



# **INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (ENERO 2014)**

**6 de marzo de 2014**

## Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	6
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y mercado de futuros de OMIP	6
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato	12
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato	16
3. Evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de energía eléctrica en España	19
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania	19
3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	24
3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent	26
3.2.2. Evolución del gas natural	29
3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón	35
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	37
3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	39
4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario	40
4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto-ley 17/2013, y el precio en el mercado diario durante el primer trimestre de 2014	40
4.2. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)	43

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

Durante el mes de enero de 2014, en un entorno de precios descendentes en el mercado diario y comparando las cotizaciones registradas a finales de enero con las existentes a finales de diciembre, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España también disminuyeron, siendo este descenso más acusado en los contratos con vencimiento más cercano (ver Cuadro 1).

Así, los contratos mensuales con liquidación en febrero y marzo de 2014 registraron un descenso del 34,5% y del 25,3%, respectivamente, cotizando a cierre de mes en 34,70 €/MWh y 35,65 €/MWh.

Por su parte, la cotización del contrato trimestral Q2-14, que registró un mínimo de 38,80 €/MWh el 27 de enero, cerró el mes con una cotización de 40 €/MWh (31 de enero), lo que supone un descenso del 7% respecto su cotización al cierre del mes anterior (43 €/MWh el 31 de diciembre).

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 contabilizó un descenso del 2,8% respecto al mes anterior, cerrando en 49,15 €/MWh.

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

Contratos	MES DE ENERO DE 2014				MES DE DICIEMBRE DE 2013				% Variación últ. cotización ene-14 vs. dic-13
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
feb-14	34,70	53,70	34,70	44,57	53,00	62,75	53,00	58,26	-34,5%
mar-14	35,65	47,50	35,10	39,91	47,75	50,57	45,88	47,90	-25,3%
abr-14	34,20	41,13	34,00	36,75	-	-	-	-	-
Q2-14	40,00	43,93	38,80	41,02	43,00	47,00	43,00	45,00	-7,0%
Q3-14	51,25	52,35	50,40	51,47	51,95	53,58	51,23	52,14	-1,3%
Q4-14	47,80	50,00	47,25	48,45	49,75	51,25	49,75	50,46	-3,9%
Q1-15	47,50	54,07	47,05	49,15	-	-	-	-	-
Año 2015	49,15	50,85	48,70	49,56	50,55	52,60	50,25	51,39	-2,8%
Año 2016	49,85	51,05	48,90	50,21	50,80	52,85	50,50	51,64	-1,9%

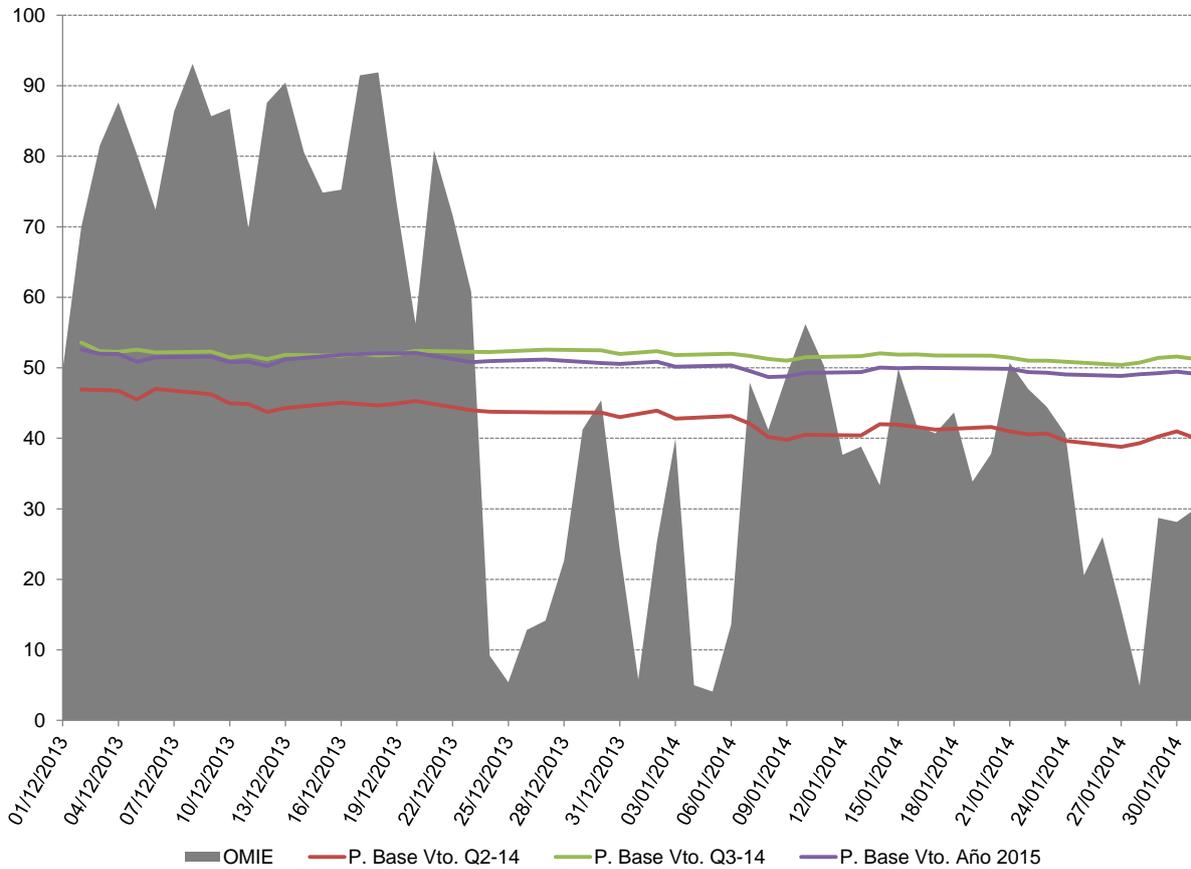
Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de enero a 31/01/14. Cotizaciones de diciembre a 31/12/13.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de enero, el precio medio del mercado diario descendió respecto al registrado en el mes de diciembre (63,64 €/MWh) un 47,2%, situándose en 33,62 €/MWh.

Señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en enero, con fecha 31 de diciembre de 2013, anticipaba un precio medio para el mes de enero de 2014 de 50,13 €/MWh, un 49,1% superior al precio spot realizado (33,62 €/MWh).

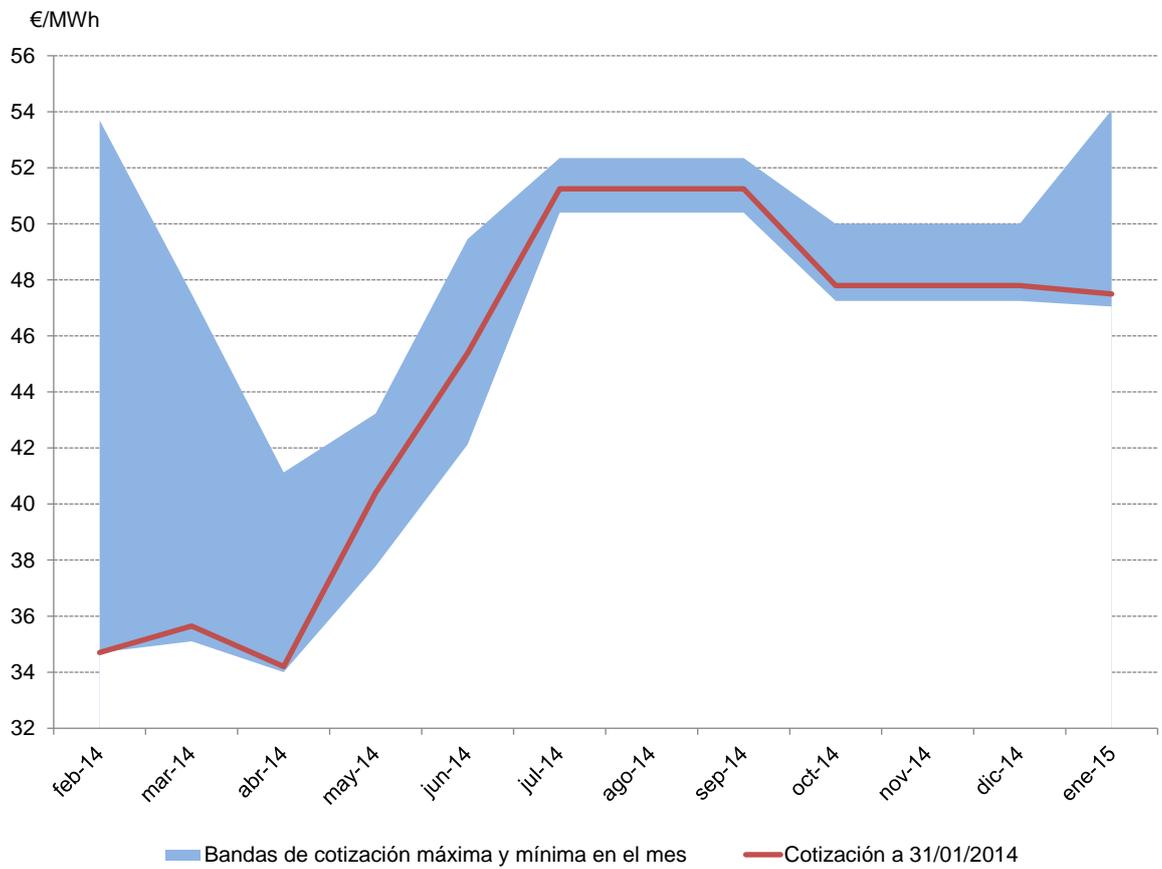
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 diciembre de 2013- 31 enero de 2014.**



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. Se observa que la cotización de los contratos mensuales con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (abril, mayo y junio) fluctuaron en el rango 34–49,46 €/MWh. Por su parte, la cotización del contrato con vencimiento en el Q3-14 osciló en el rango 50,40–52,35 €/MWh y el contrato con vencimiento en el Q4-14 en el rango 47,25–50 €/MWh, en ese mismo mes.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de enero de 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

A continuación se analiza la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercado organizado –OMIP– y no organizado –mercado OTC–). En las secciones 2.2 y 2.3 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación por tipo de contrato, en OTC y OMIP, respectivamente.

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

En esta sección se presentan<sup>1</sup> 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 2013 y enero de 2014.

En el mes de enero de 2014, el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 38,9 TWh, un 8,9% inferior al volumen registrado en el mes anterior (42,7 TWh, en diciembre de 2013), y un 63,1% superior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (23,8 TWh en enero de 2013). El volumen negociado en enero de 2014 (38,9 TWh) supone un 11,8% del volumen total negociado en el año 2013 (328,5 TWh).

Como referencia de la liquidez del OTC, cabe mencionar que el volumen negociado en dicho mercado a plazo, en enero de 2014, representa el 177% de la demanda eléctrica peninsular acumulada hasta el 31 de enero (21,96 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP, el volumen de negociación en el mes de enero de 2014 se situó en 4,8 TWh, un 6,4% inferior al volumen negociado el mes anterior (5,2 TWh, en diciembre de 2013) y un 75,1% superior al mismo periodo del año anterior (2,8 TWh, en enero de 2013). En enero de 2014, el volumen negociado en OMIP (4,8 TWh) supone un 11,8% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh).

Finalmente, en el mes de enero, 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) y

---

<sup>1</sup> Como es conocido, 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 un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica, 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.

BME Clearing se situó 5,3 TWh (+19,4% respecto al mes anterior) y 2,9 TWh (-1,9% respecto diciembre), respectivamente.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual enero 2014	Mes anterior diciembre 2013	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta ene.)	Acumulado año 2013 (hasta ene.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	4.827,5	5.159,5	-6,4%	4.827,5	2.757,6	75,1%	40.881,6	11,8%
OTC registrado en OMIClear	5.299,9	4.437,7	19,4%	5.299,9	2.953,5	79,4%	38.359,1	13,8%
OTC compensado en BME Clearing	2.853,1	2.908,1	-1,9%	2.853,1	3.073,4	-7,2%	33.476,6	8,5%
OTC	38.885,8	42.665,2	-8,9%	38.885,8	23.847,5	63,1%	328.498,7	11,8%

\* El concepto "OTC" (última fila del cuadro) también incluye el volumen negociado en el OTC que se ha registrado en las Cámaras de Compensación de OMIClear y BME Clearing

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

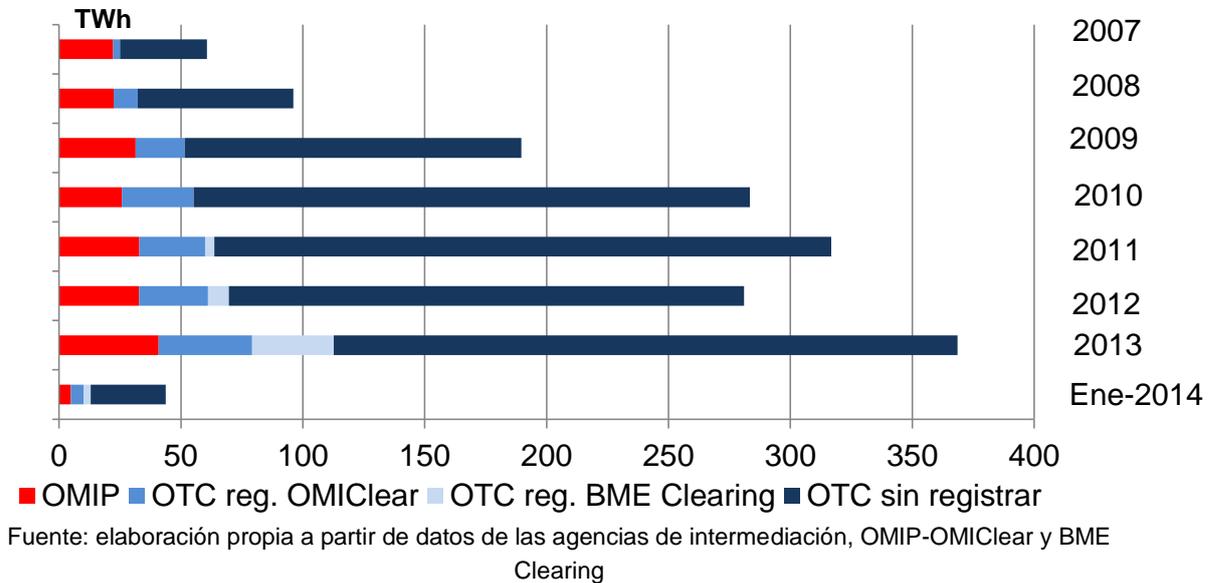
En el Gráfico 3 se muestra el volumen total negociado, en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2007 hasta el 31 de enero de 2014, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing y en OMIClear, y OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP. En el Gráfico 4 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

En enero de 2014, el volumen negociado en OMIP representó el 12,4% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el año 2013 dicho porcentaje fue similar (12,5%).

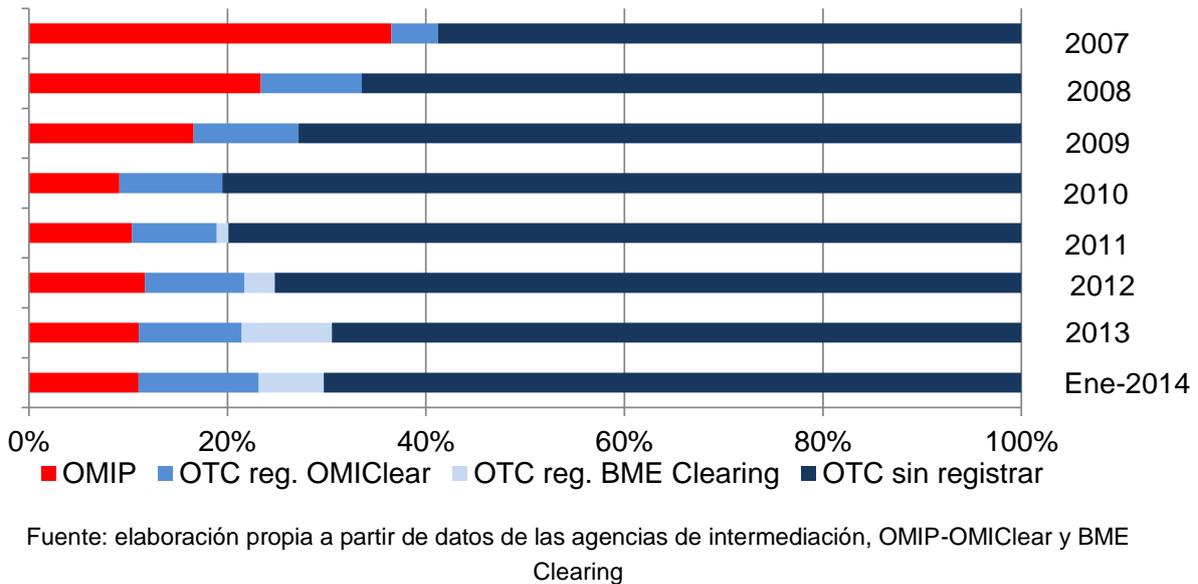
Por otro lado, en enero de 2014, el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 11% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), similar al registrado el año 2013 (11,1%).

Adicionalmente, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear y BME Clearing), sobre el volumen total negociado en el OTC, ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en 2007 hasta alcanzar un 21% en enero de 2014.

**Gráfico 3. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a enero 2014) (TWh)**

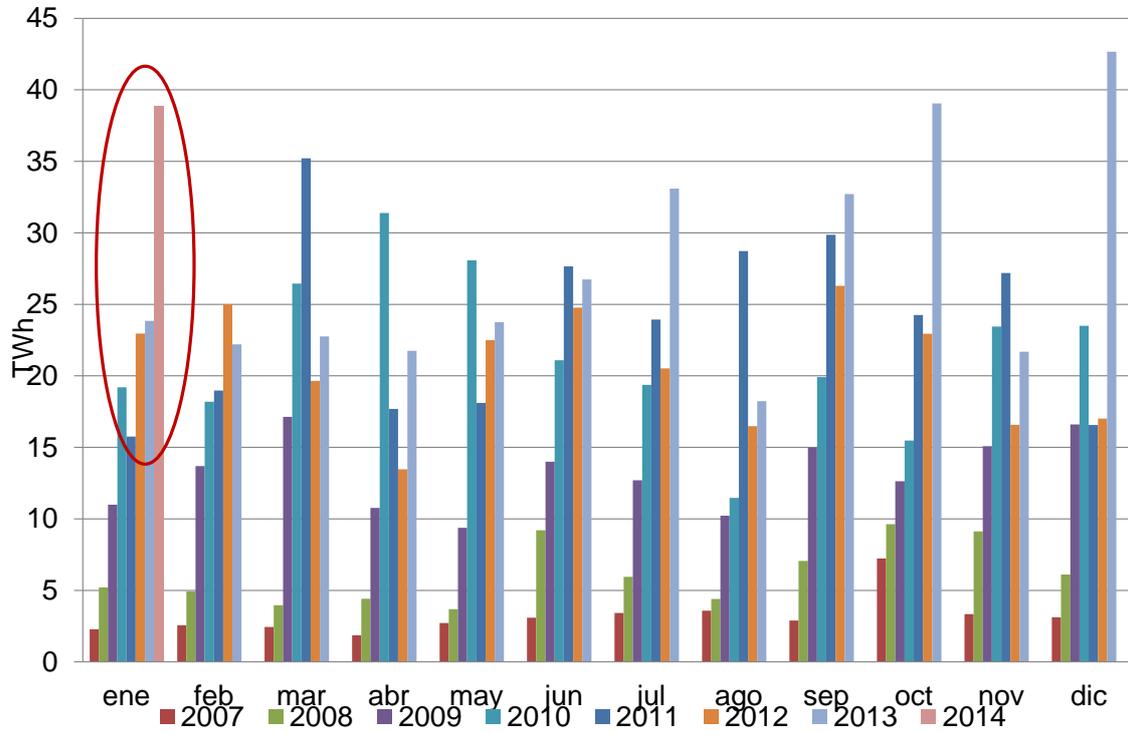


**Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a enero 2014) (en %)**



El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de enero de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (38,9 TWh) aumentó un 63,1% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (23,8 TWh, en enero de 2013).

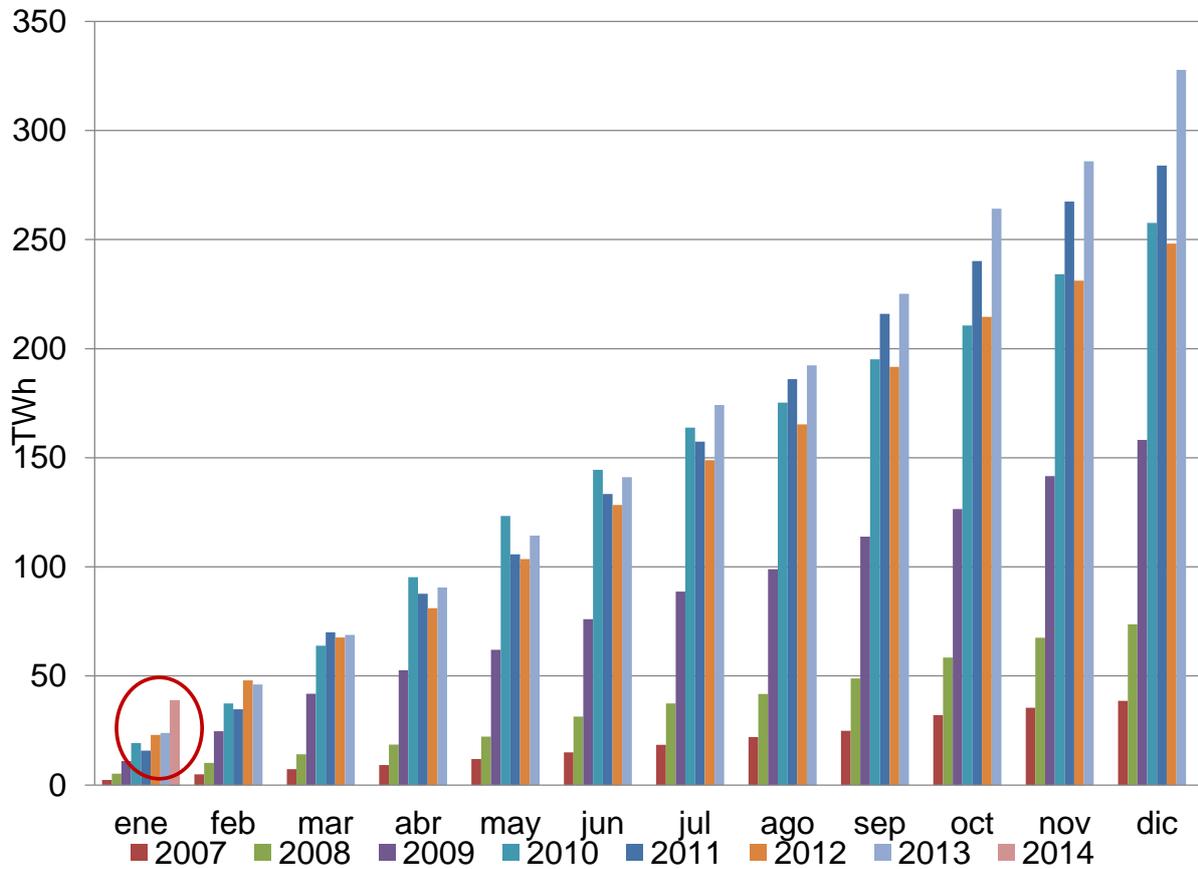
**Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a enero 2014)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

En el Gráfico 6 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando el volumen anual negociado en el mercado OTC en cada uno de los meses.

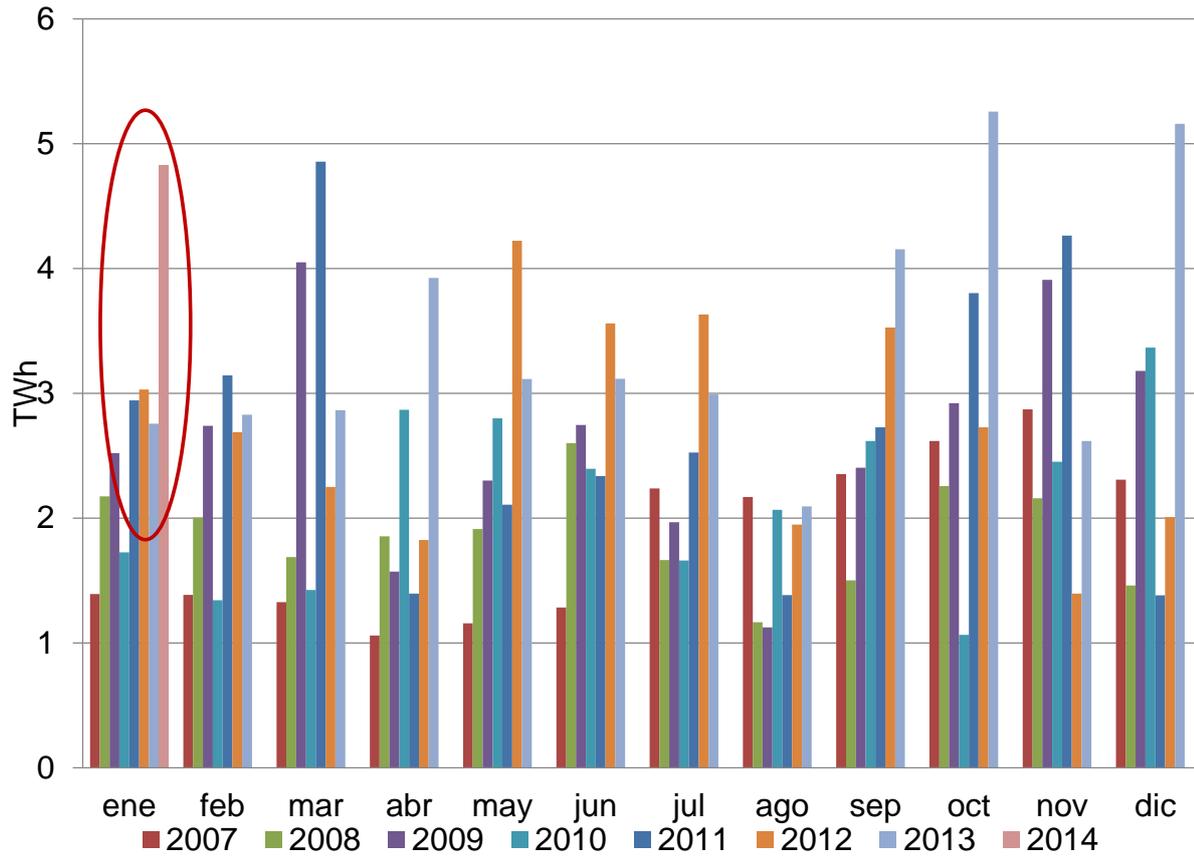
**Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a enero 2014)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

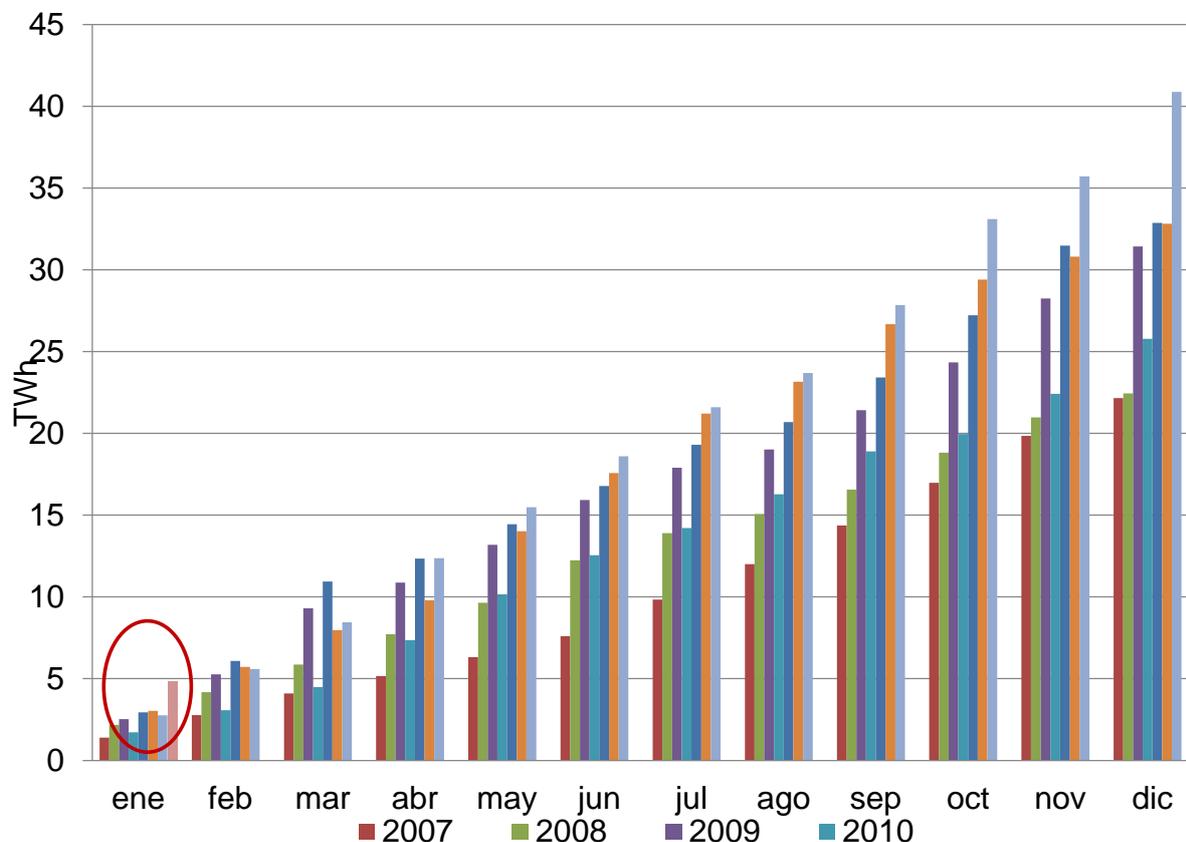
El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP. En el mes de enero de 2014, el volumen negociado en OMIP (4,8 TWh) fue un 75,1% superior al negociado en el mismo mes del año anterior (2,8 TWh en enero de 2013).

**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a enero 2014)**



Fuente: OMIP-OMIClear

**Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a enero 2014)**



Fuente: OMIP-OMIClear

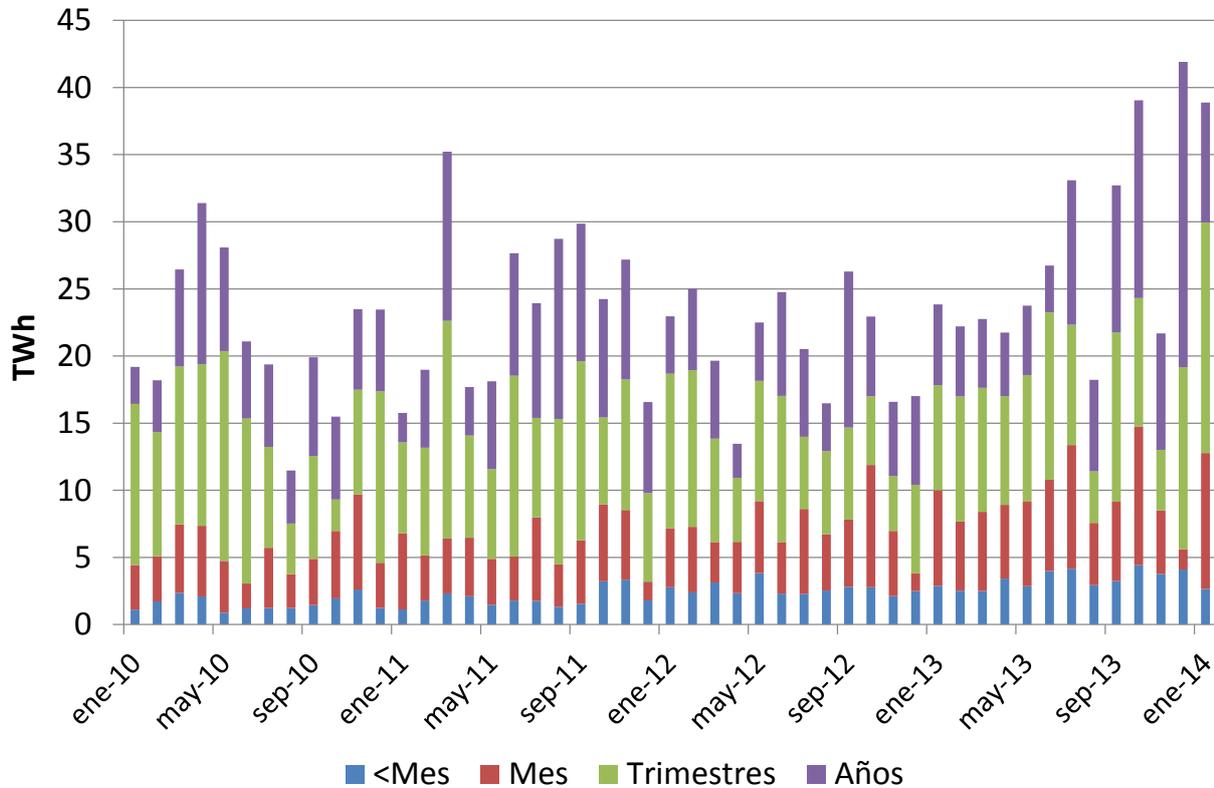
## 2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en el mercado OTC por tipo de contrato (en función del vencimiento).

El Gráfico 9 muestra el volumen de energía mensual negociado en el mercado OTC, para cada tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y enero de 2014. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de enero de 2014, los contratos más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fueron los contratos con periodo de liquidación mensual y trimestral, con el 70,2% (27,3 TWh) del total negociado (38,9 TWh). El porcentaje de negociación de dichos contratos, sobre el total negociado en el OTC, en el mes de diciembre de 2013 fue del 35,4% (15,1 TWh).

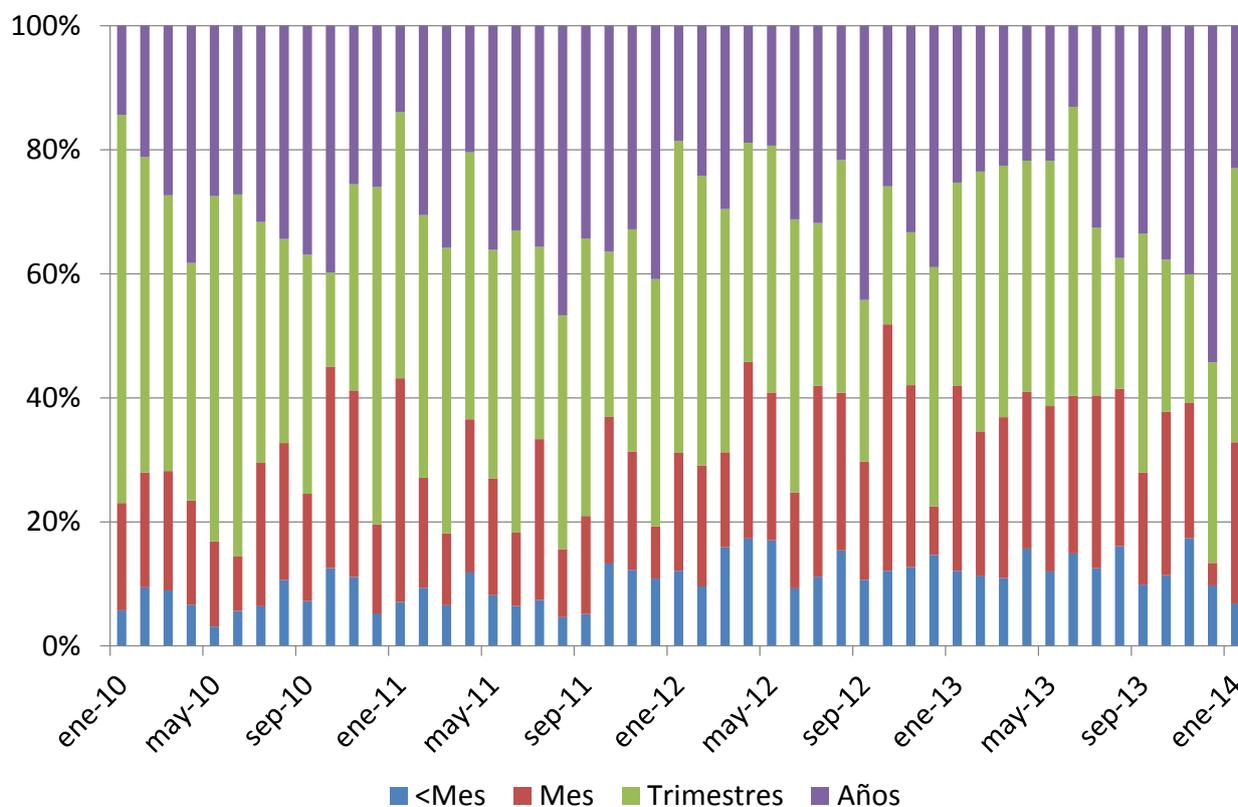
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)**



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, 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 Agencias Mediadoras

**Gráfico 10. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (en %)**



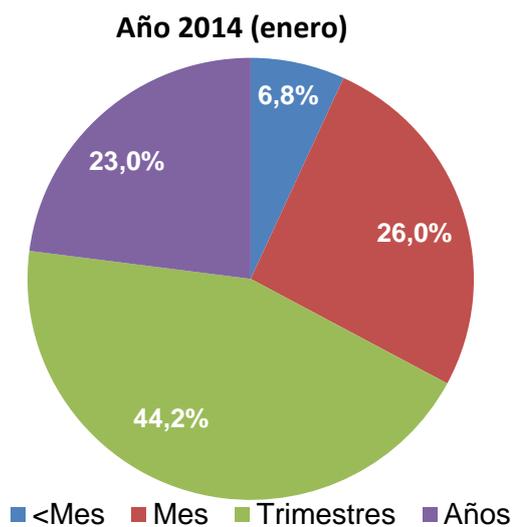
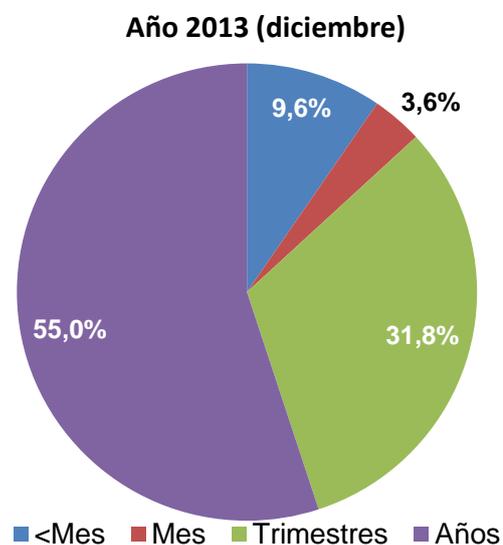
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Agencias Mediadoras

En enero de 2014 el 23% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente (Cal+1), no habiéndose producido negociación, en dicho periodo, del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dicho porcentaje ascendió a 24,4% (Cal+1).

El Gráfico 11 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de diciembre de 2013 y enero de 2014. En el mes de enero destaca el descenso registrado en el porcentaje de participación sobre el volumen total negociado de los contratos con liquidación anual (de 55% en diciembre a 23% en enero). Asimismo, cabe destacar el incremento registrado en la negociación de los contratos con vencimiento mensual (de 3,6% en diciembre a 26% en enero) y trimestral (de 31,8% en diciembre a 44,2% en enero).

**Gráfico 11. Volumen de negociación por tipo de contrato (diciembre de 2013 y enero de 2014)**



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, 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 Agencias Mediadoras

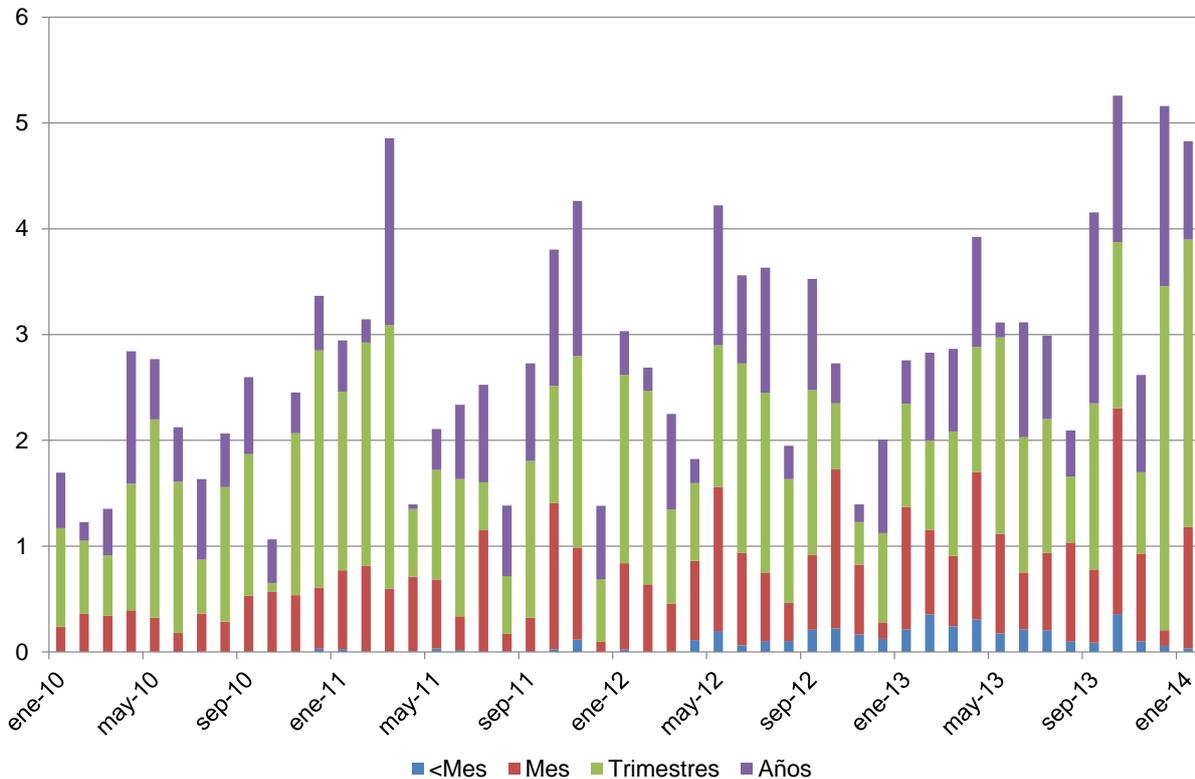
### 2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

A continuación se analiza el volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato (en función de su vencimiento).

El Gráfico 12 muestra el volumen de energía mensual negociado en OMIP, por tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y enero de 2014. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de enero de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y trimestrales con el 23,8% y el 56,3%, respectivamente (con un volumen total negociado de 3,9 TWh en dichos contratos). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación anual representó el 19,2% del volumen total negociado.

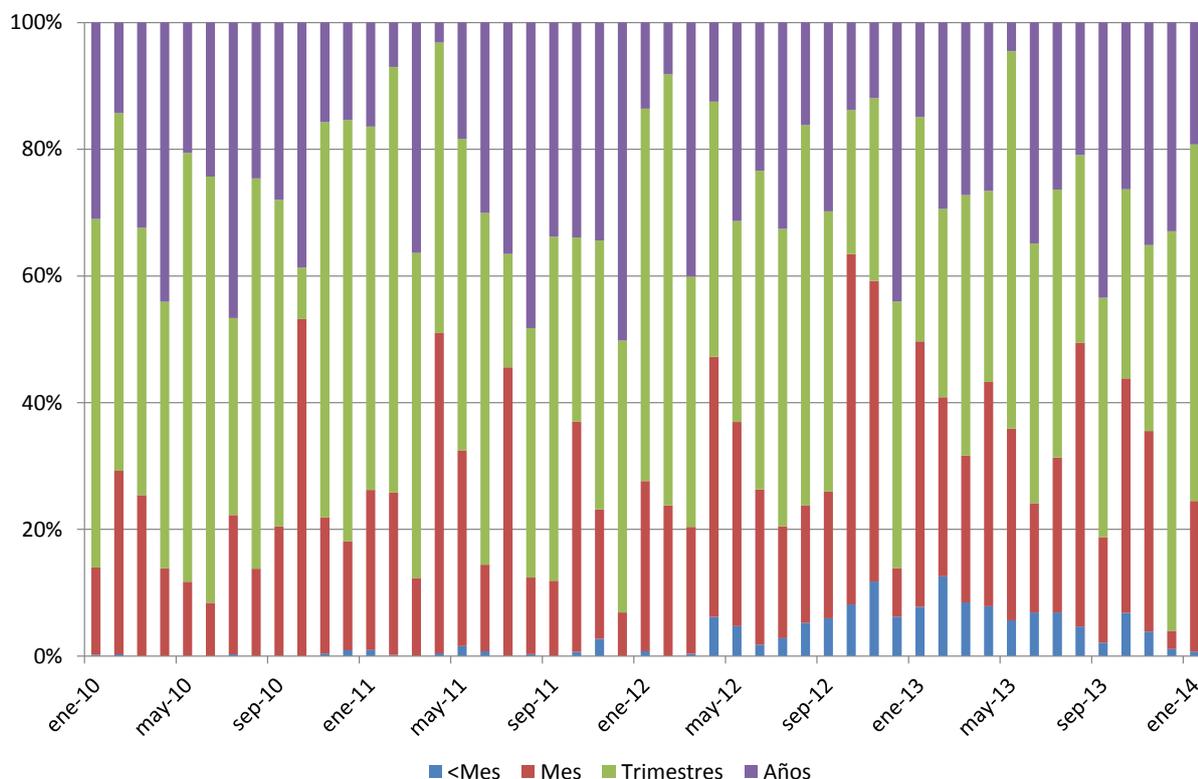
**Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)**



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

**Gráfico 13. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (en %)**



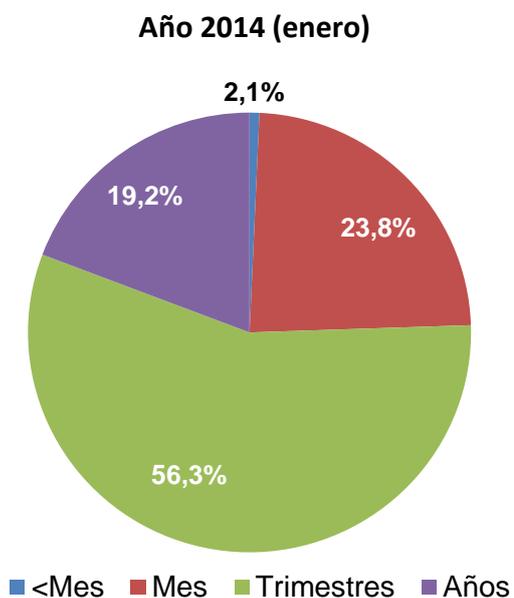
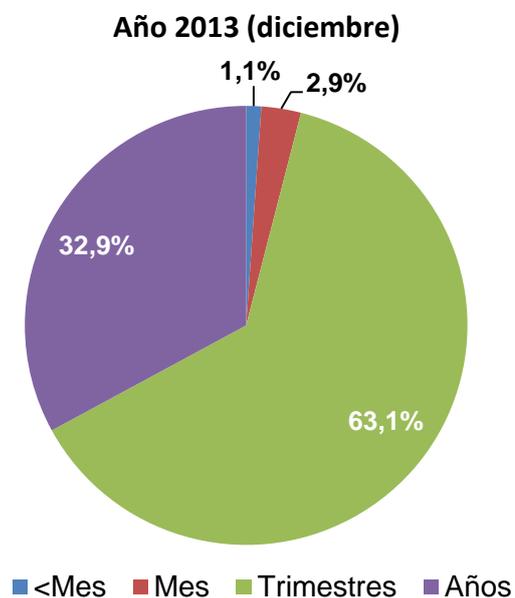
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En enero de 2014, el 17,4% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 1,8% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En 2013, dichos porcentajes se situaron en valores inferiores: 13,3% para el Cal+1, y 1,6% para el Cal+2.

El Gráfico 14 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de diciembre de 2013 y enero de 2014. En el mes de enero, destaca el incremento en la participación de los contratos mensuales sobre el volumen total negociado, que pasan de representar el 2,9% en el mes de diciembre al 23,8% en el mes de enero. Por el contrario, los contratos con liquidación anual pasaron de representar el 32,9% del total negociado en diciembre de 2013 al 19,2% en el mes de enero de 2014.

**Gráfico 14. Volumen de negociación por tipo de contrato (diciembre de 2013 y enero de 2014)**



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

### **3. Evolución de los principales determinantes de los precios 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: precios en el mercado diario en España, precios a plazo de la energía eléctrica en los países de nuestro entorno (Francia y Alemania) y precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

#### **3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania**

El Cuadro 3 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania.

En el mes de enero, todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en Alemania descendieron respecto las registradas en el mes anterior, siendo más acusado dicho descenso en la cotización de los contratos con vencimiento más cercano. Cabe destacar el descenso registrado en la cotización del contrato con liquidación en el mes de febrero de 2014: -13,8% respecto a diciembre de 2013.

Por su parte, en Francia, mientras que la cotización de los contratos mensuales con vencimiento en febrero y marzo de 2014, y la del contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre del año (Q4-14) descendieron (-30,3%, -9,1% y -1%, respectivamente), la cotización de los contratos con vencimiento en el segundo y tercer trimestres del año (Q2-14 y Q3-14) y la del contrato anual con entrega en 2015 aumentaron ligeramente (0,4%, 0,9% y 0,7%, respectivamente) en relación a las registradas en diciembre de 2013.

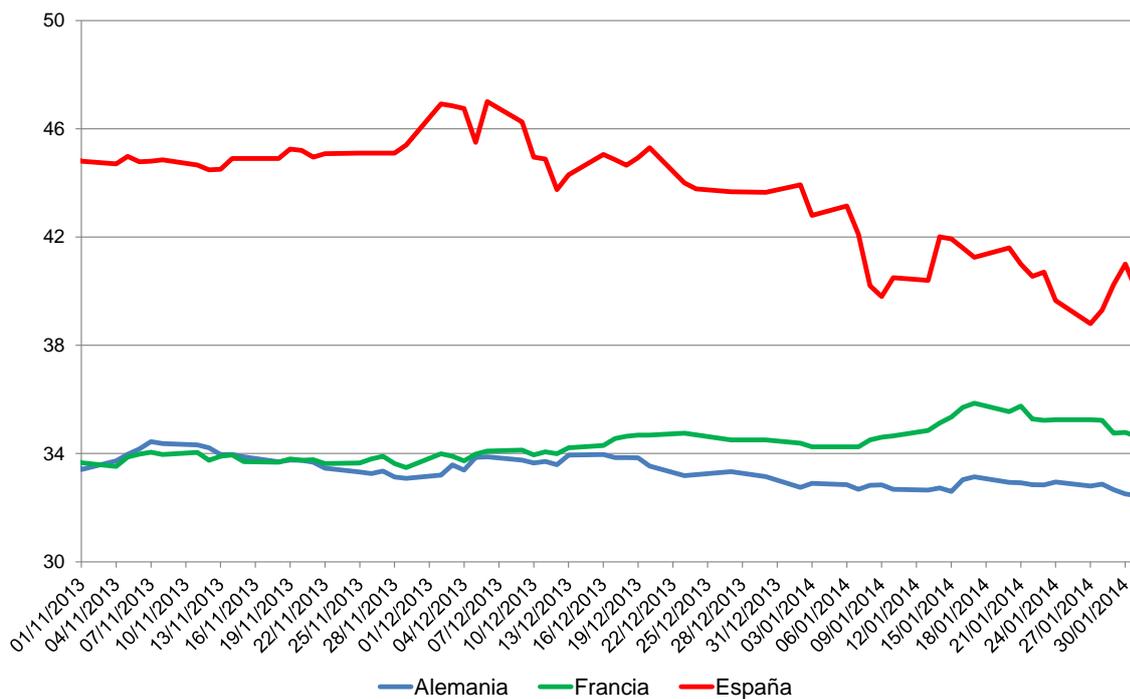
La cotización del contrato Q2-14 en el mercado español (40 €/MWh), aunque registró un descenso del 7% respecto a su cotización en diciembre de 2013, se situó por encima de la cotización del contrato equivalente en el mercado alemán (32,44 €/MWh) y en el mercado francés (34,63 €/MWh). Asimismo, a finales de enero, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (49,15 €/MWh; -2,8%) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (36,38 €/MWh; -0,3%) y en Francia (42,75 €/MWh; +0,7%).

**Cuadro 3. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

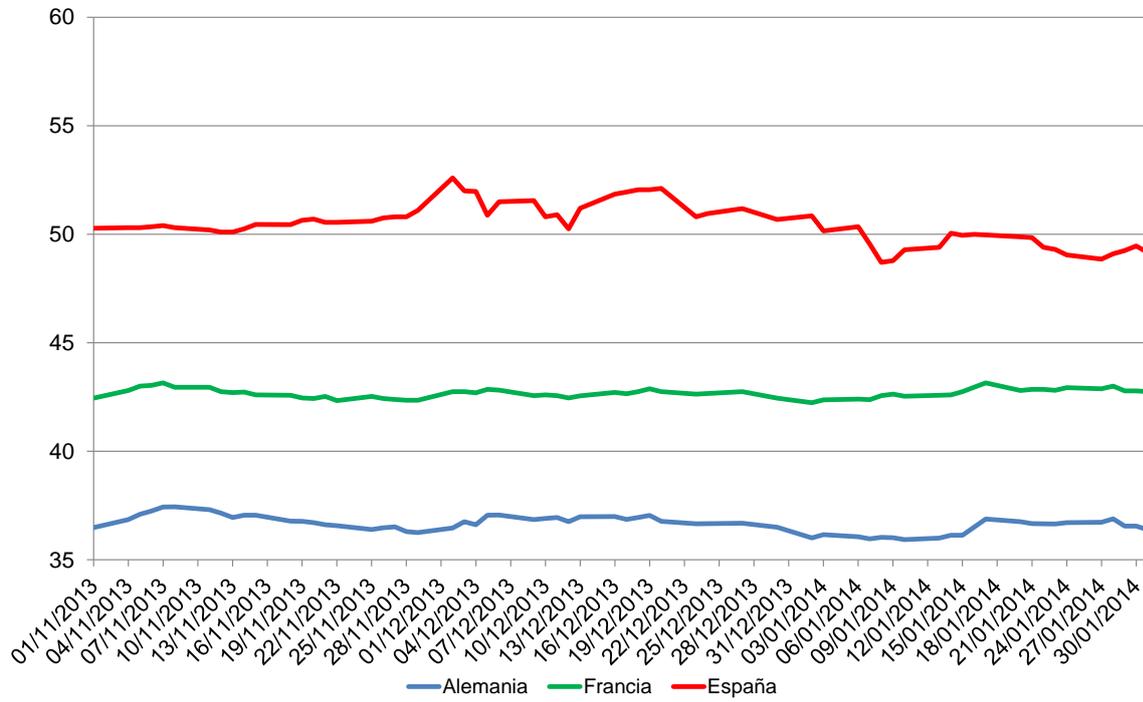
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	enero-14	diciembre-13	% Variación ene. vs. dic.	enero-14	diciembre-13	% Variación ene. vs. dic.	enero-14	diciembre-13	% Variación ene. vs. dic.
feb-14	34,70	53,00	-34,5%	35,91	41,67	-13,8%	40,26	57,78	-30,3%
mar-14	35,65	47,75	-25,3%	34,73	36,70	-5,4%	45,50	50,08	-9,1%
Q2-14	40,00	43,00	-7,0%	32,44	33,15	-2,1%	34,63	34,50	0,4%
Q3-14	51,25	51,95	-1,3%	35,10	35,55	-1,3%	35,95	35,63	0,9%
Q4-14	47,80	49,75	-3,9%	38,70	39,18	-1,2%	50,50	51,00	-1,0%
Año 2015	49,15	50,55	-2,8%	36,38	36,50	-0,3%	42,75	42,45	0,7%

Nota: Datos de enero a 31. Datos de diciembre a 31, excepto para los mercados alemán y francés, a día 30  
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 15. Evolución precios a plazo en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Contrato Q2-14 y Cal-15. Periodo: 1 noviembre de 2013 – 31 enero de 2014**  
**Contrato trimestral Q2-14**



**Contrato Anual 2015 (Cal-15)**



Fuente: EEX y OMIP

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario en el mes de enero (véase Cuadro 4 y Gráfico 16), el precio medio del mercado diario en España (33,62 €/MWh) registró un significativo descenso respecto del mes anterior (-47,2%), situándose por debajo de los precios medios registrados en Alemania (35,87 €/MWh; +0,4%) y en Francia (39,14 €/MWh; -21,3%).

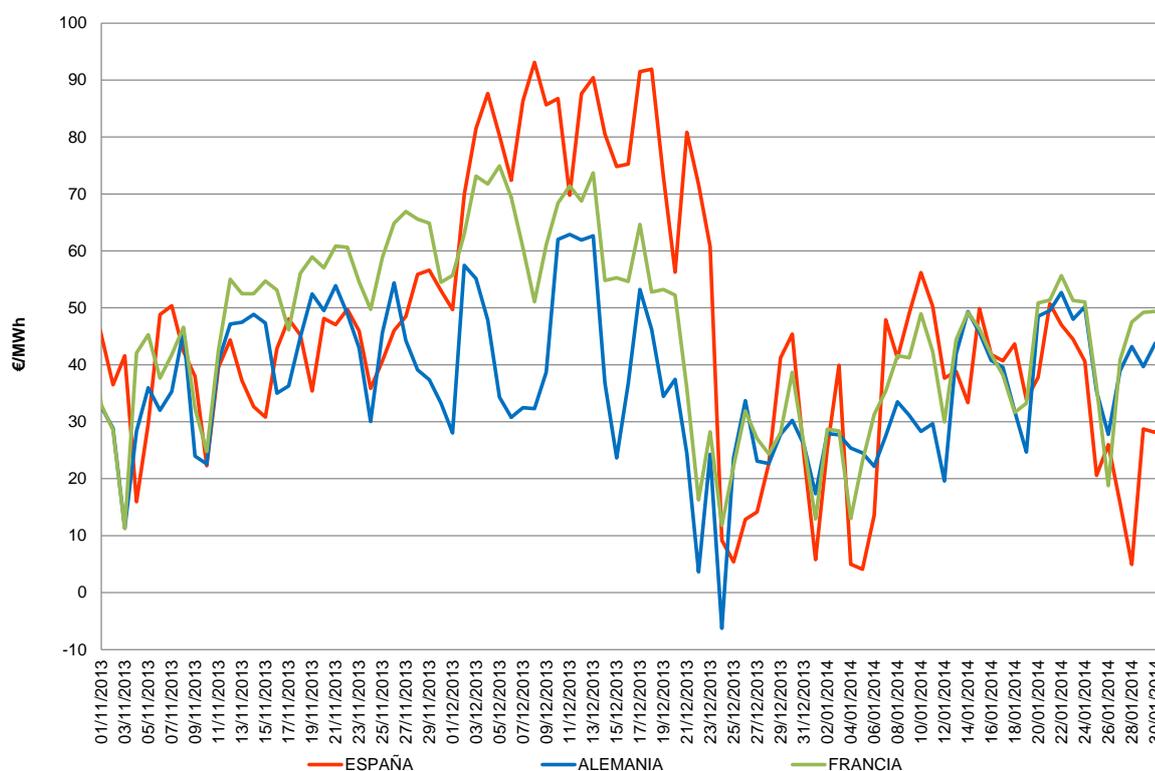
**Cuadro 4. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia**

Precios medios	enero-14	diciembre-13	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	33,62	63,64	-47,2%
Alemania	35,87	35,75	0,4%
Francia	39,14	49,71	-21,3%

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

**Gráfico 16. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia.**

**Periodo: 1 noviembre de 2013 – 31 enero de 2014**

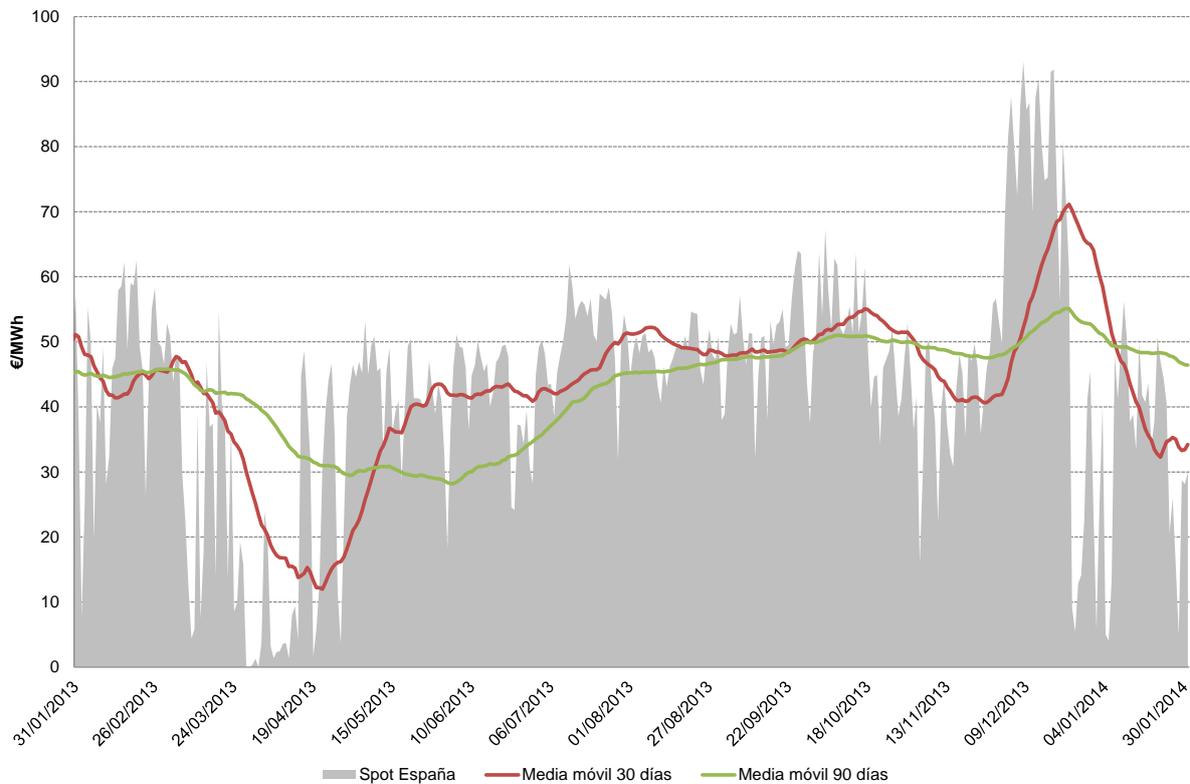


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

El Gráfico 17 muestra la evolución del precio medio diario en España, así como sus medias móviles en los últimos 30 y 90 días, durante los últimos doce meses.

La media móvil de los últimos 30 días se situó, a 31 de enero, en 34,23 €/MWh frente a 64,1 €/MWh a 31 de diciembre. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 31 de enero, en 46,42 €/MWh y, a 31 de diciembre, en 52,32 €/MWh.

**Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 31 enero 2013 – 31 enero 2014 (último año móvil)**



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

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

En esta sección se presenta la evolución general de las cotizaciones a plazo (y contado) de los combustibles y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

#### **Comentario general**

Durante el mes de enero, las cotizaciones del Brent, del gas natural (referencia NBP) y del carbón han registrado descensos mientras que los derechos de emisión han registrado aumentos significativos.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses presentaron una tendencia descendente desde los máximos del día 1 hasta alcanzar valores mínimos el día 20 de enero. La mayor variación a la baja entre dos sesiones se produjo el 2 de enero (descensos del 2,7% y del 2,6%, respectivamente). La mayor variación al alza entre dos sesiones se produjo el 22 de enero (incrementos del 1,4% y del 1,3%, respectivamente). En resumen, las cotizaciones de los contratos de futuros del Brent a 1 y 3 meses presentaron unos descensos en el mes del 4% y del 4,4%, respectivamente. A 31 de enero dichos contratos cotizaron a 106,4 \$/Bbl y a 105,37 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso del gas natural en Reino Unido (NBP), los contratos presentaron descensos. Así, el contrato de futuros mensual con entrega en febrero de 2014, presentó un descenso de un 8,5% y cotizó el 30 de enero en 25,81 €/MWh. El contrato a plazo trimestral con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 presentó un descenso del 6,3% (24,85 €/MWh a 31 de enero), mientras que el contrato con entrega el tercer trimestre de 2014 presentó un descenso del 5,8% (24,83 €/MWh a 31 de enero).

En el caso del carbón, la cotización del contrato con entrega en Feb-14 registró un descenso de un 0,8%, con respecto al mes anterior, cerrando el mes en 79,85 \$/t el 31 de enero. El contrato trimestral con vencimiento más próximo (Q2-14) registró un descenso de un 2,8%, mientras que el contrato anual Cal-15, registró un descenso de un 4,9% respecto al mes anterior. En concreto, el 31 de enero el Q2-14 cotizó a 78,71 \$/t y el Cal-15 a 83,08 \$/t.

Los derechos de emisión han registrado ascensos con respecto al mes anterior (en torno al 13,3% de media para los contratos de futuros EUA Dic-14 y EUA Dic-15). Dichos contratos presentaron el mínimo mensual el día 9 de enero, cotizando ese día a 4,58 €/tCO<sub>2</sub> (EUA Dic-14) y 4,75 €/tCO<sub>2</sub> (EUA Dic-15), y el máximo mensual el día 30 cotizando esos días a 5,78 €/tCO<sub>2</sub> y 6,03 €/tCO<sub>2</sub>, respectivamente.

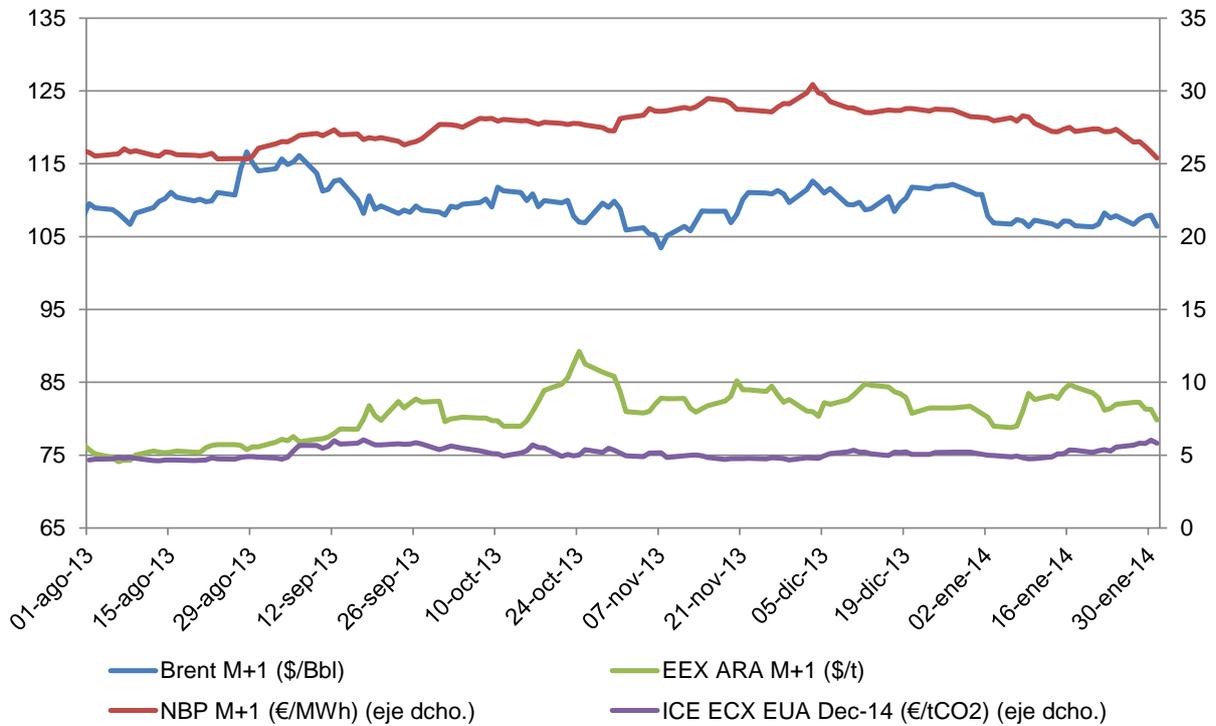
**Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en enero de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en diciembre de 2013: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ene-14	Mín.	Máx.	31-dic-13	Mín.	Máx.	ene vs dic.
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent <b>Spot</b>	108,18	106,55	110,28	110,28	108,17	113,37	-1,9%
Brent entrega a <b>un mes</b>	106,40	106,35	110,80	110,80	108,44	112,62	-4,0%
Brent entrega a <b>tres meses</b>	105,37	105,23	110,27	110,27	107,96	111,77	-4,4%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>							
Gas NBP <b>Spot</b>	25,60	25,60	27,69	26,96	26,96	30,02	-5,0%
Gas NBP entrega <b>Feb-14</b>	25,81	25,81	28,28	28,21	28,21	30,54	-8,5%
Gas NBP entrega <b>Q2-14</b>	24,85	24,85	26,70	26,53	26,37	27,30	-6,3%
Gas NBP entrega <b>Q3-14</b>	24,83	24,83	26,52	26,34	26,07	26,95	-5,8%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón entrega <b>Feb-14</b>	79,85	78,80	84,70	80,50	80,25	83,68	-0,8%
Carbón entrega <b>Q2-14</b>	78,71	78,71	81,70	81,00	80,50	82,73	-2,8%
Carbón entrega <b>2015</b>	83,08	83,08	86,70	87,40	86,50	88,30	-4,9%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2014</b>	5,59	4,58	5,78	4,95	4,61	5,15	12,9%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2015</b>	5,83	4,75	6,03	5,13	4,79	5,35	13,6%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en ICE y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh. La última cotización del contrato con entrega en Feb-14 fue a 30/01/14.
- 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

**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 CO<sub>2</sub>. Periodo: 1 agosto 2013 – 31 enero 2014**



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

### 3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

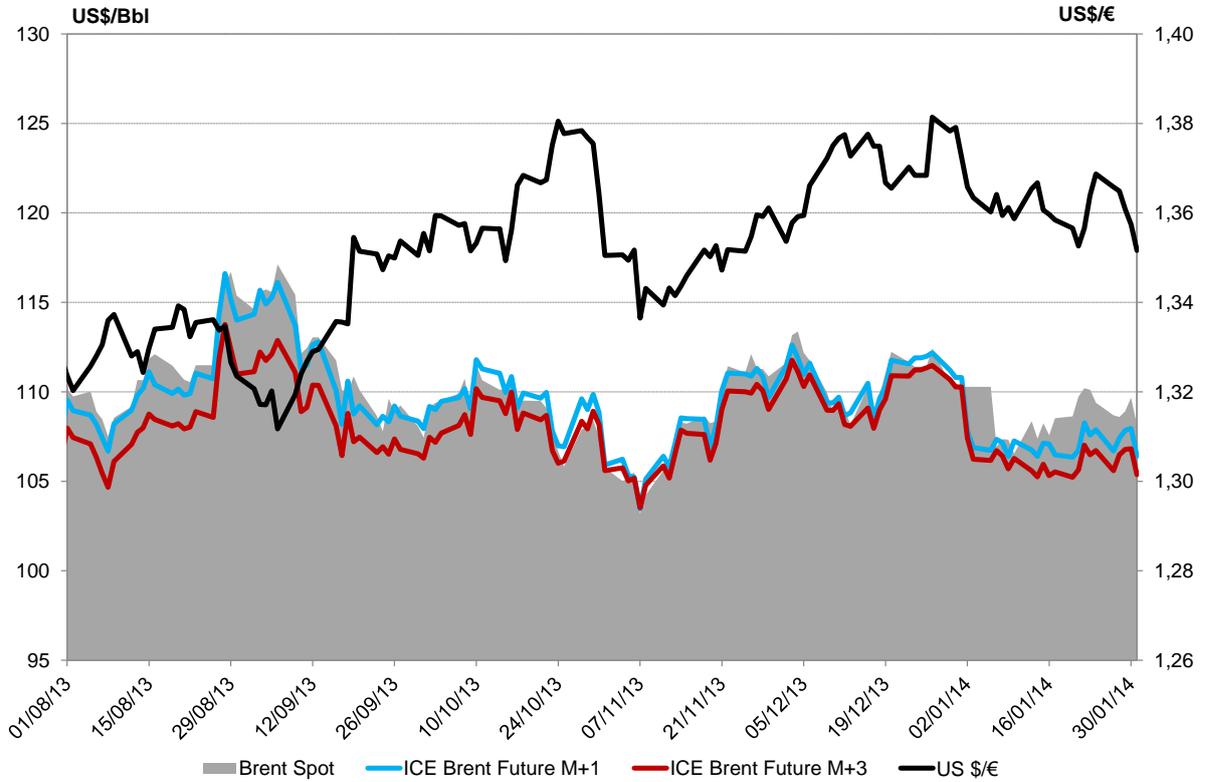
Tal y como se observa en el Gráfico 19, en el mes de enero la cotización del Brent (spot) ha fluctuado aproximadamente en el rango 106 – 111 \$/Bbl, conformando el límite superior de ese intervalo las cotizaciones registradas el 1 de enero, y el límite inferior las registradas el día 20.

Durante el mes de enero, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa a uno y tres meses oscilaron en el rango de 105,23 \$/Bbl – 110,8 \$/Bbl. Los precios máximos se presentaron el día 1 y los mínimos el día 20 para ambos contratos.

La evolución del tipo de cambio \$/€ mostró una tendencia decreciente pasando de valores de 1,37 a comienzos de mes hasta alcanzar los 1,35 a día 31 de enero (apreciación del dólar).

Los precios de los contratos a 1 y 3 meses en €/Bbl oscilaron en el mes de enero en el rango 77,01 €/Bbl – 79,81 €/Bbl, presentándose el máximo mensual el 22 de enero y el mínimo el 14 de enero.

**Gráfico 19. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).**  
**Periodo: 1 agosto 2013 – 31 enero 2014**

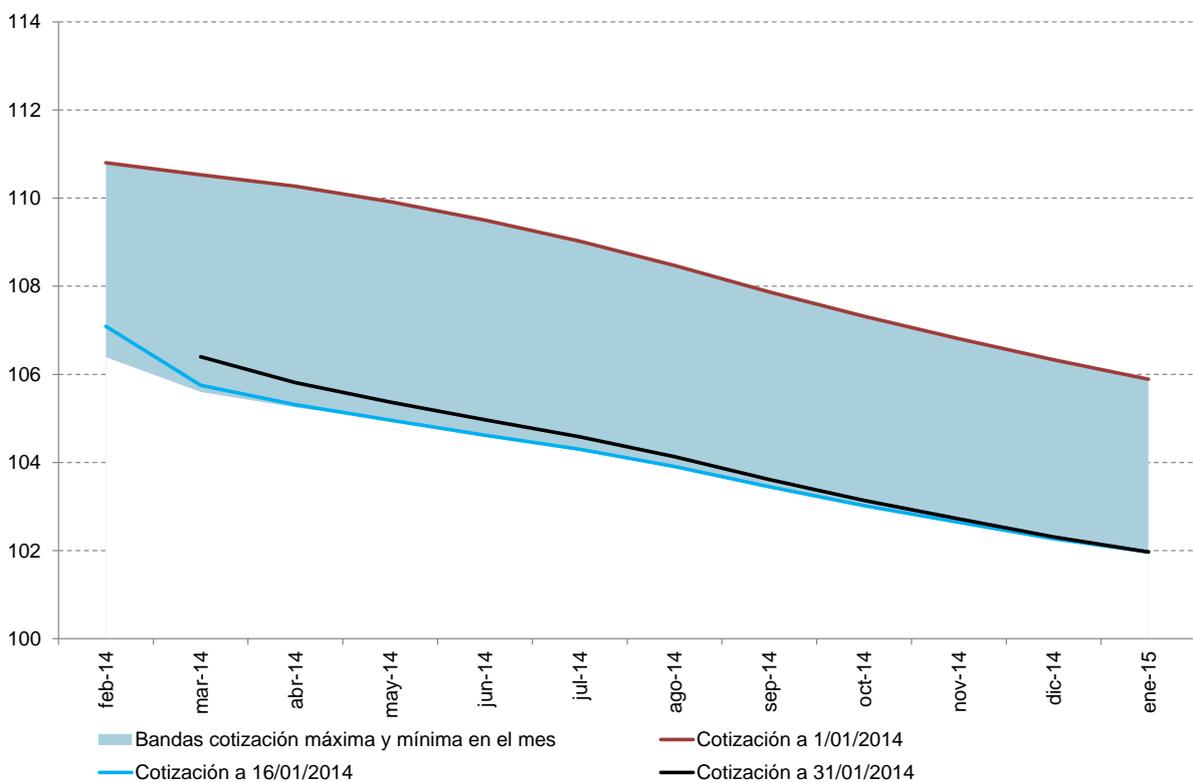


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

Entre los factores que contribuyeron al descenso en los precios del petróleo se destacan la apertura de los puertos en Libia después de meses de incertidumbre así como la incertidumbre en la economía de los mercados emergentes.

El Gráfico 20 muestra el rango de variación de la curva a plazo del Brent en el mes de enero. En dicho gráfico se observa la estructura de la curva a plazo a 31 de enero, que muestra un perfil decreciente con el plazo de vencimiento de los contratos, entre los 106,4 y los 102,0 \$/Bbl. La cotización del contrato Brent M+12 (enero de 2015) ha fluctuado en el rango 101,97 – 105,89 \$/Bbl, finalizando el 31 de enero en 101,97 \$/Bbl. Las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del Brent se encuentran en el rango de 3,9 – 5 \$/Bbl para el periodo mostrado en el gráfico.

**Gráfico 20. Evolución de la curva a plazo del Brent (\$/Bbl)**



Nota: el último día de cotización del contrato feb-14 es el 16 de enero, por lo que la curva a plazo a 31/01/2014 no muestra dicho valor

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

### 3.2.2. Evolución del gas natural

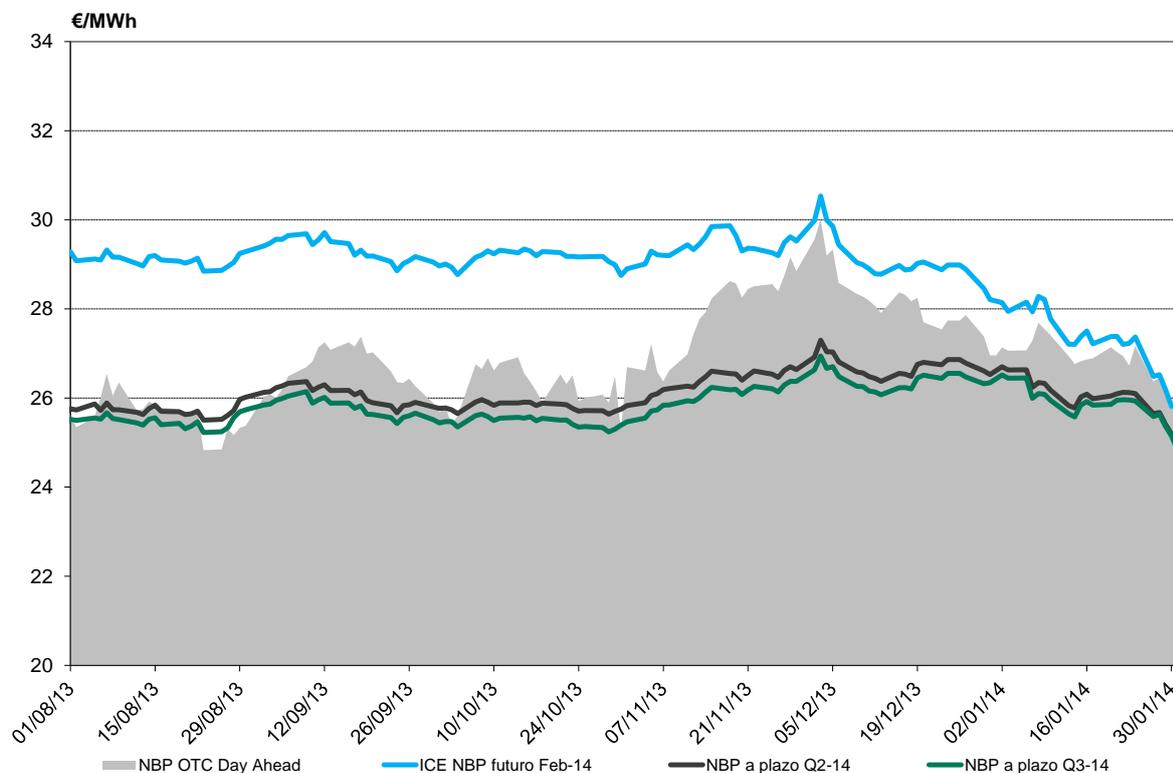
Los precios europeos de gas natural presentaron una tendencia decreciente durante el mes de enero debido a temperaturas suaves, a un buen nivel de aprovisionamientos, y a elevadas existencias almacenadas en los tanques de GNL y en los almacenamientos subterráneos. El contrato mensual (referencia NBP) con entrega en febrero de 2014 registró a 31 de enero una cotización de 25,81 €/MWh (un 8,5% inferior respecto a la registrada a 31 de diciembre).

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (Q2-14) ha oscilado en el rango 26,7 €/MWh – 24,85 €/MWh (el máximo se registró el 2 de enero y el mínimo el 31 de enero), cotizando ese mismo día en 24,85 €/MWh (-6,3% respecto al mes anterior).

Asimismo, el contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14), presentó los valores máximos el día 2 y los mínimos el día 31, oscilando en el rango 26,52-24,83 €/MWh, cotizando el día 31 en 24,83 €/MWh, un 5,8% inferior al valor del mes anterior. Los precios del contrato Q3-14 se situaron 0,2 €/MWh en media por debajo de los precios del contrato Q2-14 (véase Gráfico 21).

**Gráfico 21. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en febrero 2014 y trimestrales Q2-14 y Q3-14 (en €/MWh).**

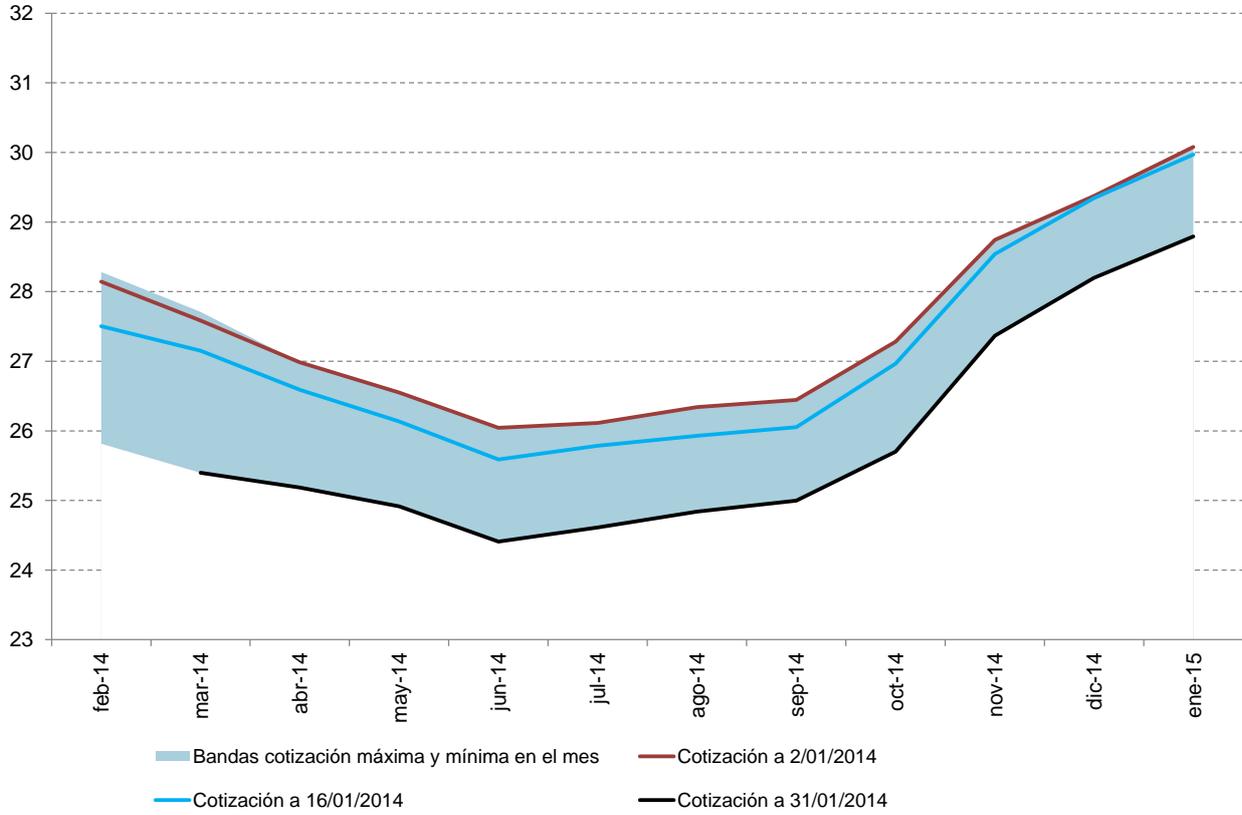
**Periodo: 1 agosto 2013 – 31 enero 2014**



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

La evolución de la curva a plazo del gas, a 31 de enero, obtenida a través de los futuros mensuales en el Reino Unido para el Punto Nacional de Balance (NBP) presenta una tendencia descendente desde el nivel de 25,4 €/MWh en febrero de 2014 hasta el nivel de 24,41 €/MWh en junio de 2014. A partir de ahí se inicia un ascenso hasta el nivel de 28,79 €/MWh en enero de 2015. La banda de fluctuación entre los valores mínimos y máximos presentados para los precios de cierre de cada uno de los contratos mensuales a lo largo de enero presenta un rango medio de 1,64 €/MWh.

**Gráfico 22. Evolución curva a plazo del gas natural en NBP (€/MWh)**

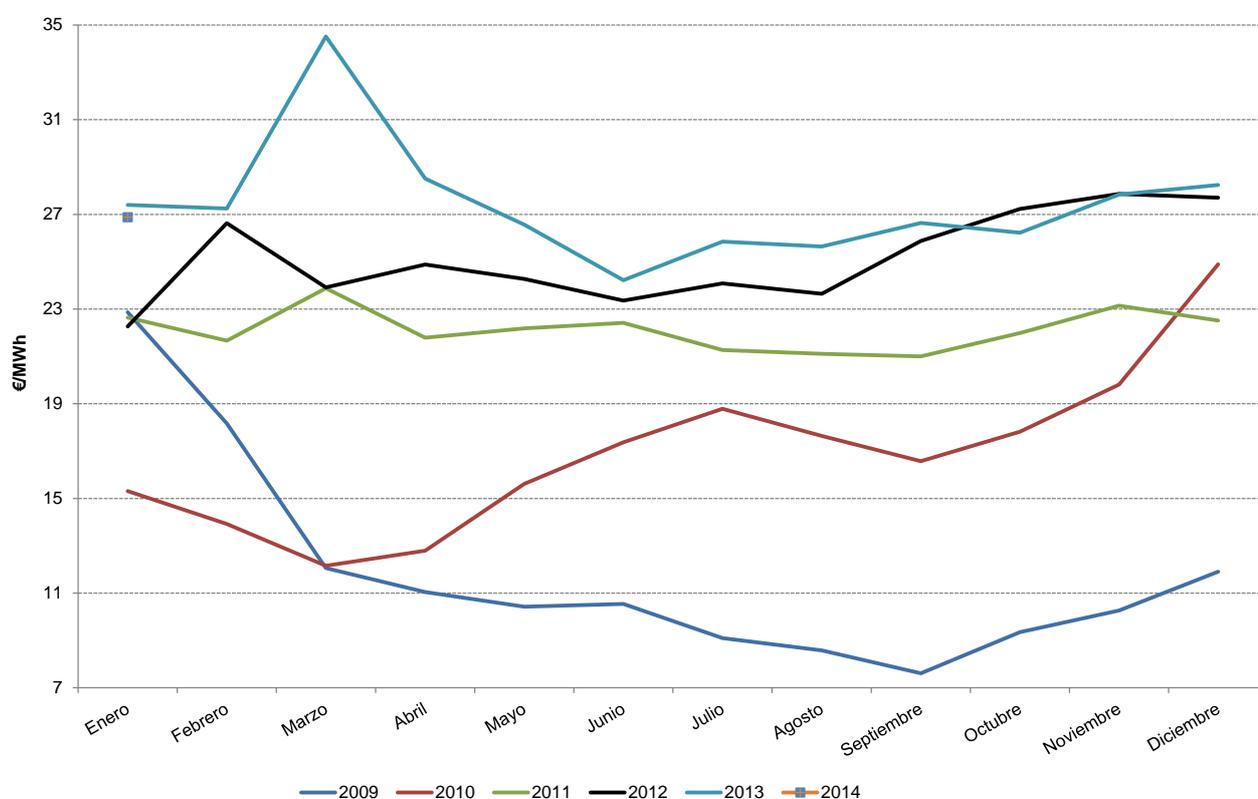


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Durante el mes de análisis los precios spot en Reino Unido se han mantenido en un rango de 25,6 €/MWh – 27,69 €/MWh; registrando el valor máximo el día 8 y el mínimo el día 31. La cotización a 31 de enero (25,6 €/MWh) se sitúa un 5% por debajo de la cotización a 31 de diciembre.

La media del mes de enero, de 26,87 €/MWh, fue inferior a la media del mismo mes del año anterior (-1,9%) y un 4,8% inferior a la media del mes de diciembre de 2013 (28,24 €/MWh).

**Gráfico 23. Evolución medias mensuales precios spot en NBP (€/MWh)**

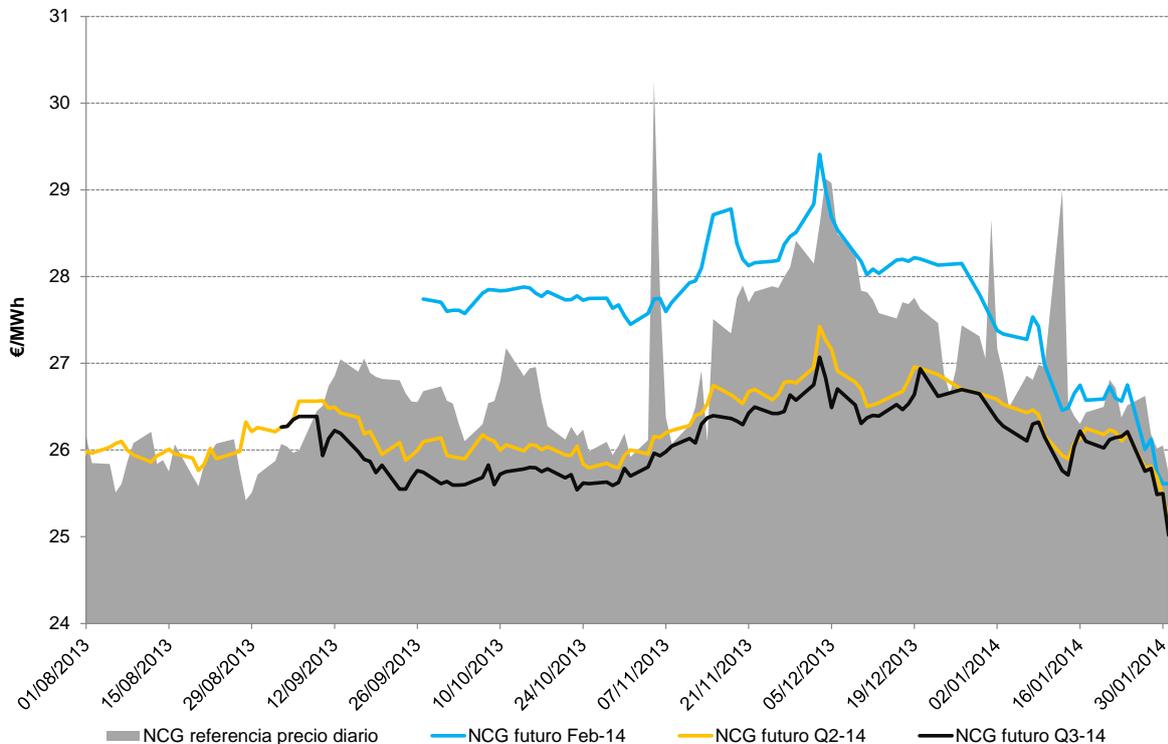


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

### Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el caso del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) en EEX con vencimiento en el segundo trimestre de 2014, la cotización ha oscilado en el mes de análisis en el rango 25,18 €/MWh – 26,58 €/MWh. El 2 de enero se presentó el máximo mensual y el mínimo se registró el día 31 (25,18 €/MWh), lo que representa un descenso del 5,5% respecto al mes anterior). Asimismo, el contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014, presentó el valor máximo el día 2 y el valor mínimo el día 31, oscilando entre 25,02 €/MWh – 26,35 €/MWh. El contrato Q2-14 se situó en media 0,1 €/MWh por encima del contrato Q3-14 a lo largo del mes de enero (véase Gráfico 24).

**Gráfico 24. Evolución precios del gas natural en Alemania (€/MWh)**



Nota: en la referencia de precio diaria de NCG se muestra el valor correspondiente al día de entrega.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

### Precios de gas natural en Francia (PEG sud y PEG Nord)

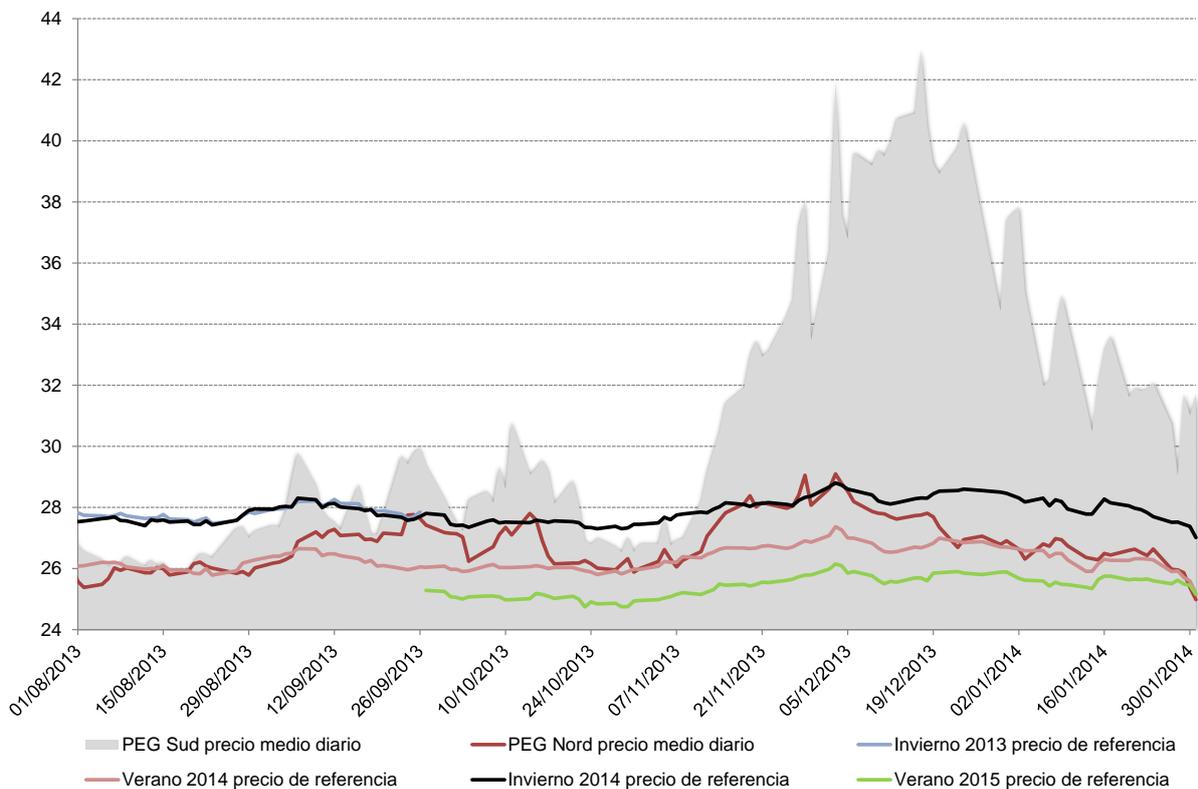
Durante el mes de análisis, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) disminuyó con respecto al mes anterior (6,09 €/MWh en enero frente a una diferencia de 11,44 €/MWh en diciembre). En el mes de enero el precio de la zona sur estuvo por encima de la zona norte durante todo el mes. En concreto, la zona sur presentó una media en enero de 32,46 €/MWh y la zona norte de 26,36 €/MWh, lo que representó un descenso con respecto al mes anterior en la zona sur de un 17,2% y de un 5% en la zona norte; (39,18 €/MWh y de 27,74 €/MWh en diciembre, respectivamente).

El contrato de futuro estacional invierno 2014, que abarca el cuarto trimestre de 2014 y el primero de 2015, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó descensos. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró con un precio de 27,01 €/MWh (a 31 de enero) lo que representó un descenso del 5,1% frente al precio de cierre del mes anterior (28,46 €/MWh el 31 de diciembre). Asimismo, el contrato verano 2014, que abarca el segundo y tercer trimestres

de 2014, registró un descenso en su cotización de un 5,7% (cotizó en 25,17 €/MWh el 31 de enero frente a 26,7 €/MWh el 31 de diciembre).

El diferencial medio entre el contrato invierno 2014 y verano 2014 se situó en media en enero en 1,72 €/MWh. Dicho diferencial se sitúa muy próximo al diferencial medio registrado del cuarto trimestre de 2013 (1,5 €/MWh) y del tercer trimestre de 2013 (1,58 €/MWh). Una mayor amplitud de dicho diferencial implica un mayor valor estratégico a la hora de reservar capacidad en los almacenamientos subterráneos de gas natural. Cabe destacar que para el contrato estacional verano 2015 su nivel de cotización estuvo por debajo del contrato verano 2014 (en el mes de diciembre, en media, la cotización del contrato verano 2015 resultó inferior en 0,62 €/MWh a la del contrato verano 2014).

**Gráfico 25. Evolución precios spot y futuros estacionales de gas en Francia (€/MWh)**



Nota: en la referencia de precio diaria de Powernext se muestra el valor correspondiente al día de entrega.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Powernext

Respecto a la gestión del riesgo de precio de las zonas de balance francesas, el mercado organizado Powernext anunció el 21 de enero de 2014 el lanzamiento a partir del 4 de febrero de 2014 del contrato diferencial de precio de contado (“spot spread”) entre las dos zonas de entrega del sur de Francia (gestionadas por los operadores de sistema TIGF y GRTgaz). El nuevo producto se listará para todos los vencimientos spot en PEGAS, la plataforma

conjunta lanzada por los mercados organizados Powernext y EEX. Desde el 26 de enero de 2008 se pueden realizar operaciones spot para cada una de las 2 zonas del sur de Francia. Desde mayo de 2011 se ofrece el contrato diferencial de precio entre la zona norte (PEG Nord) el precio de la zona sur operada por GRTgaz (PEG Sud). El suministro del sur de Francia depende en gran medida de importaciones de GNL y, con la conexión con la zona norte (PEG Nord) frecuentemente congestionada, la volatilidad en las dos zonas de precio del sur de Francia está siendo mucho mayor que en la zona norte.

#### Otras referencias de precios

Desde comienzos de agosto de 2012, los precios del GNL para el sudoeste de Europa (referencia SWE publicada por Energy Intelligence) presentaron una tendencia ascendente, interrumpida desde finales de enero hasta mediados de febrero de 2013. Posteriormente, los precios continuaron aumentando hasta mediados de marzo alcanzando niveles récord en esa quincena y disminuyendo hasta mediados de junio. Durante el mes de julio de 2013 los precios GNL en el sudoeste de Europa volvieron a aumentar, para luego alcanzar un mínimo anual a finales de septiembre. Posteriormente, los precios se han incrementado de manera abrupta, obteniéndose una cifra ligeramente superior al récord histórico de marzo de 2013. El incremento de los precios en el sudoeste de Europa durante el mes de enero de 2014 se debe a una situación global de suministro restringido y a un repunte en la demanda invernal tanto de los mercados asiáticos (especialmente Japón) como europeos.

Los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA, publicada por Energy Intelligence) iniciaron la tendencia ascendente a mediados de septiembre de 2012 y a mediados de febrero de 2013 se observa una caída en sus precios, que se mantiene hasta mayo. A partir de aquí, los precios han seguido una tendencia generalizada ascendente, a excepción de un ligero retroceso entre el 15 de julio y el 26 de agosto de 2013, y del descenso durante todo el mes de diciembre, produciéndose un incremento del precio durante el mes de enero de 2014.

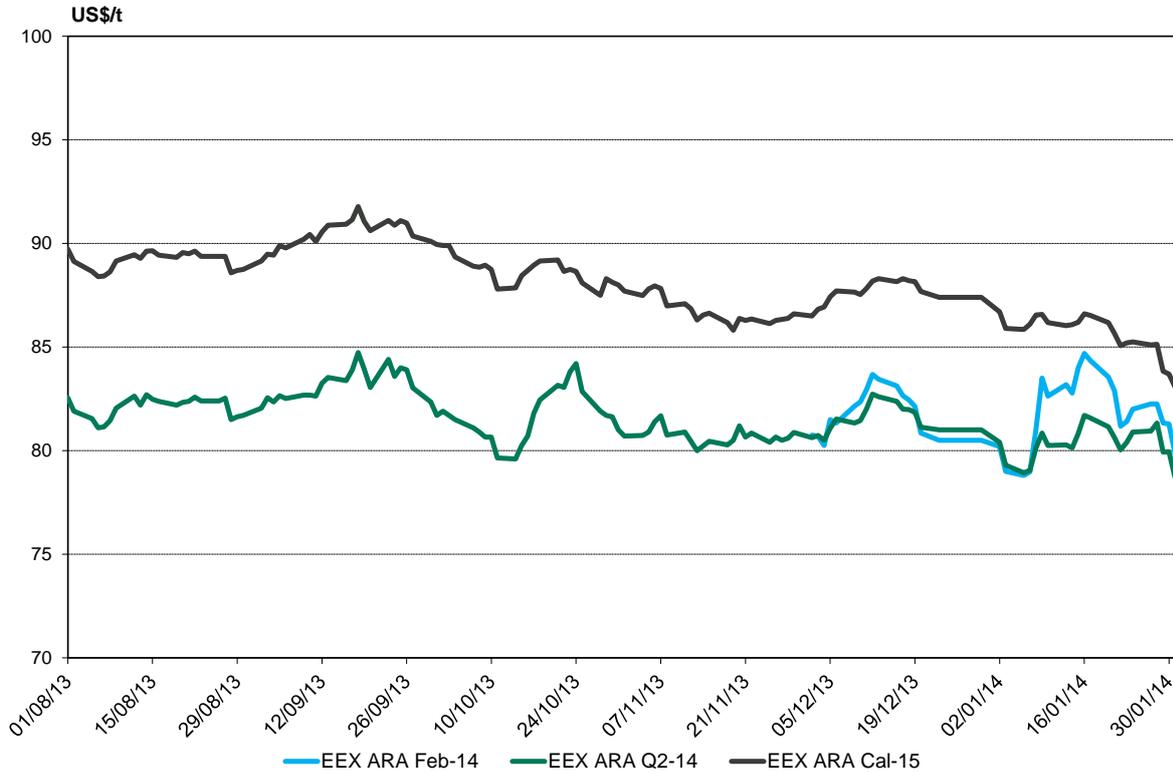
### **3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón**

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo en EEX del contrato de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el segundo trimestre de 2014 ha mostrado una tendencia ascendente desde principios de mes hasta alcanzar el valor máximo de 81,7 \$/t el día 16 de enero, para luego descender hasta el valor de 78,71 \$/t el día 31 de enero. La variación registrada con respecto al mes anterior fue de -2,8%. En €/t las cotizaciones de ese contrato oscilaron entre 57,95 €/t (7 de enero) y 60,09 €/t (16 de enero).

El diferencial de precios entre el contrato anual y el trimestral con vencimiento más inmediato se situó en el rango de (+3,75 \$/t – +7,05 \$/t). El contrato anual

Cal-14 se ha mantenido durante el mes de enero en el rango de 83,08 – 86,7 \$/t.

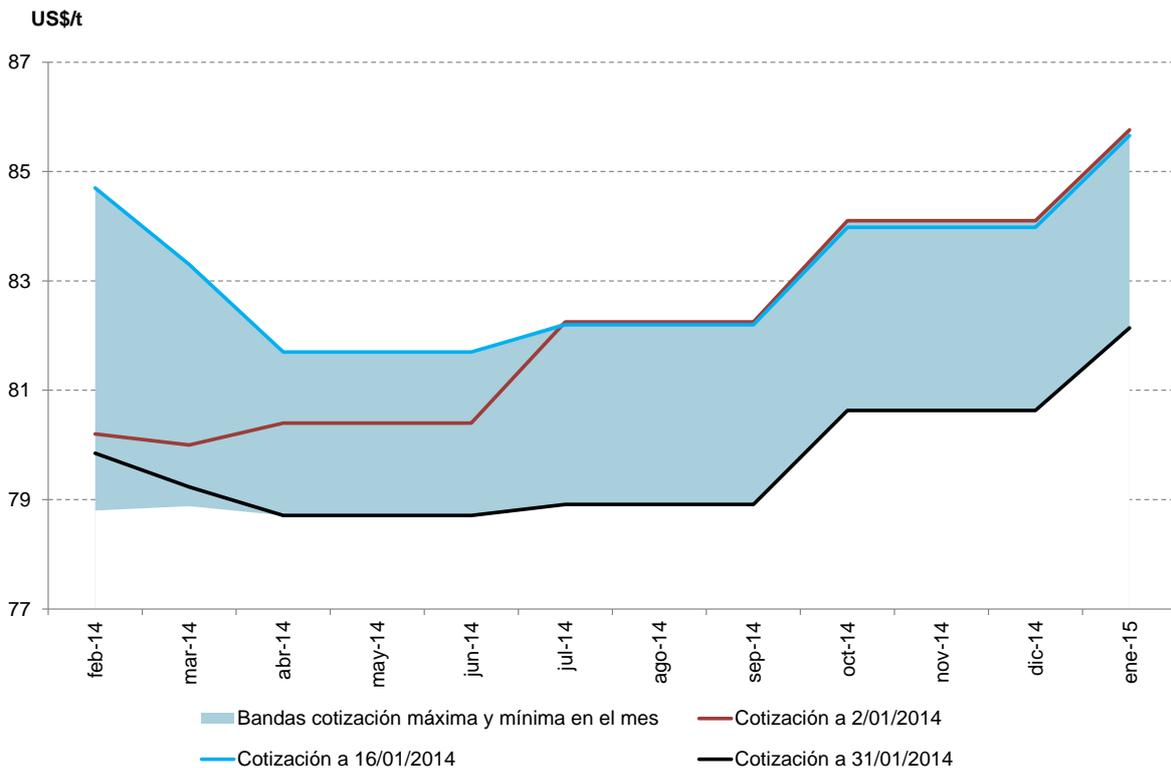
**Gráfico 26. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t). Periodo 1 agosto 2013 – 31 enero 2014**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

El gráfico siguiente muestra la evolución de la curva a plazo del carbón durante el mes de enero. A 31 de enero, la curva a plazo muestra una tendencia creciente a partir del mes de abril de 2014.

**Gráfico 27. Evolución de la curva a plazo de los precios del carbón (futuros EEX ARA)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

El descenso en los precios del carbón en el mes de enero se debe principalmente a la ausencia de preocupaciones mayores sobre tensión de suministro en el corto-medio plazo, de manera que aún se tiene la percepción de general de exceso de suministro.

### 3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

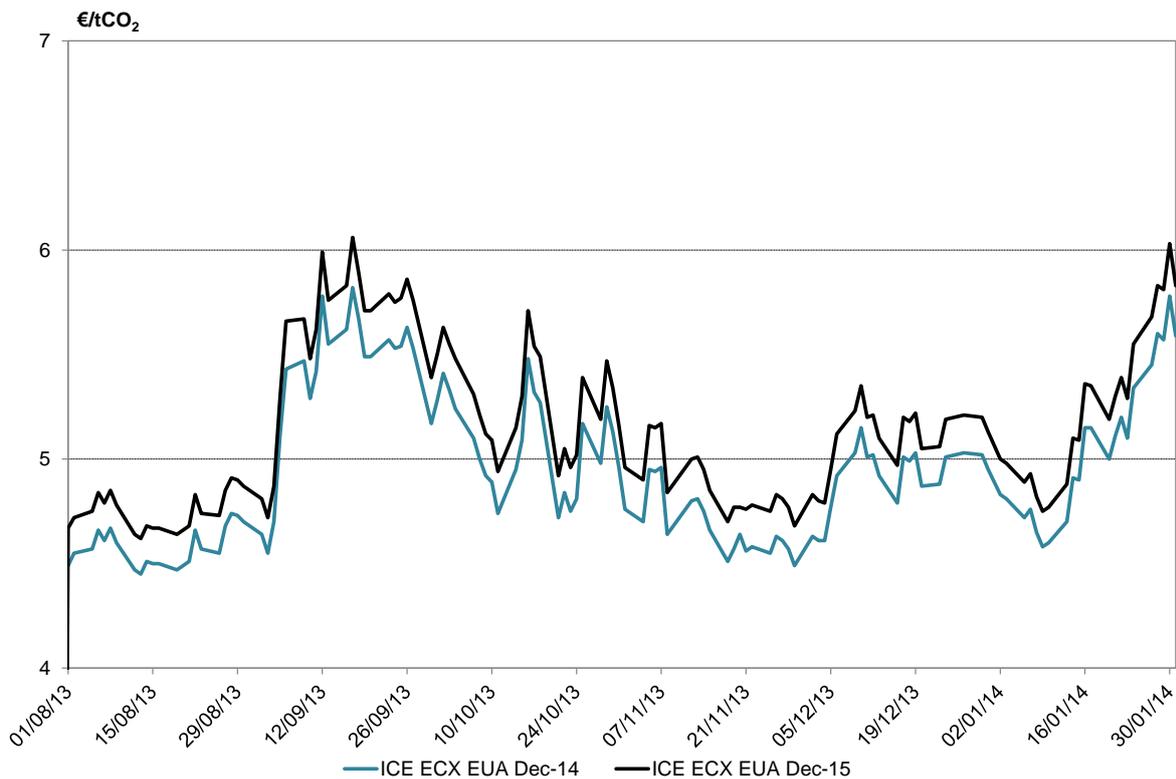
Durante el mes de análisis, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA ha mostrado una tendencia ascendente.

Las cotizaciones de los futuros oscilaron en el rango 4,58 €/tCO<sub>2</sub>–5,78 €/tCO<sub>2</sub> el contrato EUA Dic-14, y en el rango 4,75 €/tCO<sub>2</sub>–6,03 €/tCO<sub>2</sub> para el contrato EUA Dic-15. En ambos casos los mínimos y máximos se registraron el 9 y el 30 de enero, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 ha mostrado una tendencia estable, manteniéndose en el rango 0,17 €/tCO<sub>2</sub>–0,25 €/tCO<sub>2</sub>. A cierre del mes de enero (día 31) la cotización del contrato EUA Dic-

14 ha contabilizó un ascenso del 12,9% con respecto al 31 de diciembre, situándose el 31 de enero en 5,59 €/tCO<sub>2</sub>. Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (5,83 €/tCO<sub>2</sub> a 31 de enero) ha ascendido un 13,6% respecto la registrada el 31 de diciembre.

**Gráfico 28. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 agosto 2013 – 31 enero 2014**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

El principal factor ligado al incremento de precios de los derechos de emisión europeos (EUAs) en el mes de enero fue la expectativa de la aceleración en la aplicación del calendario de “backloading”. Dicho mecanismo implica retrasar la subasta de 900 millones de EUAs en el periodo 2014-2016. Para el año 2014 se retrasará la subasta de 400 millones de derechos, si la primera retirada se produce antes de que termine el mes de marzo. En caso de que se lleve a cabo dentro del segundo trimestre del año, la cantidad retrasada será de 300 millones, y se reducirá en 100 millones por cada trimestre adicional de retraso. Adicionalmente, también influyeron en el incremento de los precios la difusión de los nuevos objetivos de emisiones a nivel europeo para el horizonte 2030 (objetivo vinculante de reducción del 40% de las emisiones frente a los niveles de 1990), y las líneas generales que regirán el esquema del comercio de emisiones europeo (EU-ETS) a partir del año 2021 (4ª fase), en la cual se aplicará el mecanismo conocido como “Market stability reserve”, que ayudará a evitar la sobreoferta de derechos, mediante la retirada de hasta el 12% de los

derechos de emisión del mercado bajo el cumplimiento de ciertas condiciones, aún por determinar.

### **3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)**

Respecto al mes anterior (31/01/14 vs. 30/12/13), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Q2-14 ha registrado un descenso del 7,0%, frente al indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas NBP y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) que se ha reducido un 6% en el mismo periodo.

Por otro lado, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón incluyendo costes de transporte, peajes, O&M e impuestos se ha incrementado un 0,6% entre el 30/12/13 y el 31/01/14.

Respecto al mes anterior (31/01/14 vs. 31/12/13), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró un descenso de un 2,8%, frente a un indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas NBP y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) que se redujo un 4,4% en el mismo periodo.

#### **4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario**

##### **4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto-ley 17/2013, y el precio en el mercado diario durante el primer trimestre de 2014**

En la 25ª subasta CESUR, que se celebró el 19 de diciembre de 2013, se subastaron 2.500 MW del producto trimestral carga base con vencimiento en el primer trimestre de 2014 (Q1-14) y 333 MW del producto trimestral carga punta con vencimiento en el mismo trimestre.

El precio de equilibrio en la subasta del producto base Q1-14 fue 61,83 €/MWh y el del producto punta Q1-14 fue 67,99 €/MWh. No obstante, de acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, así como en el artículo 14.1 de la propia Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, con la información certificada por la entidad responsable de la organización y gestión de la subasta CESUR que había puesto a disposición de esta Comisión, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia concluyó en su pronunciamiento que no procedía validar la subasta a la vista de la concurrencia de circunstancias atípicas.

El artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014 determinó el coste de producción de energía eléctrica a considerar en el precio voluntario para el pequeño consumidor. En particular, la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas se realizó considerando las referencias de precios públicos del Operador el Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta, desde el 1 de julio de 2013 a 24 de diciembre de 2013, siendo el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base 48,48 €/MWh y en el bloque de punta 56,27 €/MWh.

El precio medio aritmético en el mercado diario (equivalente al carga base) durante el mes de enero se situó en 33,62 €/MWh, por lo que el coste de los contratos mayoristas establecido en Real Decreto-ley 17/2013 (48,48 €/MWh para el producto base) resultó ser (ex post) un 44,2% superior al precio medio en el mercado diario en el mes de enero. En el caso del producto punta, el precio medio en el mercado diario en las horas punta se ha situado en 42,85 €/MWh en el mes de enero, resultando inferior en un 31,3% al coste de los contratos mayoristas establecido en Real Decreto-ley 17/2013 (56,27 €/MWh).

**Cuadro 6. Diferencial de precios de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (desde 2014)**

Liquidación	Producto Base			Producto Punta			
	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	
CESUR-17	enero-12	51,06	52,99	1,93	56,41	57,95	1,54
	febrero-12	53,48	52,99	-0,49	59,83	57,95	-1,88
	marzo-12	47,57	52,99	5,42	53,21	57,95	4,74
	Q1-12	50,64	52,99	2,35	56,43	57,95	1,52
CESUR-18	abril-12	41,21	51,00	9,79	45,20	56,27	11,07
	mayo-12	43,58	51,00	7,42	47,59	56,27	8,68
	junio-12	53,50	51,00	-2,50	58,20	56,27	-1,93
	Q2-12	46,07	51,00	4,93	50,25	56,27	6,02
CESUR-19	julio-12	50,29	56,25	5,96	55,44	61,50	6,06
	agosto-12	49,34	56,25	6,91	52,99	61,50	8,51
	septiembre-12	47,59	56,25	8,66	53,72	61,50	7,78
	Q3-12	49,09	56,25	7,16	54,04	61,50	7,46
CESUR-20	octubre-12	45,65	49,25	3,60	52,56	54,25	1,69
	noviembre-12	42,07	49,25	7,18	47,90	54,25	6,35
	diciembre-12	41,73	49,25	7,52	48,93	54,25	5,32
	Q4-12	43,16	49,25	6,09	49,85	54,25	4,40
CESUR-21	enero-13	42,06	54,18	12,12	51,61	61,15	9,54
	febrero-13	45,04	54,18	9,14	52,77	61,15	8,38
	marzo-13	25,92	54,18	28,26	30,42	61,15	30,73
	Q1-13	40,34	54,18	13,84	48,17	61,15	12,98
CESUR-22	abril-13	18,17	45,41	27,24	24,97	51,95	26,98
	mayo-13	43,45	45,41	1,96	47,09	51,95	4,86
	junio-13	40,87	45,41	4,54	48,51	51,95	3,44
	Q2-13	34,26	45,41	11,15	40,04	51,95	11,91
CESUR-23	julio-13	51,16	47,95	-3,21	57,01	55,21	-1,80
	agosto-13	48,09	47,95	-0,14	53,58	55,21	1,63
	septiembre-13	50,20	47,95	-2,25	58,26	55,21	-3,05
	Q3-13	49,81	47,95	-1,86	56,26	55,21	-1,05
CESUR-24	octubre-13	51,49	47,58	-3,91	57,70	57,00	-0,70
	noviembre-13	41,81	47,58	5,77	46,96	57,00	10,04
	diciembre-13	63,64	47,58	-16,06	69,49	57,00	-12,49
	Q4-13	52,43	47,58	-4,85	58,21	57,00	-1,21
RD-Ley 17/2013	enero-14	33,62	48,48	14,86	42,85	56,27	13,42

\* Para enero de 2014 se consideran los precios dados por el RD-ley 17/2013

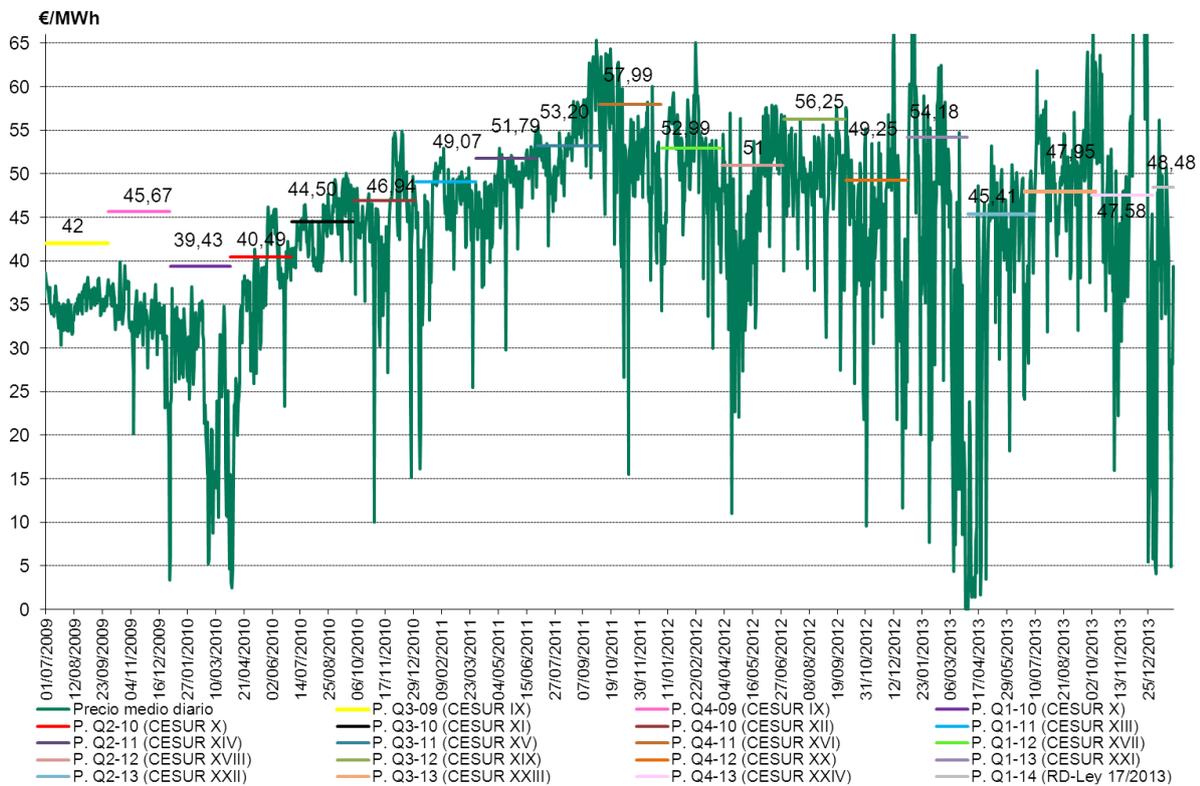
Fuente: RD-Ley 17/2013, CNMC, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 29 muestra la evolución del precio medio en el mercado diario y el precio de equilibrio del producto carga base en las últimas subastas CESUR (hasta 2013) y la referencia del RD-ley 17/2013 (enero de 2014).

En relación al año 2012 y primer semestre de 2013, se observa que los precios de equilibrio de los contratos base trimestrales de la 17<sup>a</sup>, 18<sup>a</sup>, 19<sup>a</sup>, 20<sup>a</sup>, 21<sup>a</sup> y 22<sup>a</sup> CESUR subastas CESUR (Q1-12, Q2-12, Q3-12, Q4-12, Q1-13 y Q2-13) han sido en media superiores a los precios medios del mercado de contado en

dichos trimestres (superiores en 2,35 €/MWh, 4,93 €/MWh, 7,16 €/MWh, 6,09 €/MWh, 13,84 €/MWh y 11,15 €/MWh, respectivamente). Por el contrario, en el tercer y cuarto trimestres de 2013, se observa que el precio de equilibrio del contrato base trimestral de la 23ª y 24ª subastas CESUR (Q3-13 y Q4-13) ha sido en media inferior al precio medio del mercado de contado en dicho periodo (inferior en 1,86 €/MWh y en 4,85 €/MWh para el tercer y cuarto trimestres de 2013, respectivamente).

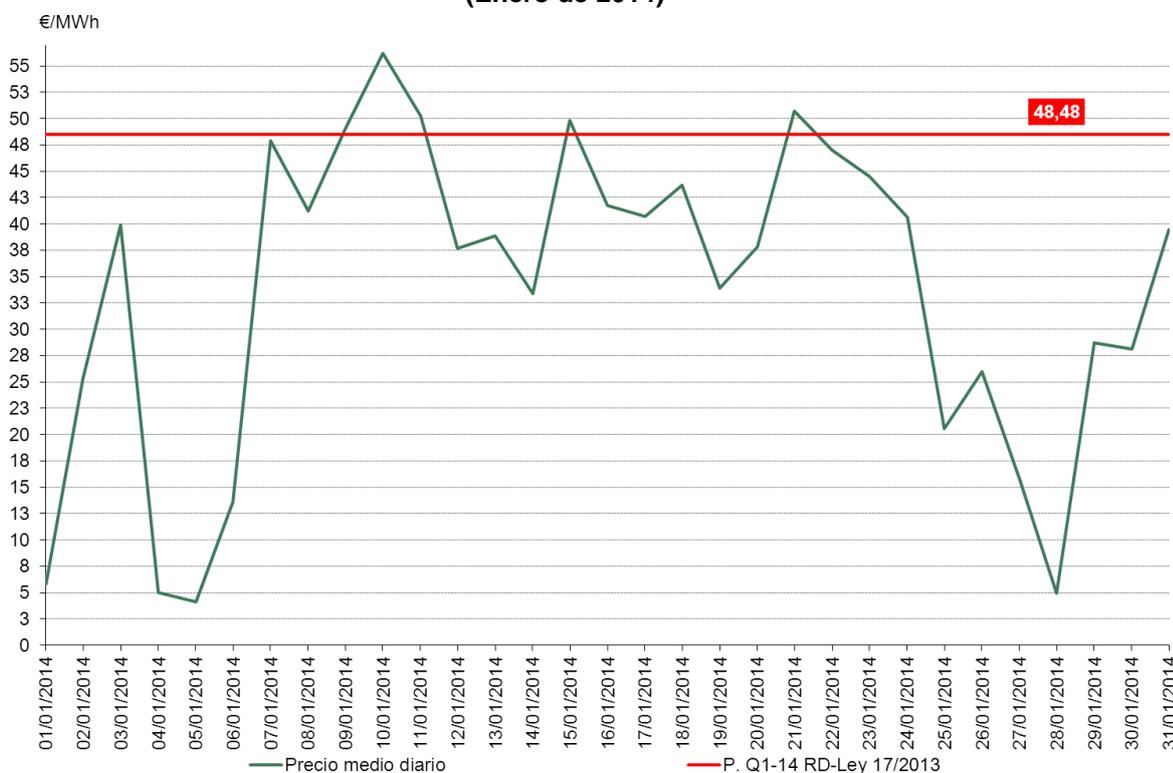
**Gráfico 29. Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (a partir de 2014)**



Fuente: CNMC a partir de RD-Ley 17/2013, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 30 muestra el detalle de la evolución del precio medio en el mercado diario y el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base en el primer trimestre de 2014, durante el mes de enero de 2014. Se observa que dicho coste ha sido superior al precio medio de contado en 26 días del mes de enero de 2014 (84% del total), siendo inferior en los 5 días restantes de dicho periodo.

**Gráfico 30. Precio medio diario en OMIE y CC base (RD Ley 17/2013)  
 (Enero de 2014)**



Fuente: CNMC a partir de RD-Ley 17/2013, OMIE y Organizador de la Subasta

#### 4.2. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)

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 (media de los últimos 20 días de negociación de los contratos mensuales con liquidación en los meses de: enero a diciembre de 2012 y 2013 y de enero de 2014) y el precio medio (media aritmética) del mercado diario realizado en ese periodo.

Si se analizan los resultados obtenidos para la prima de riesgo ex post en los tres mercados, se observa que, en general, las primas en España tienen el mismo signo que en los otros dos mercados en el horizonte analizado (exceptuando abril, junio, julio y agosto de 2012 y febrero, marzo, abril, mayo, agosto, octubre y diciembre de 2013). Por otro lado, se señala que, en general, las primas de riesgo en Alemania y Francia son similares debido, en gran parte, a la mayor interconexión de ambos mercados, salvo en casos muy concretos, como el mes de febrero de 2012<sup>2</sup> o en marzo de 2013.

<sup>2</sup> En el mes de febrero se registró un precio muy elevado en el mercado de contado de Francia, debido principalmente a que la ola de frío registrada en Europa dio lugar a que tuvieran que

En el mes de enero de 2014, la prima de riesgo en el mercado español se incrementó respecto a los niveles del mes de diciembre, presentando valores positivos de 25,63 €/MWh, debido al descenso en el precio spot de enero frente al ascenso, durante el mes de diciembre, de las cotizaciones de los contratos de futuros con vencimiento en enero. Asimismo, las primas de riesgo en Alemania y en Francia se incrementaron, debido en el caso alemán al menor ascenso en los precios spot que en el caso de los futuros; y en el caso francés por el descenso en los precios spot frente al ascenso en los contratos de futuros, presentando valores de 4,67 €/MWh y 17,79 €/MWh, respectivamente.

---

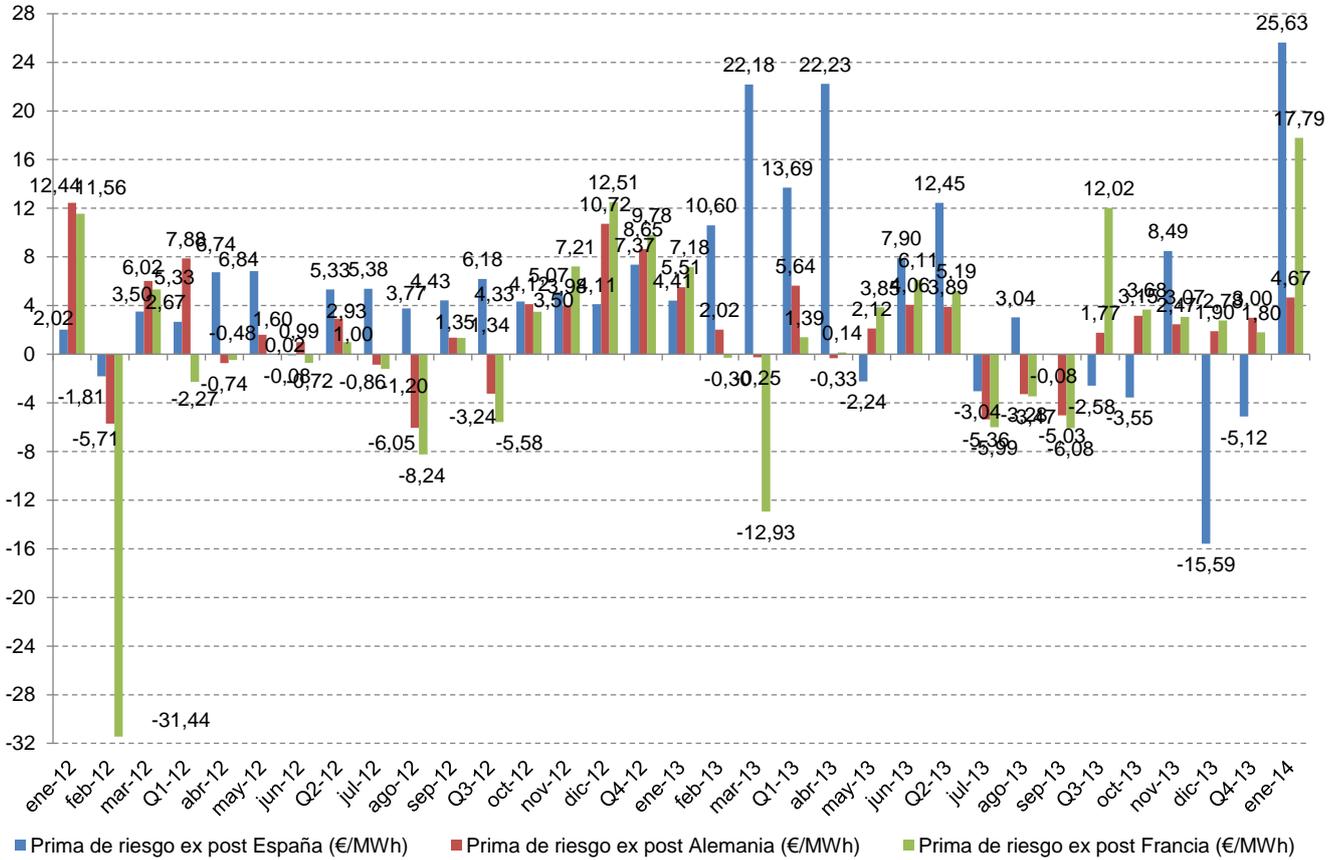
importar electricidad de otros países durante varios días (el precio medio registrado en el mercado de contado francés entre el 7 y el 10 de febrero fue de 190,44 €/MWh), coincidiendo además con la subida de los precios del gas natural.

**Cuadro 7. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y en enero de 2014, 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-12	53,08	51,06	2,02	52,33	39,89	12,44	53,44	41,89	11,56
feb-12	51,67	53,48	-1,81	49,21	54,92	-5,71	51,01	82,45	-31,44
mar-12	51,07	47,57	3,50	47,15	41,13	6,02	49,96	44,63	5,33
Q1-12	53,31	50,64	2,67	52,98	45,10	7,88	53,48	55,75	-2,27
abr-12	47,96	41,21	6,74	42,83	43,57	-0,74	44,44	44,92	-0,48
may-12	50,42	43,58	6,84	40,45	38,85	1,60	38,98	38,96	0,02
jun-12	53,42	53,50	-0,08	39,80	38,81	0,99	39,62	40,34	-0,72
Q2-12	51,40	46,07	5,33	43,32	40,39	2,93	42,38	41,38	1,00
jul-12	55,67	50,29	5,38	40,16	41,02	-0,86	40,55	41,75	-1,20
ago-12	53,11	49,34	3,77	38,84	44,90	-6,05	37,03	45,26	-8,24
sep-12	52,02	47,59	4,43	46,03	44,67	1,35	47,66	46,32	1,34
Q3-12	55,27	49,09	6,18	40,28	43,52	-3,24	38,84	44,42	-5,58
oct-12	50,01	45,68	4,33	48,05	43,93	4,12	52,73	49,23	3,50
nov-12	47,14	42,07	5,07	48,77	44,79	3,98	54,72	47,51	7,21
dic-12	45,84	41,73	4,11	46,23	35,51	10,72	54,49	41,98	12,51
Q4-12	50,53	43,16	7,37	50,03	41,37	8,65	56,01	46,23	9,78
ene-13	54,91	50,50	4,41	48,82	43,31	5,51	57,82	50,64	7,18
feb-13	55,64	45,04	10,60	46,64	44,62	2,02	54,16	54,46	-0,30
mar-13	48,10	25,92	22,18	38,85	39,10	-0,25	44,81	57,75	-12,93
Q1-13	54,02	40,33	13,69	47,91	42,27	5,64	55,67	54,28	1,39
abr-13	40,39	18,17	22,23	37,59	37,92	-0,33	46,08	45,94	0,14
may-13	41,21	43,45	-2,24	34,18	32,06	2,12	35,03	31,18	3,85
jun-13	48,77	40,87	7,90	31,88	27,82	4,06	29,50	23,39	6,11
Q2-13	46,71	34,26	12,45	36,48	32,60	3,89	38,66	33,47	5,19
jul-13	48,12	51,16	-3,04	31,06	36,42	-5,36	28,36	34,36	-5,99
ago-13	51,13	48,09	3,04	34,95	38,23	-3,28	31,72	35,18	-3,47
sep-13	50,12	50,20	-0,08	36,68	41,71	-5,03	37,23	43,30	-6,08
Q3-13	47,23	49,81	-2,58	40,53	38,76	1,77	49,57	37,55	12,02
oct-13	47,94	51,49	-3,55	40,83	37,68	3,15	48,22	44,54	3,68
nov-13	50,30	41,81	8,49	41,69	39,22	2,47	52,18	49,11	3,07
dic-13	48,05	63,64	-15,59	37,65	35,75	1,90	52,49	49,71	2,78
Q4-13	47,31	52,43	-5,12	40,53	37,53	3,00	49,57	47,77	1,80
ene-14	58,95	33,32	25,63	40,55	35,87	4,67	56,93	39,14	17,79

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

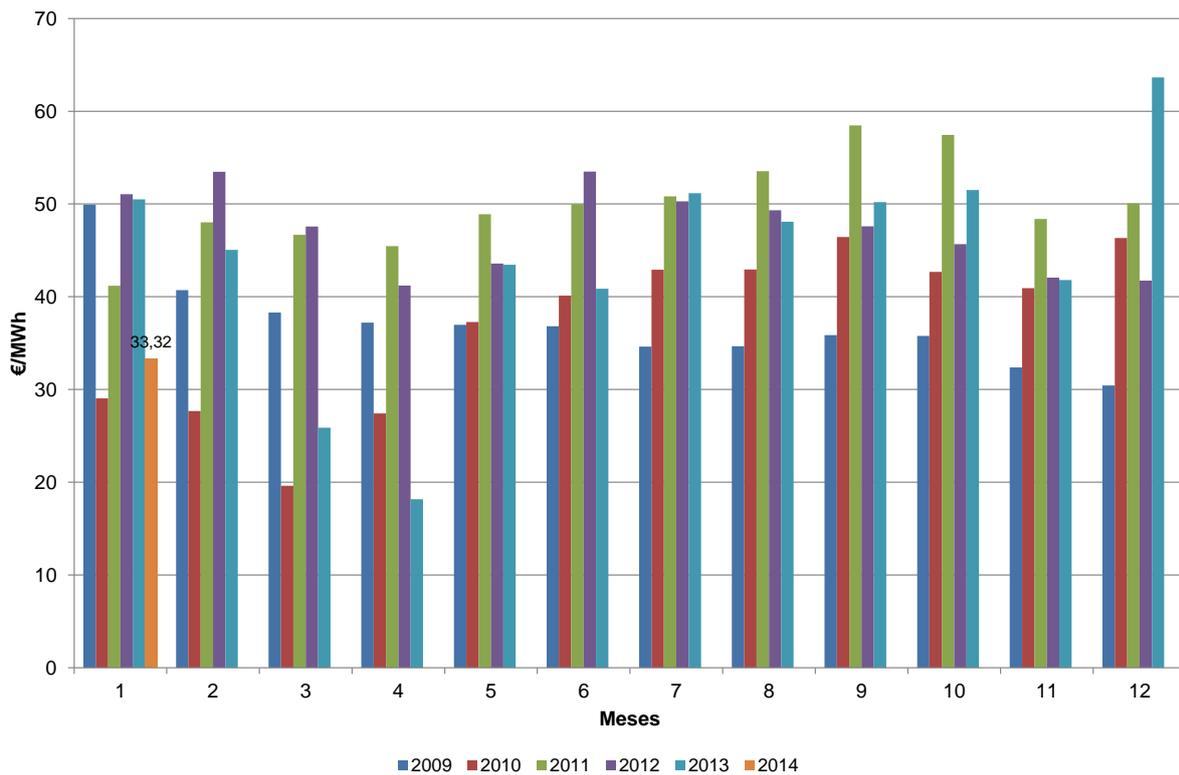
**Gráfico 31. Prima de riesgo ex post: Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y en enero de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot**



Fuente: EEX, OMIP y OMIE

En el Gráfico 32 se observa la evolución del precio medio mensual del mercado de contado en el periodo de enero de 2009 a enero de 2014. Durante el mes de enero de 2014, el precio medio mensual fue de 33,62 €/MWh, lo que representa un 47,2% menos que el precio medio mensual de diciembre de 2013 (63,64 €/MWh) y un 33,4% menos que el precio medio registrado en enero de 2013 (50,50 €/MWh).

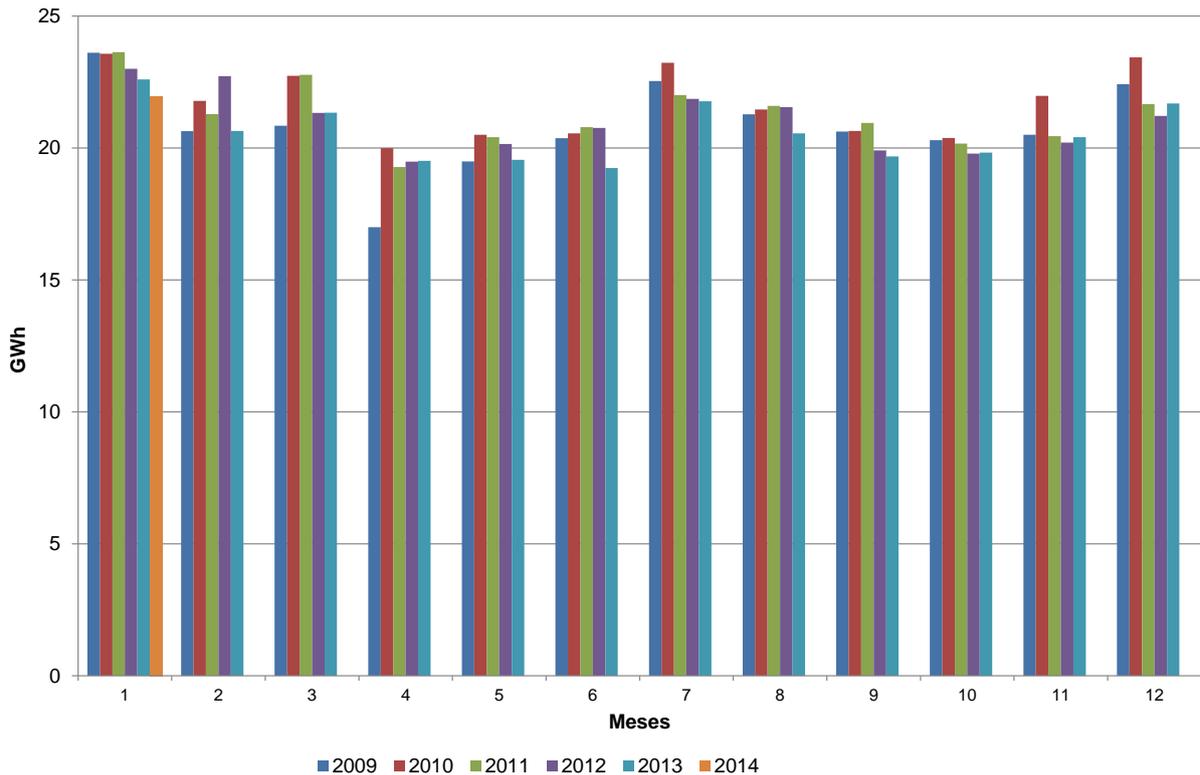
**Gráfico 32. Precio medio mensual del mercado diario (de enero 2009 a enero 2014)**



Fuente: OMIE

En el Gráfico 33 se observa la evolución de la demanda de transporte en barras de central, que se cifró en enero en 21.956 GWh, lo que supone un ascenso respecto al mes anterior del 0,9% (21.770 GWh en dic-13) y es, al mismo tiempo, un 3,3% inferior al valor del mismo mes del año anterior (22.699 GWh en ene-13).

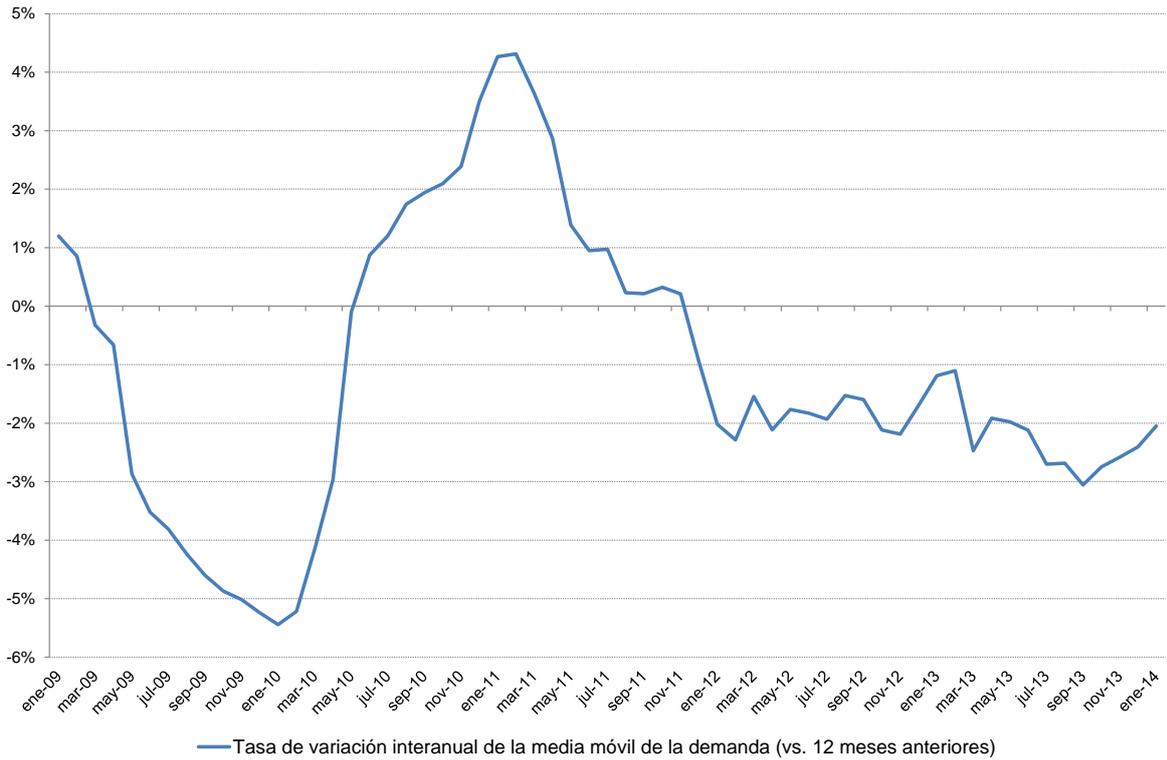
**Gráfico 33. Demanda mensual de transporte (en b.c.)**



Fuente: REE

Asimismo en el Gráfico 34 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil anual de la demanda, que para enero de 2014 se situó en -2%, por encima del valor registrado en el mes de diciembre. No obstante, la tasa de variación sigue en niveles negativos desde diciembre de 2011.

**Gráfico 34. Tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda (vs. 12 meses anteriores)**



Fuente: REE

El Cuadro 8 muestra la generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de enero de 2014, diciembre de 2013 y enero de 2013. Asimismo en el Gráfico 35 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y enero de 2014. Durante el mes de enero de 2014 destaca el incremento en la contribución de la hidráulica (+43,6%) y de la eólica (+4,4%), y el descenso en la contribución de la nuclear (-1,4%), del carbón (-28,5%), de los CCGT (-42,9%), en relación al mes de diciembre de 2013, lo que ha contribuido a presionar a la baja el precio del mercado de contado en enero.

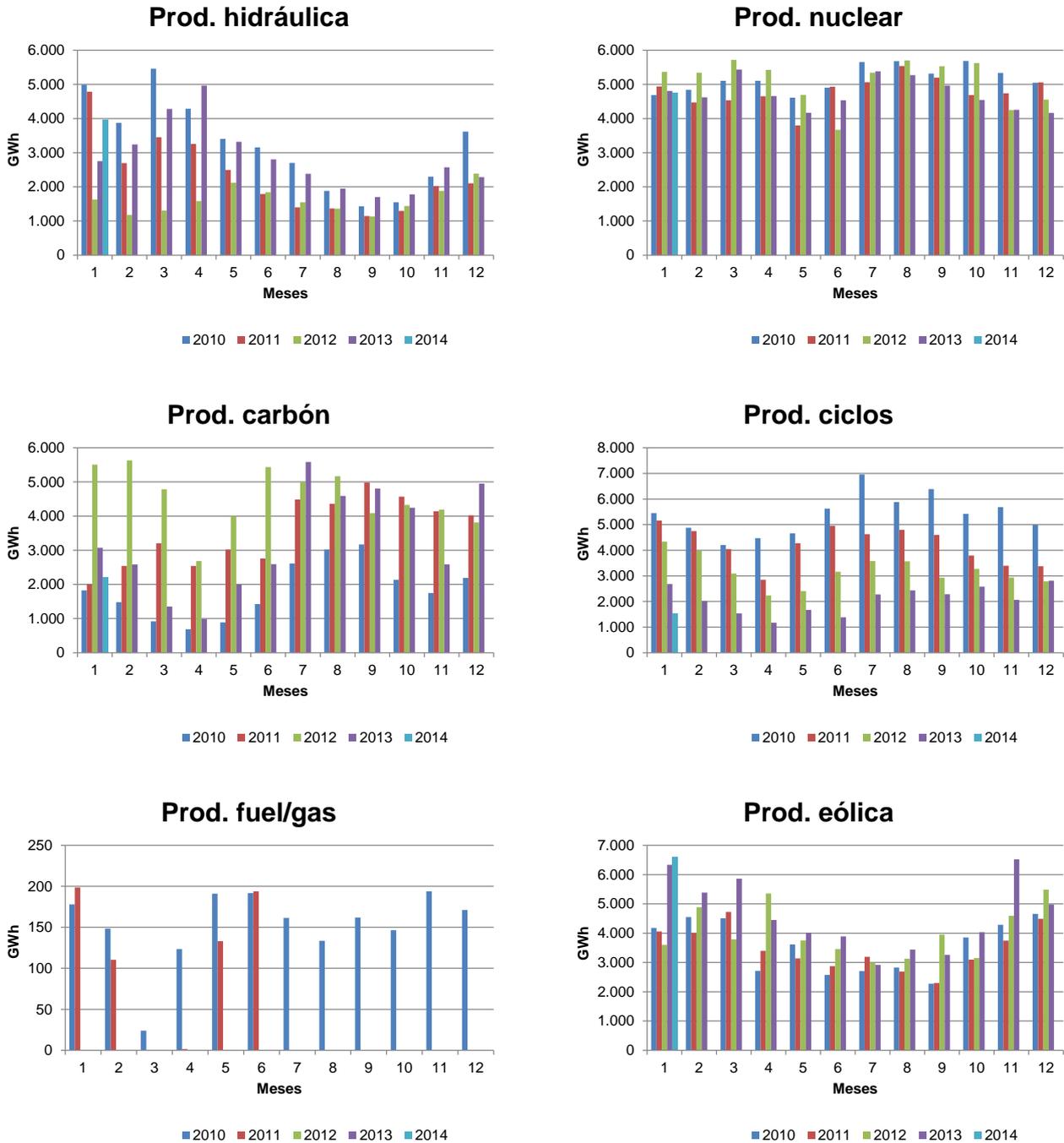
**Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías<sup>3</sup> y demanda de transporte (b.c.) mensual**

	ene-14	dic-13	ene-13	% Var. ene-14 vs. dic-13	% Var. ene-14 vs. ene-13
Hidráulica	3.956	2.282	2.754	73,4%	43,6%
Nuclear	4.737	4.165	4.805	13,7%	-1,4%
Carbón	2.196	4.951	3.072	-55,6%	-28,5%
CCGT	1.531	2.812	2.680	-45,6%	-42,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3.595	4.240	4.638	-15,2%	-22,5%
Resto hidráulica	747	-	-	-	-
Eólica	6.615	4.980	6.334	32,8%	4,4%
<b>Total generación bruta</b>	<b>23.377</b>	<b>23.430</b>	<b>24.283</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-3,7%</b>
Consumos generación	-447	-592	-519	-24,5%	-13,9%
Consumos en bombeo	-905	-626	-699	44,6%	29,5%
Saldo intercambios internacionales	27	-442	-366	-106,1%	-107,4%
Enlace Península-Baleares	-96	-	-	-	-
<b>Total demanda transporte (b.c.)</b>	<b>21.956</b>	<b>21.770</b>	<b>22.699</b>	<b>0,9%</b>	<b>-3,3%</b>

Fuente: REE

<sup>3</sup> Para el mes de enero de 2014, la rúbrica “Resto RE” incluye las rúbricas: “solar fotovoltaica”, “solar térmica”, “térmica renovable” y “cogeneración y resto”, según se publican en la información que ofrece REE en su Balance Eléctrico Diario.

**Gráfico 35. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a enero de 2014)**



Fuente: REE

