX.

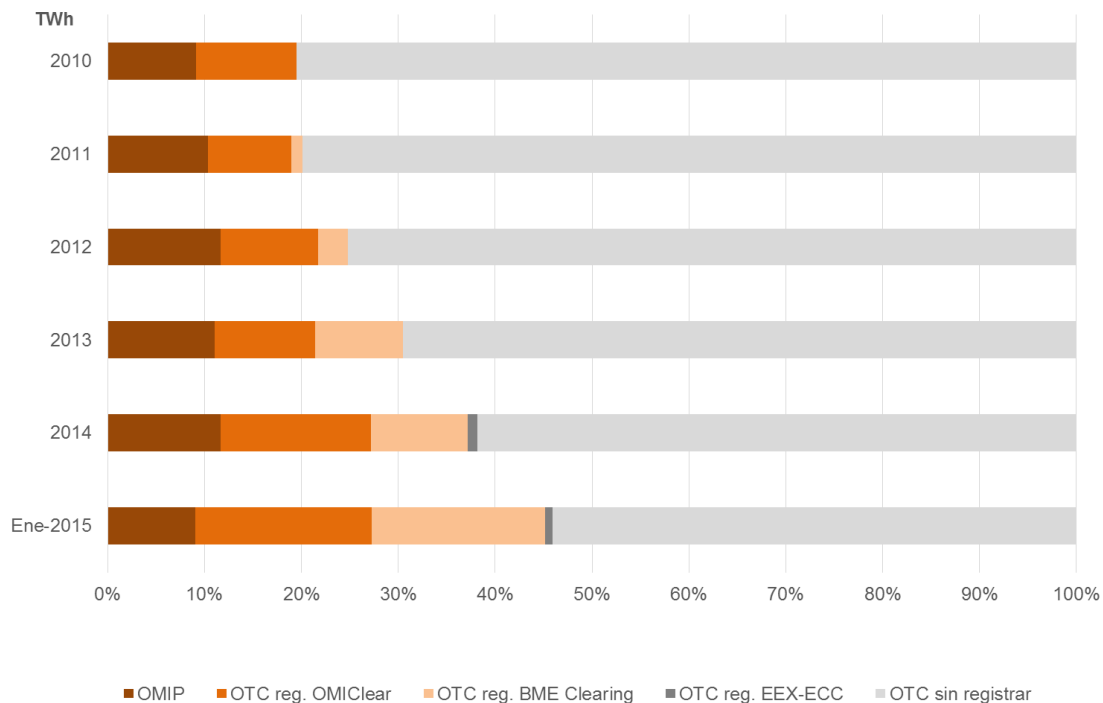
En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2010 hasta el 30 de enero de 2015, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

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



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

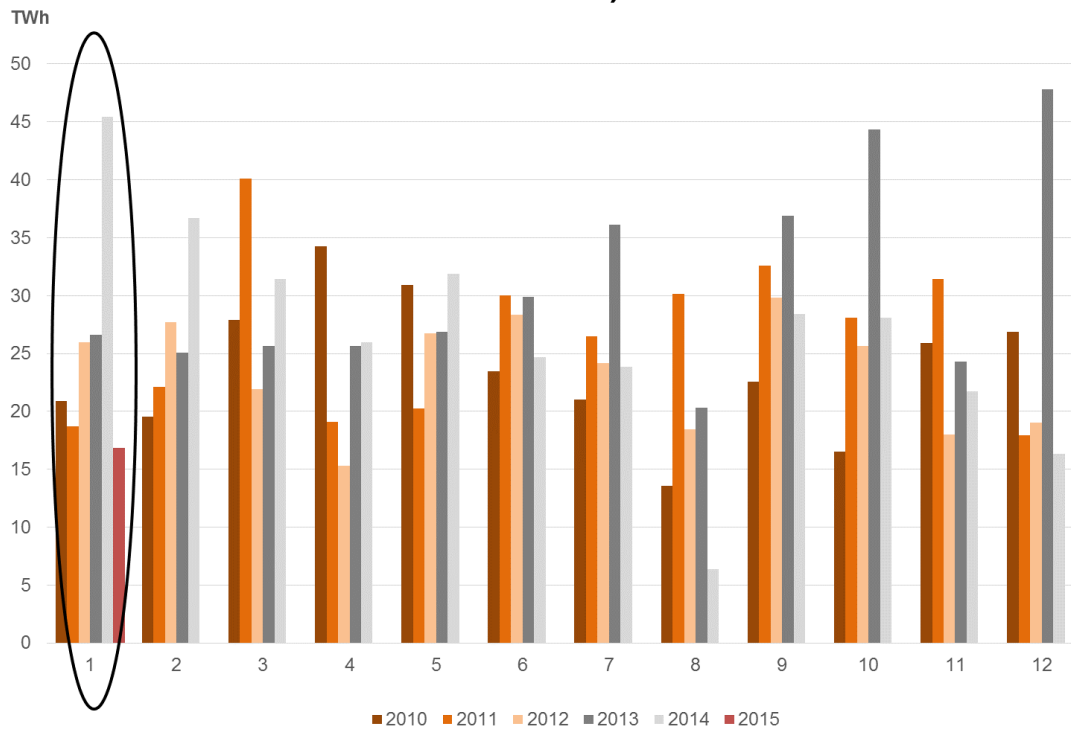
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (2010 a enero 2015)



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 y OMIP desde enero de 2010. En el mes de enero de 2015, el volumen negociado en dichos mercados (16,8 TWh) se redujo un 63% respecto al volumen negociado en el mismo mes del año anterior (45,4 TWh, en enero de 2014).

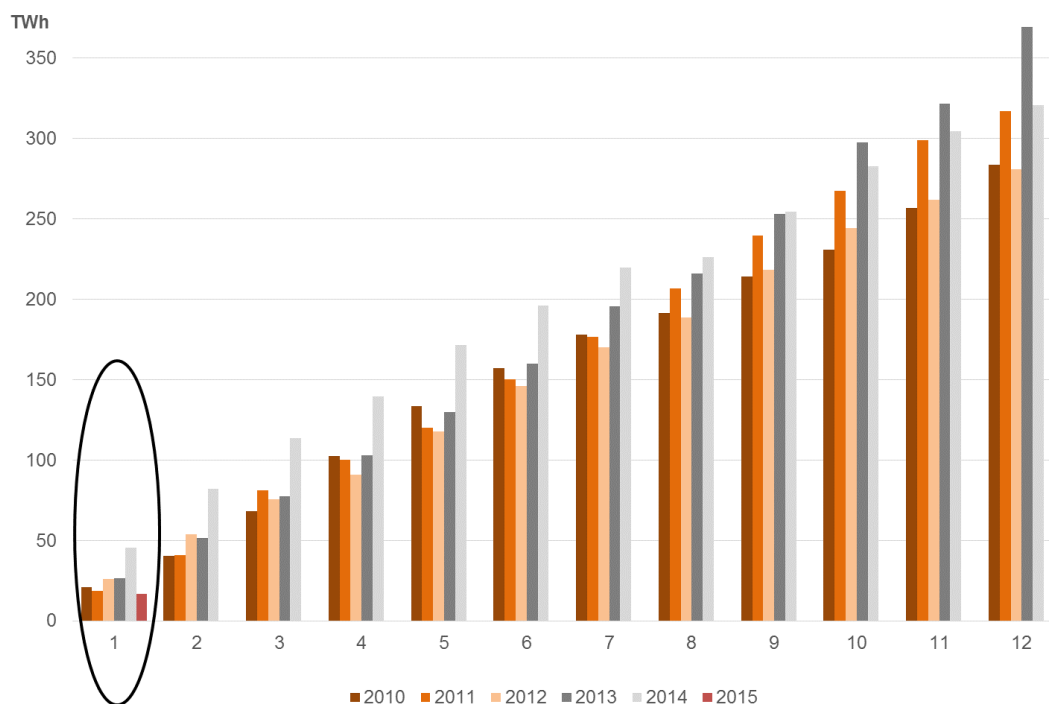
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC y OMIP (2010 a enero 2015)



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

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

Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en los mercados OTC y OMIP (2010 a enero 2015)



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

2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC y OMIP por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC y OMIP por tipo de contrato (en función del vencimiento). El Cuadro 3 presenta el volumen negociado en los mercados OTC y OMIP para cada tipo de contrato diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo, en el mes de enero de 2015 y en diciembre de 2014. El Gráfico 9 muestra el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC y OMIP, para cada tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2013 y enero de 2015. El Gráfico 10 recoge la misma información que en el gráfico anterior, pero en términos porcentuales.

En enero de 2015 el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el total negociado en los mercados OTC y OMIP fue 88,2% (14,8 TWh). En el mes de diciembre de 2014 dicho porcentaje de negociación fue similar (87,1%; 14,2 TWh). Análogamente, 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 total negociado en los mercados OTC y OMIP fue 11,8% (2 TWh). En el mes de diciembre de 2014 dicho porcentaje de negociación fue similar (12,9%; 2,1 TWh).

El contrato de largo plazo más negociado en enero de 2015 fue el contrato trimestral con el 48,1% (7,1 TWh) del total negociado de contratos a largo plazo (14,8 TWh). En el mes de diciembre de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos a largo plazo, fue inferior (26,5%; 3,8 TWh). En enero, el 18,5% (3,1 TWh) de la energía negociada en los mercados OTC y OMIP correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2 no se negoció en enero de 2015).

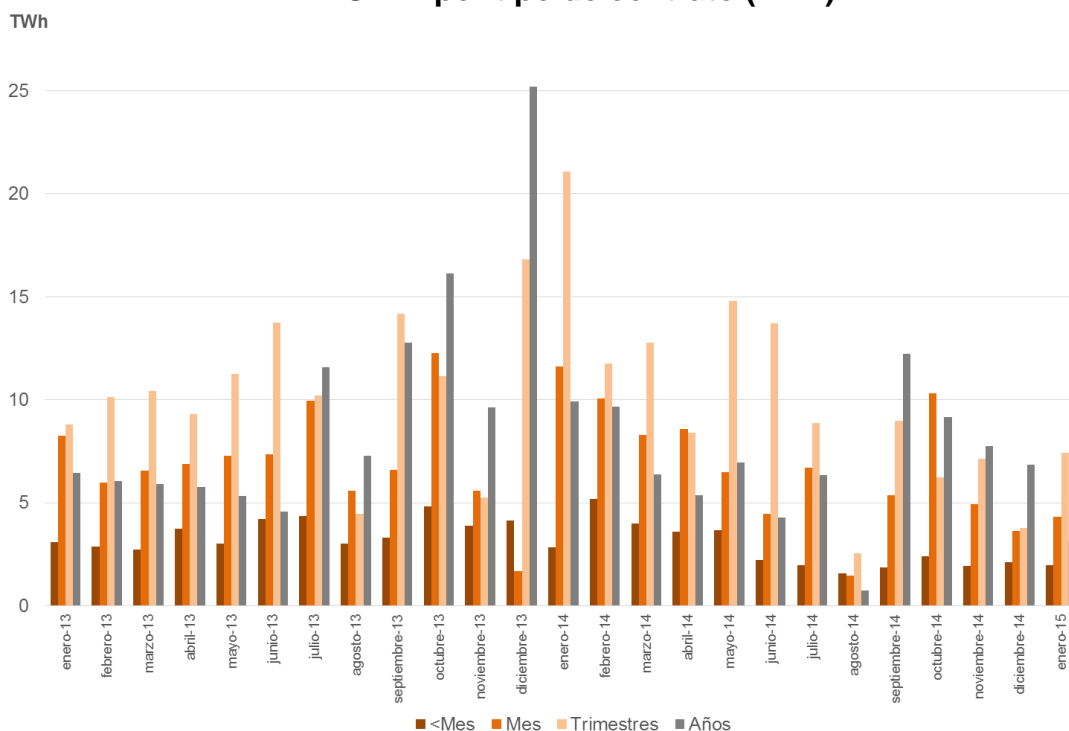
El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación semanal con el 58% (1,1 TWh) del total negociado de contratos a corto plazo (2 TWh). En el mes de diciembre de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos a corto plazo, fue similar (52,5%; 1,1 TWh).

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

Tipo de contrato	Mes actual ene-15	Mes anterior dic-14	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	680	885	-23,2%	10.044	30,2%
Fin de semana	153	116	31,1%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	1.148	1.106	3,8%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	1.981	2.108	-6,0%	33.307	10,4%
Mensual	4.307	3.622	18,9%	81.839	28,5%
Trimestral	7.135	3.768	89,4%	120.031	41,8%
Balance de Año	281	0	-	0	0,0%
Anual	3.110	6.843	-54,6%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	14.832	14.233	4,2%	287.449	89,6%
Total	16.813	16.341	2,9%	320.755	100,0%

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

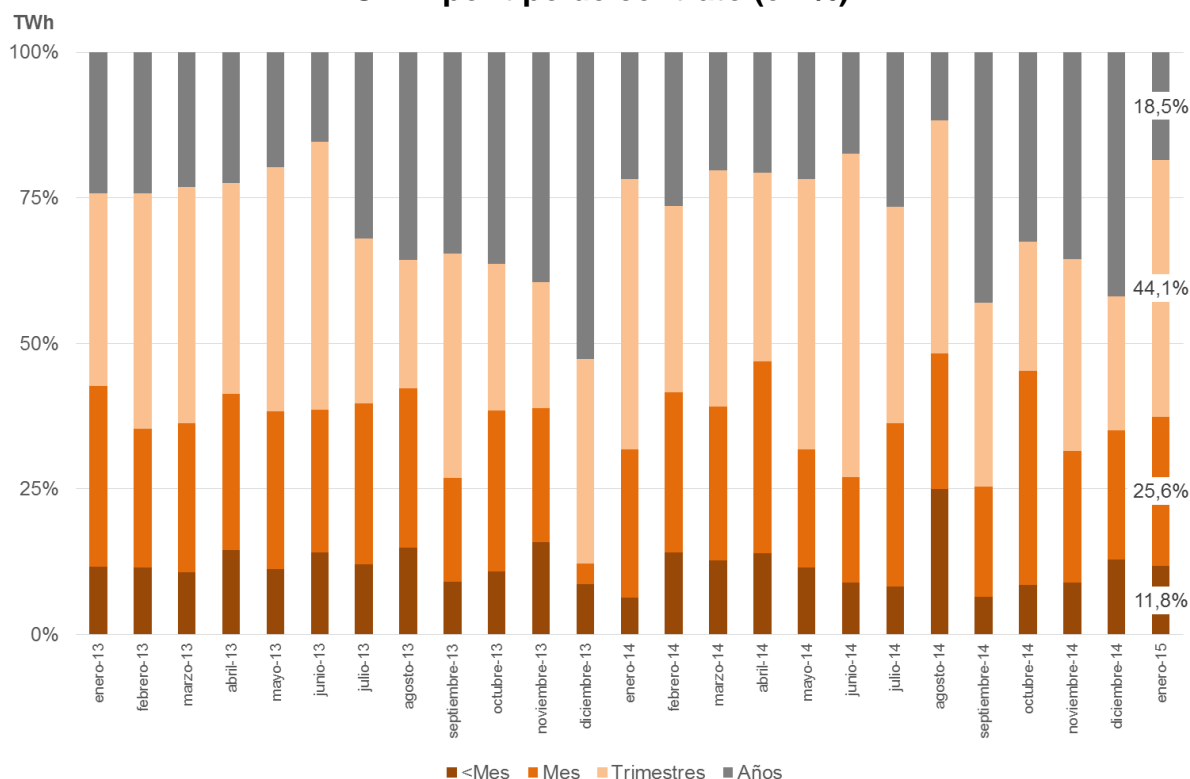
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC y OMIP por tipo de contrato (TWh)



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 y OMIP-OMIClear

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC y OMIP por tipo de contrato (en %)



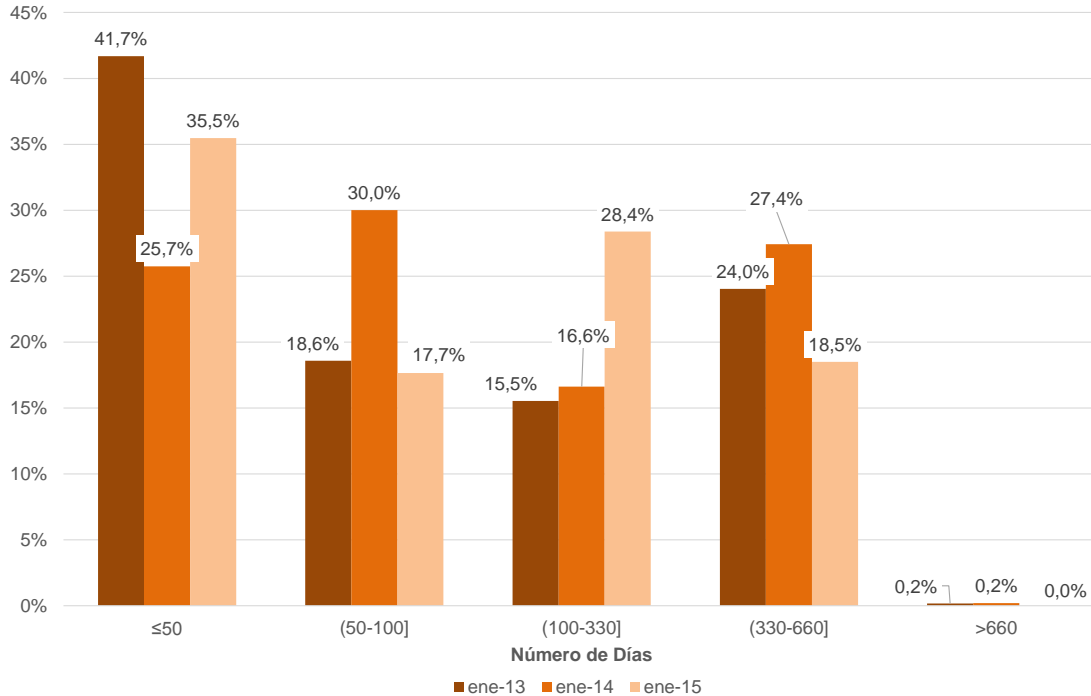
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

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

En enero de 2015, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimiento próximos a la fecha de negociación. En particular, el 53,1% de los contratos negociados en los mercados OTC y OMIP en enero de 2015 iniciará su liquidación en 100 días (en enero de 2014 este porcentaje ascendió al 55,8%, situándose para el conjunto de 2014 en el 65%). Por el contrario, en enero de 2015 no se negociaron contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, mientras que en enero 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 y OMIP por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

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

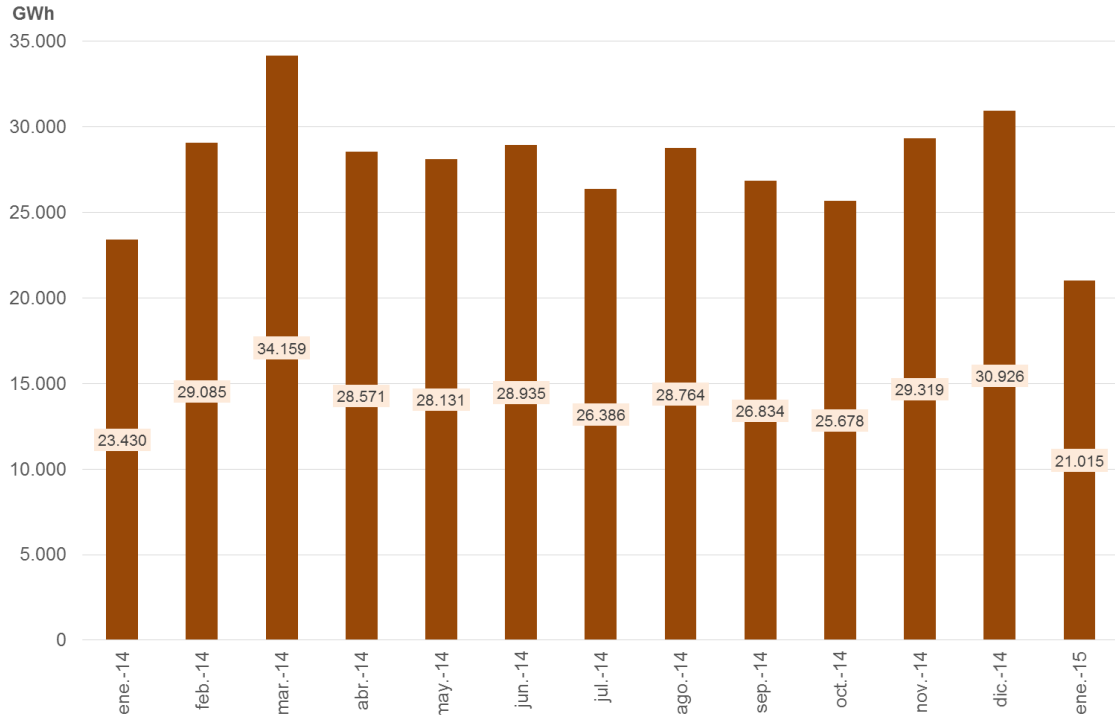
El Gráfico 12 muestra el volumen negociado de contratos en los mercados OTC y OMIP por mes de liquidación (en GWh). El volumen de los contratos negociados hasta el 31 de diciembre de 2014 con liquidación en enero de 2015⁸ en los mercados OTC y OMIP se situó en torno a 21.015 GWh, un 32% inferior al volumen con liquidación en diciembre de 2014 (30.926 GWh), y un 10,3% inferior al volumen con liquidación en enero de 2014 (23.430 GWh).

El 90,6% (19.034 GWh) del volumen de los contratos negociados hasta el 31 de diciembre de 2014 con liquidación en enero de 2015 correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (contratos mensual ene-15, trimestral Q1-15 y anual 2015) y el 9,4% (1.981 GWh) del volumen de los contratos correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes).

⁸ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2015: mensual ene-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 enero de 15, contabilizando para el caso del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC y OMIP, cabe mencionar que el volumen de contratación a plazo con liquidación en enero de 2015 (21.015 GWh), representó el 92,7% de la demanda eléctrica peninsular de dicho periodo (22.671 GWh).

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



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

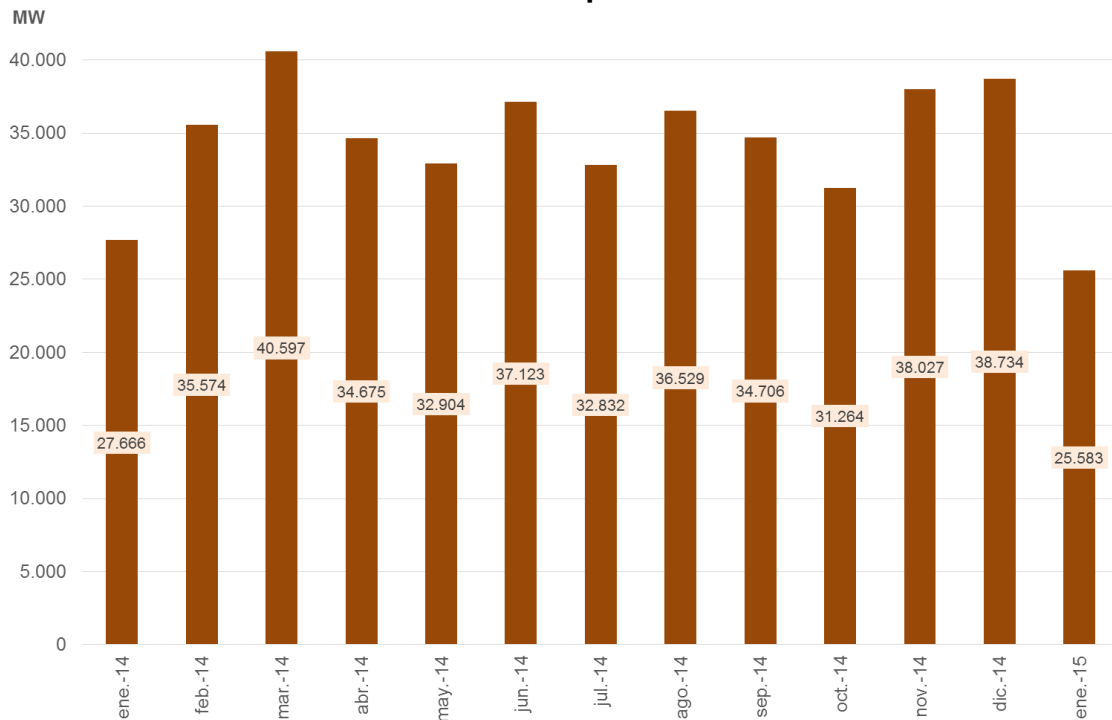
El Gráfico 13 muestra el volumen de contratos carga base (en MW) mensuales, trimestrales y anuales negociados en los mercados OTC y OMIP por mes de liquidación, es decir se selecciona el subconjunto de contratos que se liquidan todos los días del mes.

El volumen de los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2015 (ene-15, Q1-15 y anual 2015) negociado en los mercados OTC y OMIP se situó en torno a 25.583 MW, un 34% inferior al volumen negociado de contratos con liquidación en todos los días de diciembre de 2014 (38.734 MW), y un 7,5% inferior al volumen negociado de contratos con liquidación en todos los días de enero de 2014 (27.666 MW). El 30,5% (7.814 MW) del volumen de contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2015 (25.583 MW) se registró en OMIClear⁹ (véase Gráfico 14).

⁹ Volumen negociado en OMIP, o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de enero de 2015, representó el 84% de la demanda horaria media de enero de 2015 (30.472 MW).

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC y OMIP (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 y OMIP-OMIClear

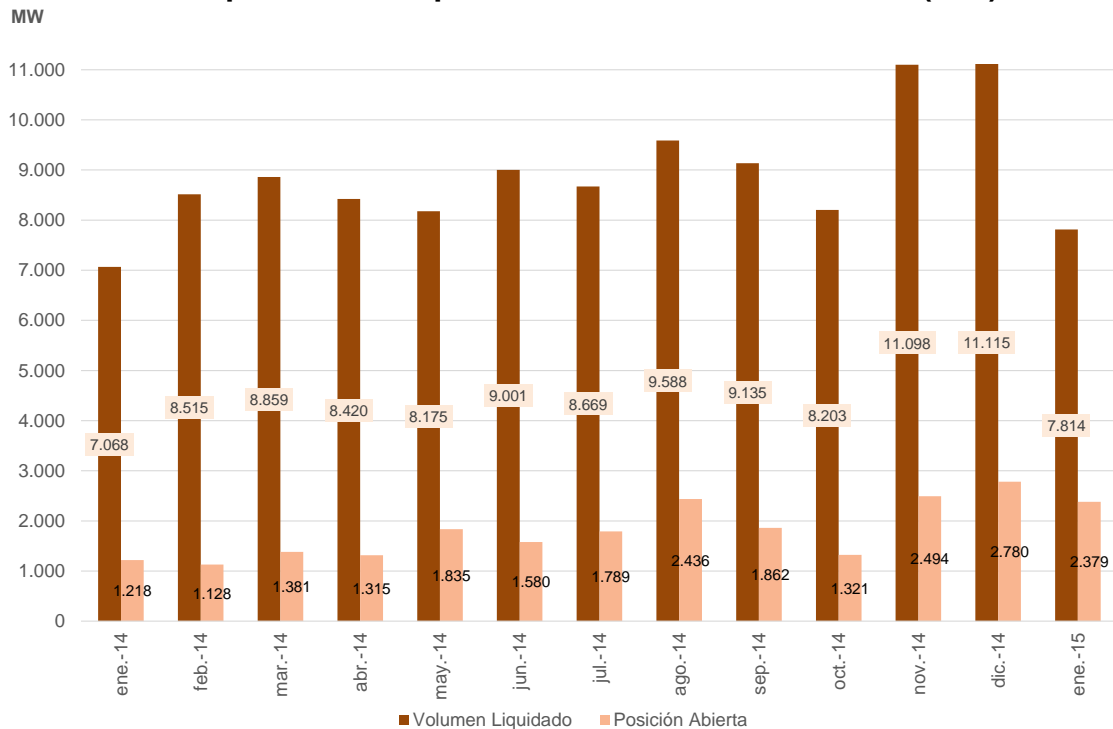
La CNMC, si bien dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado al contado y en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no se dispone de información de las contrapartes de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

De los 7.814 MW con liquidación en enero de 2015 que se registraron en OMIClear, el 69,6% (5.435 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos y, por tanto, el 30,4% (2.379 MW) las posiciones que se registraron en OMIClear quedaron abiertas¹⁰ (véase Gráfico

¹⁰ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

14). Por tanto, el 69,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹¹ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en enero de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. Posición Abierta¹² (MW)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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

¹¹ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

¹² 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 período 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.

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 en España, Alemania y Francia

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania. Se observa que las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron, en el mes de enero de 2015, en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán. Asimismo, fueron superiores a las cotizaciones en el mercado francés para todos los contratos, excepto para el mensual con liquidación en febrero de 2015.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior. Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las de los contratos mensuales con liquidación en febrero y marzo de 2015 (-2,4% y -3,9%, respectivamente).

Asimismo en el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo, excepto la del contrato con liquidación en febrero de 2015, mostraron también una tendencia descendente respecto al mes anterior. Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las de los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2015 y en 2016 (-5,3% y -5,2%, respectivamente).

Por su parte, en el mercado español, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica de los contratos con liquidación en febrero y marzo mostraron una tendencia alcista. Por el contrario, las cotizaciones a plazo de los contratos trimestrales con liquidación en 2015 y anual 2016 registraron un comportamiento descendente, con mayor incidencia en el contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2015 (-7,9%).

A 30 de enero de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (44,90 €/MWh; -2,1%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (32,14 €/MWh; -2,2%) y en Francia (38,20 €/MWh; -5,2%).

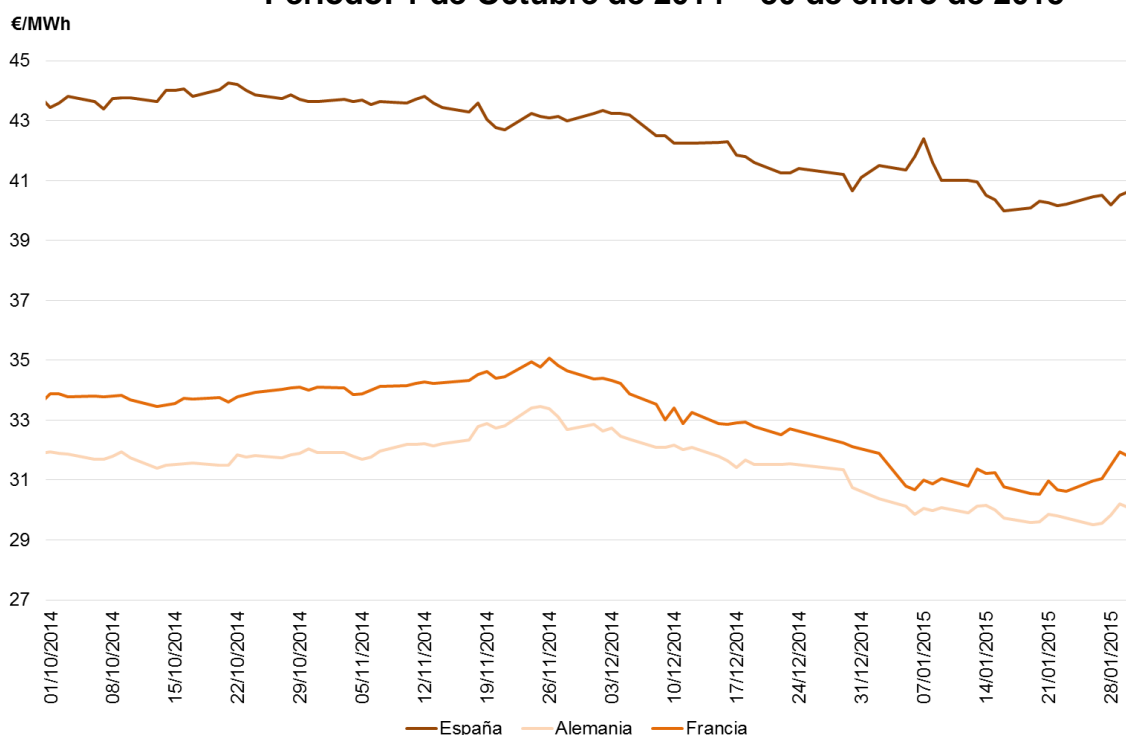
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	enero-15	diciembre-14	% Variación ene. vs. dic.	enero-15	diciembre-14	% Variación ene. vs. dic.	enero-15	diciembre-14	% Variación ene. vs. dic.
feb-15	47,25	45,75	3,3%	35,70	36,58	-2,4%	48,95	47,85	2,3%
mar-15	40,80	39,30	3,8%	31,80	33,10	-3,9%	40,51	41,35	-2,0%
Q2-15	40,63	40,65	0,0%	30,08	30,75	-2,2%	31,79	32,11	-1,0%
Q3-15	46,80	48,98	-4,5%	31,38	32,01	-2,0%	31,29	32,10	-2,5%
Q4-15	44,65	48,50	-7,9%	34,26	35,08	-2,3%	44,22	46,68	-5,3%
YR-16	44,90	45,88	-2,1%	32,14	32,87	-2,2%	38,20	40,29	-5,2%

Nota: Cotizaciones de enero a 30/01/2015 y cotizaciones de diciembre a 30/12/2014.

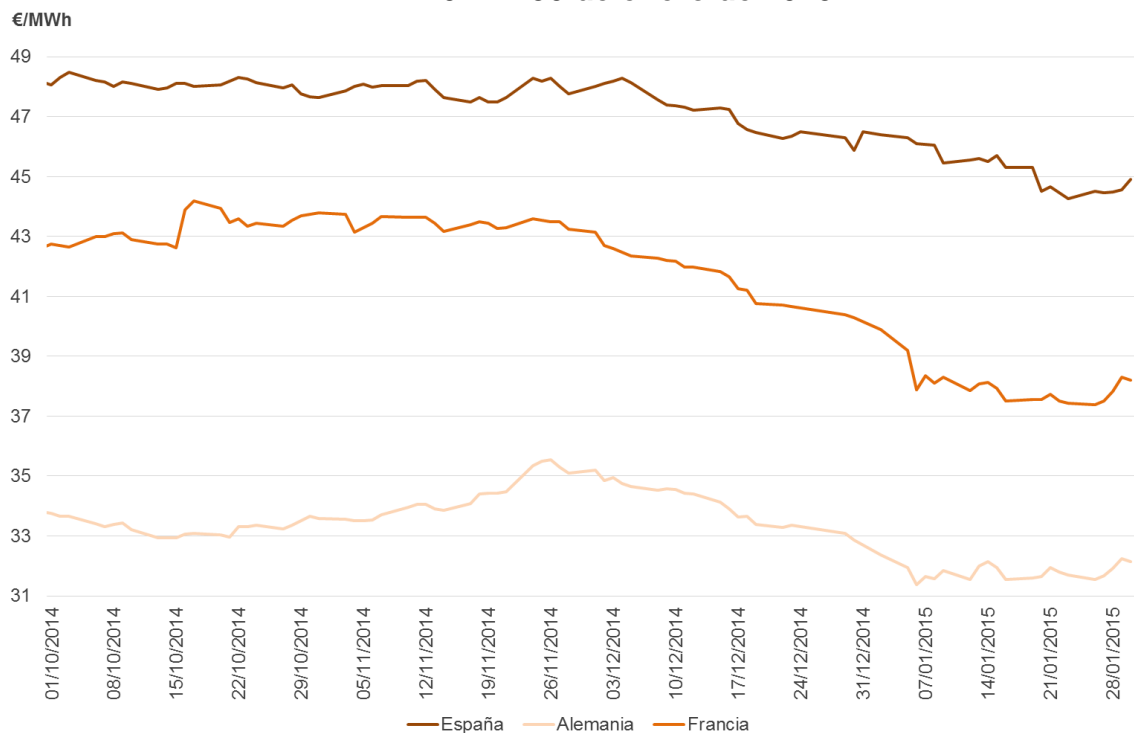
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de Octubre de 2014 – 30 de enero de 2015



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 de octubre de 2014 – 30 de enero de 2015



Fuente: EEX y OMIP

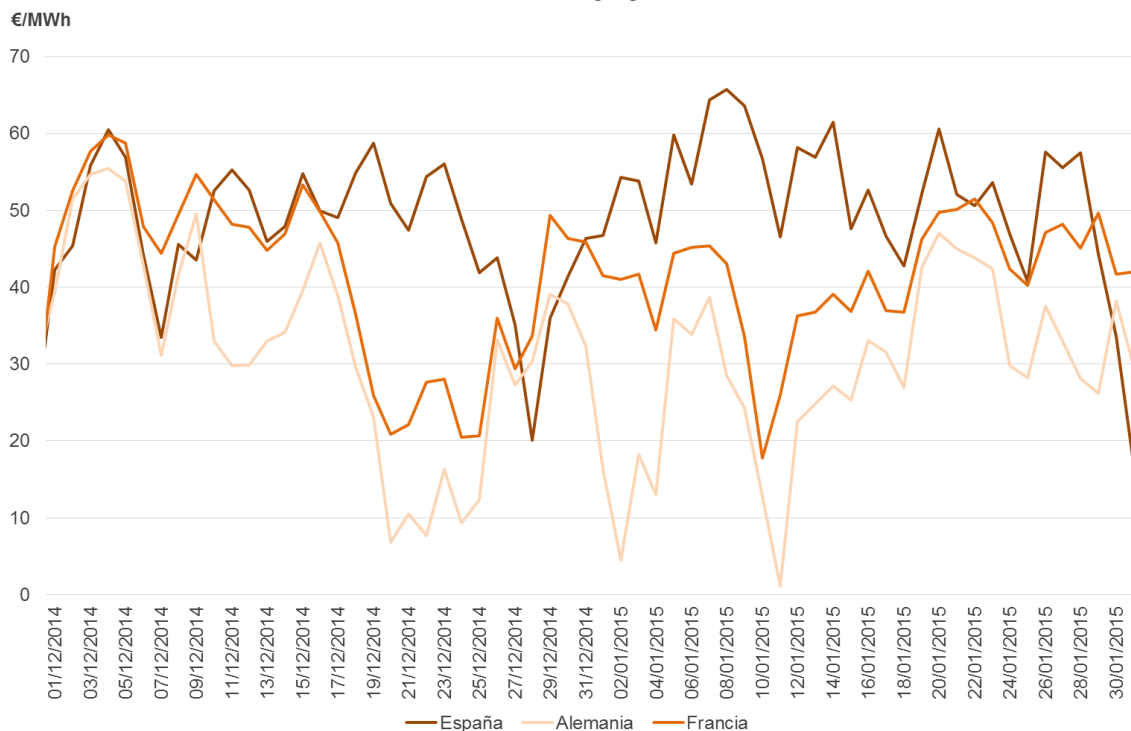
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 17), en el mes de enero el precio medio del mercado diario en España, 51,60 €/MWh, aumentó un 8,7% respecto al registrado en el mes anterior (47,47 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (29,14 €/MWh) y del mercado francés (41,32 €/MWh), los cuales disminuyeron respecto a los del mes anterior.

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

Precios medios	enero-15	diciembre-14	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	51,60	47,47	8,7%
Alemania	29,14	32,15	-9,4%
Francia	41,32	41,86	-1,3%

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

Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 diciembre de 2014 – 30 de enero 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 mensuales¹³ con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y enero de 2015 (véase Cuadro 6).

En el mes de enero de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 4,67 €/MWh. Asimismo, en el mercado francés la prima de riesgo ex post de dicho mes de negativo se situó también en un valor

¹³ 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.

negativo (1,96 €/MWh). Por el contrario, en el mercado alemán la prima de riesgo registró un valor positivo (2,88 €/MWh).

Cuadro 6. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos con liquidación en 2014 y de enero de 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 período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el período 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	32,33	31,25	1,08	38,26	35,49	2,77
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	41,32	-1,96

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 CO₂

A lo largo del mes de enero 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)), así como de los derechos de emisión de CO₂ (EUA) presentaron una tendencia descendente, tal y como se muestra en el Cuadro 7.

En concreto, con datos a 30 de enero de 2015, frente a la última sesión de negociación de diciembre de 2014, los mayores descensos se presentaron en los contratos a plazo de carbón (en media para los contratos mostrados en Cuadro 7 en torno a -12%), seguidos de los del petróleo (en torno a -6%), del gas natural (en torno a -5%) y de los derechos de emisión (en torno a -3%).

El precio de contado del crudo descendió un 13%, en contraste con el precio spot de gas, que se incrementó en torno a 5%.

Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

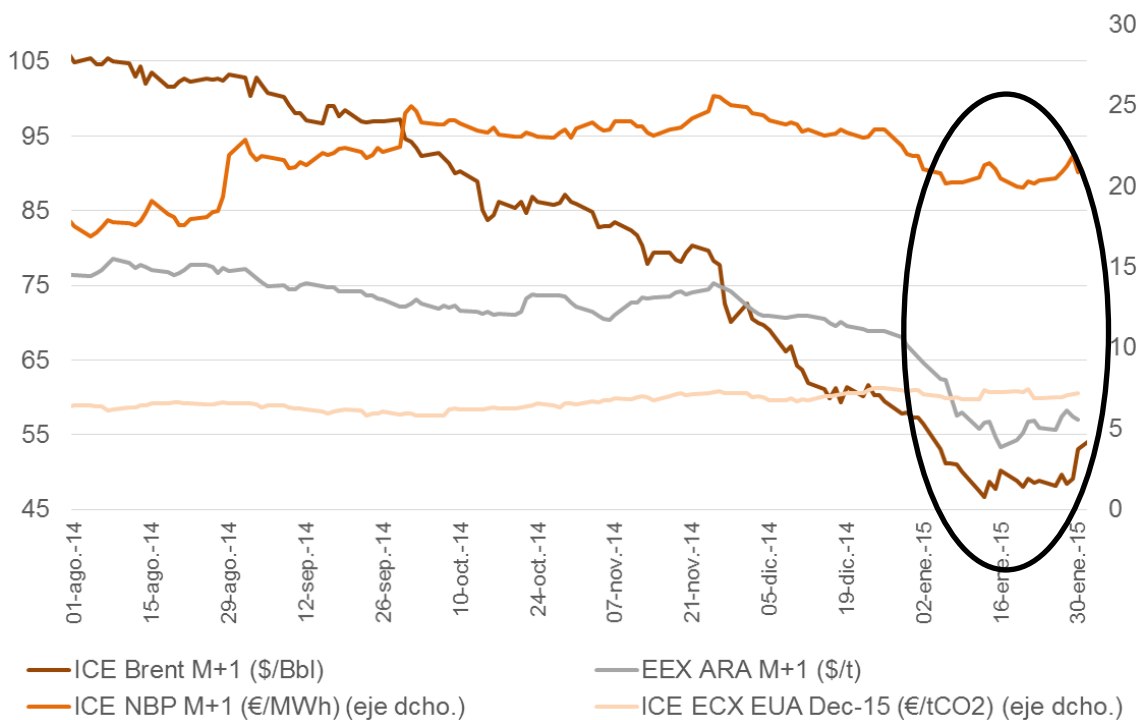
	Cotizaciones en enero de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en diciembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes ene. vs dic.
	30-ene-15	Mín.	Máx.	31-dic-14	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	47,86	45,22	54,98	54,98	54,98	71,18	-13,0%
Brent entrega a un mes	52,99	46,59	57,33	57,33	57,33	72,54	-7,6%
Brent entrega a doce meses	62,44	57,66	66,08	66,08	65,50	77,35	-5,5%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	22,11	19,66	22,11	21,10	21,10	24,84	4,8%
Gas NBP entrega Q2-15	19,65	18,61	20,55	20,55	20,55	22,82	-4,4%
Gas NBP entrega Q3-15	19,29	18,37	20,27	20,27	20,27	22,54	-4,8%
Gas NBP entrega Q1-16	22,95	22,00	23,54	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Feb-15	57,00	53,33	64,65	66,20	66,20	71,71	-13,9%
Carbón entrega Q2-15	57,43	54,68	63,50	65,04	65,04	70,58	-11,7%
Carbón entrega 2016	59,12	57,65	65,47	67,00	67,00	72,65	-11,8%
CO₂ ICE EUA €/tCO₂							
Dchos. emisión EUA Dic-2015	7,15	6,80	7,41	7,34	6,65	7,46	-2,6%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	7,28	6,93	7,55	7,48	6,78	7,60	-2,7%

- 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

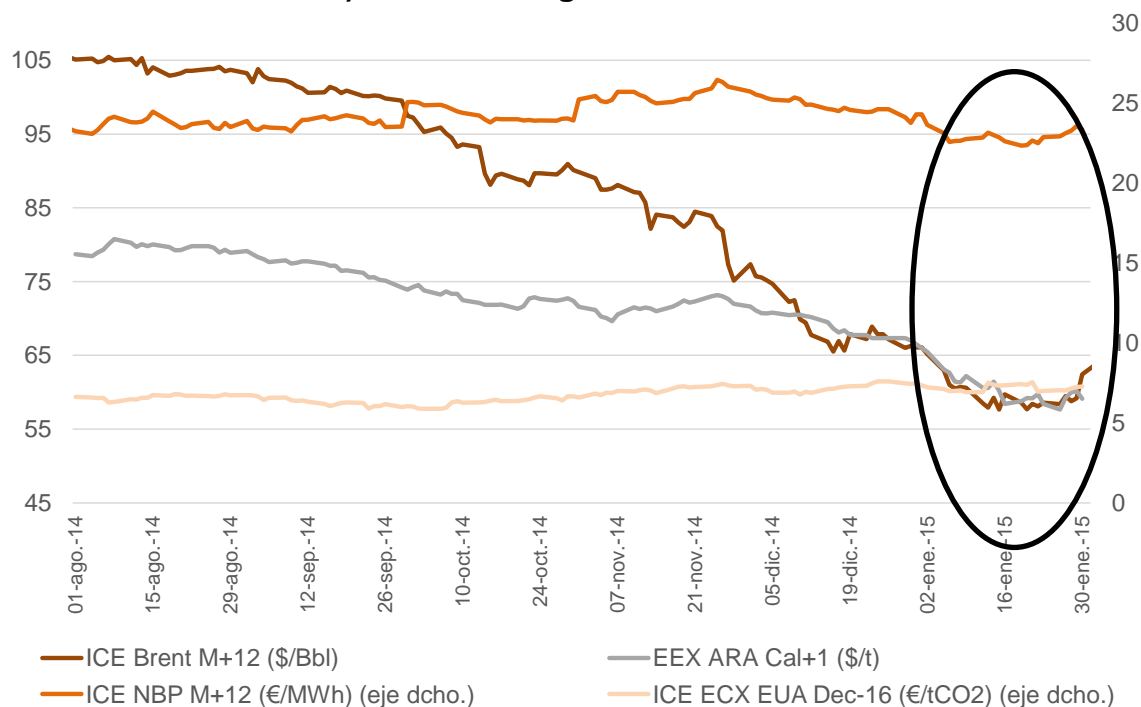
Tanto en el Gráfico 18, que recoge la evolución de las cotizaciones de los combustibles con entrega al mes siguiente, como en el Gráfico 19, que recoge las cotizaciones a un año vista, se observa el descenso de los precios a plazo de los combustibles y de los derechos de emisión durante el mes de enero de 2015.

Gráfico 18. 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 agosto 2014 – 31 enero 2014



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

Gráfico 19. 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 CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 agosto 2014 – 31 enero 2014



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

A lo largo de mes de enero de 2015, el dólar se apreció con respecto al euro: el tipo de cambio se situó en 1,21 \$/€ al cierre de diciembre de 2014, frente a 1,13 \$/€ al final del mes de enero de 2015. Análogamente, la libra esterlina se apreció frente al euro, pasando de 0,78 £/€ al cierre de diciembre de 2014 frente a 0,75 £/€ al cierre de enero de 2015. Dicha depreciación del euro frente al dólar y a la libra amortiguó los descensos de los precios a plazo de los combustibles en euros por unidad energética.

Los precios del crudo disminuyeron por: el exceso de oferta, debido al rechazo de Arabia Saudí a introducir recortes en la producción; los amplios inventarios en Estados Unidos; los pronósticos de la OPEP a la baja de la demanda de crudo en 2015 y del Fondo Monetario Internacional sobre las perspectivas económicas globales en 2015; la producción récord de Irak; y el anuncio por Irán de que los precios podrían desplomarse hasta 25 \$/barril en caso de falta de reacción por la OPEP.

Entre los factores que contribuyeron al descenso de los precios a plazo del gas natural destacan el impacto del descenso del crudo en los precios de los contratos de gas indexados al petróleo, la baja demanda de gas y los amplios suministros de GNL.

El incremento en el precio de contado de gas natural se debió a la indisponibilidad no programada de varias infraestructuras gasistas de Noruega a mediados de enero y a la ola de frío de final del mes.

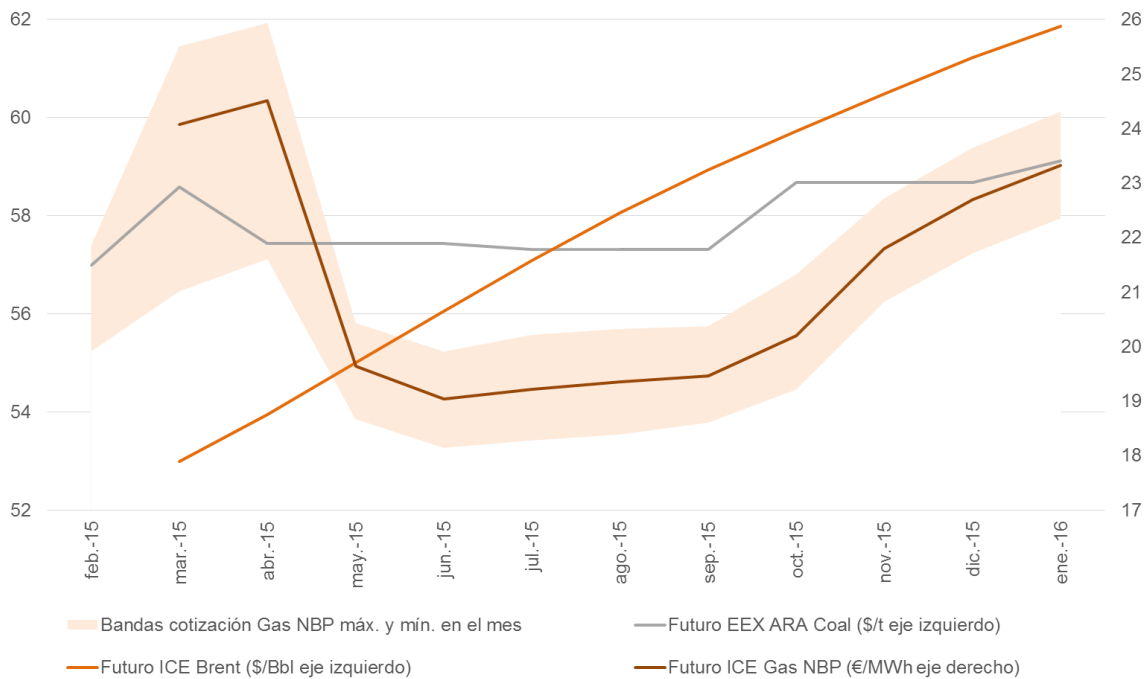
Los precios del carbón se redujeron debido a los amplios inventarios en Europa, cuyos niveles se incrementaron aún más debido a la entrada de cargamentos de carbón procedentes de Estados Unidos y mayores importaciones desde Rusia (debidas a la depreciación del rublo), así como a la baja demanda de carbón debido a un invierno suave en Europa y a la competencia con otros combustibles.

La disminución en los precios de los derechos de emisión se debió a la tendencia decreciente en los precios del crudo, del gas, del carbón y de la electricidad, a la falta de acuerdo por parte de la Comisión de Industria del Parlamento Europeo (ITRE) sobre el mecanismo conocido como “reserva para la estabilidad del mercado”, y al anuncio del Banco Central Europeo del programa de expansión cuantitativa (compra masiva de deuda pública hasta septiembre de 2016) cuyo efecto sobre el euro afectó a la unidad monetaria de los derechos de emisión.

Si bien los precios a plazo de los combustibles disminuyeron a lo largo del mes de enero, la expectativa al cierre del mes fue que los precios (con la excepción de la estacionalidad de los precios del gas, con menores precios en verano) de los combustibles se incrementen en los meses siguientes (curvas a plazo en “contango”), tal y como se muestra en el Gráfico 20. Para el caso del gas natural, al tratarse del combustible con mayor volatilidad, se muestran igualmente las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo en el mes de enero, presentándose las mayores fluctuaciones en los meses de entrega marzo y abril de 2015.

Análogamente en el caso de los derechos de emisión de CO₂ (véase Cuadro 7, Gráfico 18 y Gráfico 19), los precios a más largo plazo fueron superiores que los de corto plazo (de manera que a 30 de enero de 2015, el contrato de futuros ICE UEA Dec-16 se sitúa en 7,28 €/t, frente a 7,15 €/t del contrato de futuros ICE UEA Dec-15).

Gráfico 20. Curva a plazo a 30 de enero de 2015 de los combustibles (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



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

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)

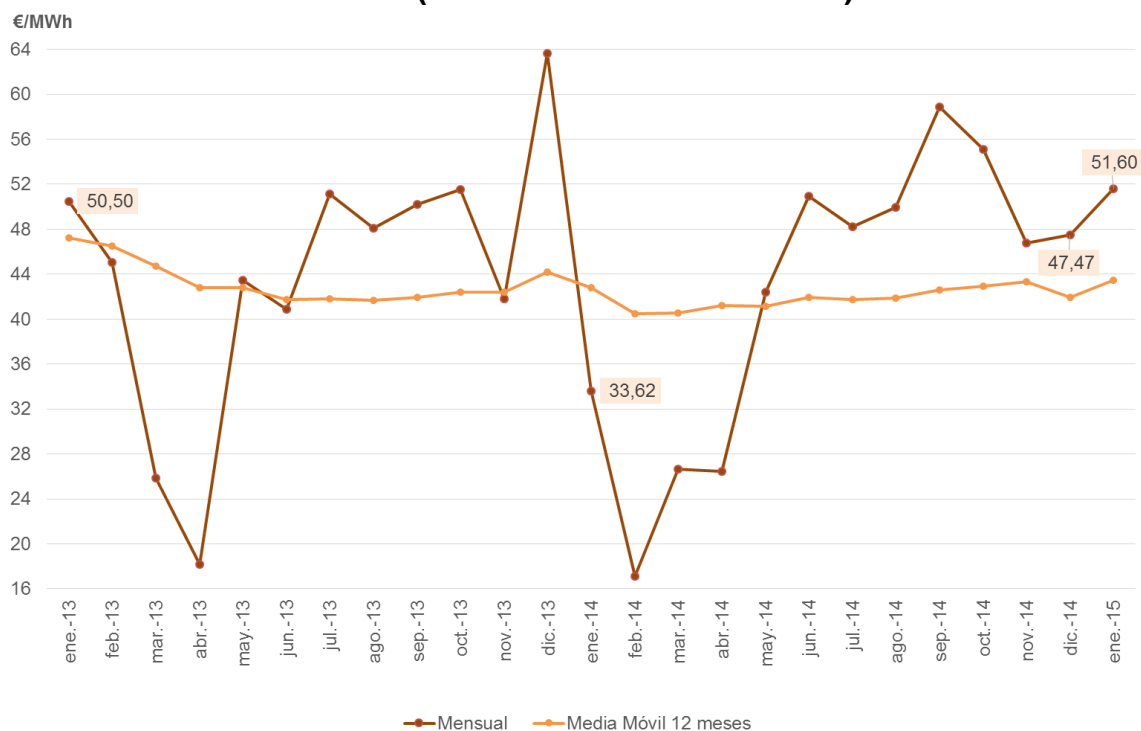
[CONFIDENCIAL]

3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 21 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre enero de 2013 y enero de 2015.

En el mes de enero de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 51,60 €/MWh¹⁴, un 8,7% superior al precio spot medio mensual registrado en diciembre de 2014 (47,47 €/MWh) y un 53,5% superior al precio spot medio registrado en enero de 2014 (33,62 €/MWh).

Gráfico 21. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de enero 2013 a enero 2015)



Fuente: OMIE

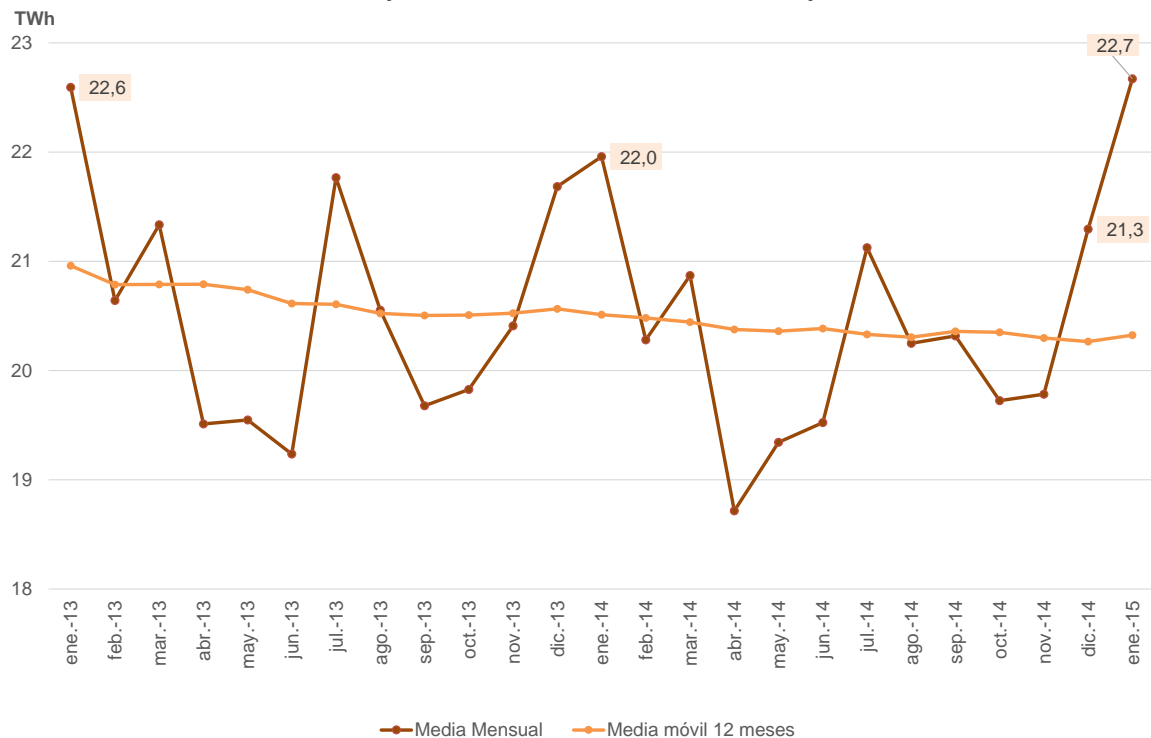
En el Gráfico 22 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de enero, la demanda se cifró en 22.671 GWh, un 6,5% superior al valor registrado en el mes de diciembre de 2014 (21.294 GWh) y un 3,2%

¹⁴ En enero de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 51,82 €/MWh, un 0,4% superior al precio spot medio español (51,60 €/MWh). En 2014 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total: en 486 horas de las 8.760 horas totales (un 5,5% del total de las horas de 2014) el precio spot en Portugal ha sido diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de 0,28 €/MWh).

superior que la demanda del mismo mes del año anterior (21.959 GWh en enero de 2014). En el mes de enero, la demanda fue la más alta registrada desde enero de 2013 (11,5% superior a la media móvil anual de la demanda).

Gráfico 22. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) (de enero 2013 a enero 2015)



Fuente: REE

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

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de enero de 2015 destacó el descenso de la producción con tecnología hidráulica (-20%) con respecto a diciembre de 2014. Por el contrario, aumentó la producción con carbón (+21,5%), la de los ciclos combinados (+12%) y la generación con energía nuclear (+11,4%).

El nivel de demanda superior al del mes anterior junto a los incrementos de la producción mediante carbón y ciclos combinados y al descenso de producción con tecnología hidráulica contribuyeron a la subida del precio del mercado spot en el mes de enero (+8,7% respecto al registrado en el mes anterior).

Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte mensual

	ene-15	dic-14	ene-14	% Var. ene-15 vs. dic-14	% Var. ene-15 vs. ene-14	2014 %Total demanda transporte (b.c.)
Hidráulica	2.371	2.961	3.956	-19,9%	-40,1%	14,8%
Nuclear	5.476	4.914	4.737	11,4%	15,6%	23,6%
Carbón	5.262	4.332	2.196	21,5%	139,6%	18,0%
Fuel + Gas	0	0	0	-	-	0,0%
CCGT	2.276	2.033	1.531	12,0%	48,7%	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3.401	3.143	3.595	8,2%	-5,4%	17,9%
Resto hidráulica	522	655	747	-20,3%	-30,1%	2,8%
Eólica	4.960	4.822	6.615	2,9%	-25,0%	21,0%
Total generación bruta	24.268	22.860	23.377	6,2%	3,8%	-
Consumos generación	-712	-628	-447	13,4%	59,3%	-2,7%
Consumos en bombeo	-508	-476	-905	6,7%	-43,9%	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	-261	-377	27	-30,8%	-1066,7%	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-113	-92	-96	22,8%	17,7%	-0,5%
Total demanda transporte (b.c.)	22.671	21.294	21.959	6,5%	3,2%	243.186

Fuente: REE

