



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

A decorative graphic on the left side of the page, consisting of overlapping curved shapes in red, orange, and yellow.

**INFORME DE SUPERVISIÓN  
DE MERCADOS A PLAZO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
ESPAÑA (NOVIEMBRE 2013)**

**9 de enero de 2014**

## Índice

<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>3</b>
<b>1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>6</b>
<b>2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</b>	<b>9</b>
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en el mercado de futuros de OMIP	9
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato	15
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato	18
<b>3. Evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>21</b>
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania	21
3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	25
3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent	28
3.2.2. Evolución del gas natural	31
3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón	37
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	38
3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-14 y Cal-14 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	39
<b>4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario</b>	<b>40</b>
4.1. Cálculo de la diferencia entre el precio CESUR y el precio en el mercado diario durante el cuarto trimestre de 2013 (subasta CESUR-24)	40
4.2. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)	43

## Resumen Ejecutivo

### Evolución de las cotizaciones a plazo en España

- En el mes de **noviembre**, en un entorno de precios descendentes en el mercado diario (precio medio de noviembre: 41,81 €/MWh, -18,8%), las **cotizaciones a plazo** de energía eléctrica han registrado **ascensos generalizados** en todos los contratos analizados:

<i>Contrato</i>	<i>Periodo entrega</i>	<i>% Var. / mes anterior</i>	<i>Precio cierre mes (€/MWh)</i>
Mensual	Diciembre	+3,1%	50,6
Mensual	Enero	+5%	52,3
Trimestral	Q1-14	+3,1%	50,5
Trimestral	Q2-14	+0,9%	45,4
Anual	Cal-14	+1,1%	49,35

### Evolución de los volúmenes negociados en los mercados a plazo

- En el mes de **noviembre**, en el **mercado OTC** se ha alcanzado un **volumen de negociación** de en torno a **21,7 TWh** (44,5% inferior al del mes anterior y 30,8% superior al del mismo mes del año anterior, 16,58 TWh)

<i>OTC ene-nov</i>	<i>Ene-nov 2013 (TWh)</i>	<i>Ene-nov 2012 (TWh)</i>	<i>% Var. / año anterior</i>
Negociado	285,8	231,1	23,7%
Registrado OMIClear	33,9	25,9	30,9%
Registrado MEFF Power	30,6	7,7	295,5%

- Durante el mes de **noviembre**, los **contratos más negociados** en el mercado **OTC**, en términos de energía, han sido los contratos con periodo de entrega **anual y mensual**, con el 61,9% (13,4 TWh del total negociado, 21,7 TWh).
- En los **once primeros meses** del año, los contratos más negociados en el **OTC** han sido:
  - Contratos con vencimiento en el año siguiente (**Cal+1**): **22,7%** (vs. 24,7% en 2012)
  - Contratos con vencimiento a dos años vista (**Cal+2**): **5,9%** (vs. 2,9% en 2012)
- En el mercado gestionado por **OMIP** se han negociado, en el mes de **noviembre**, 2,6 TWh (50,2% inferior al mes anterior y 87,7% superior al del mismo mes del año anterior, 1,4 TWh).

<i>OMIP ene-nov</i>	<i>Ene-nov 2013 (TWh)</i>	<i>Ene-nov 2012 (TWh)</i>	<i>% Var. / año anterior</i>
Negociado	35,7	30,8	16%

- En el mes de **noviembre**, los **contratos con mayor volumen de negociación** en el mercado de futuros de **OMIP** han sido los **anuales y los mensuales**, con el 35,1% y el 31,7%, respectivamente (con un volumen total negociado de 1,8 TWh en dichos contratos).
- En los **once primeros meses** del año, los contratos más negociados en OMIP han sido:
  - Contratos con vencimiento en el año siguiente (**Cal+1**): **18%** (vs. 17,1% en 2012)
  - Contratos con vencimiento a dos años vista (**Cal+2**): **8,9%** (vs. 5,6% en 2012)

### Evolución de los principales determinantes de las cotizaciones a plazo en España

- Referencias de **precios de los contratos a plazo en otros mercados europeos en el mes de noviembre**:

- **Alemania**: evolución descendente de las cotizaciones de todos los contratos analizados:

<i>Contrato</i>	<i>Periodo entrega</i>	<i>% Var. / mes anterior</i>	<i>Precio cierre mes (€/MWh)</i>
Mensual	Diciembre	-2,8%	36,89
Trimestral	Q1-14	-2,4%	40,01
Anual	Cal-14	-1,9%	36,84

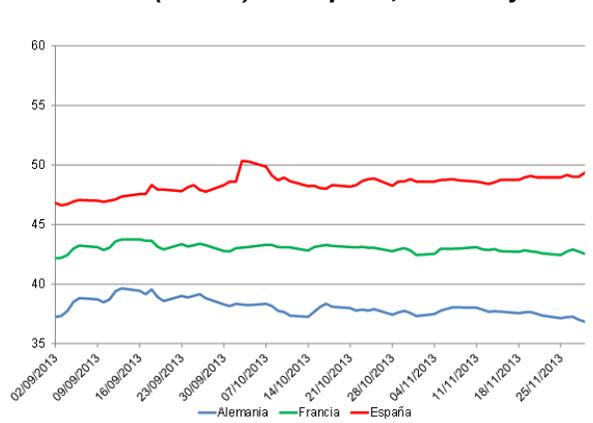
- **Francia**: solo las cotizaciones de los contratos con vencimiento en diciembre de 2013 y primer trimestre de 2014 (Q1-14) aumentaron en el mes de noviembre respecto las registradas en el mes anterior.

<i>Contrato</i>	<i>Periodo entrega</i>	<i>% Var. / mes anterior</i>	<i>Precio cierre mes (€/MWh)</i>
Mensual	Diciembre	5,6%	54,1
Trimestral	Q1-14	0,2%	53,84
Anual	Cal-14	-0,7%	42,53

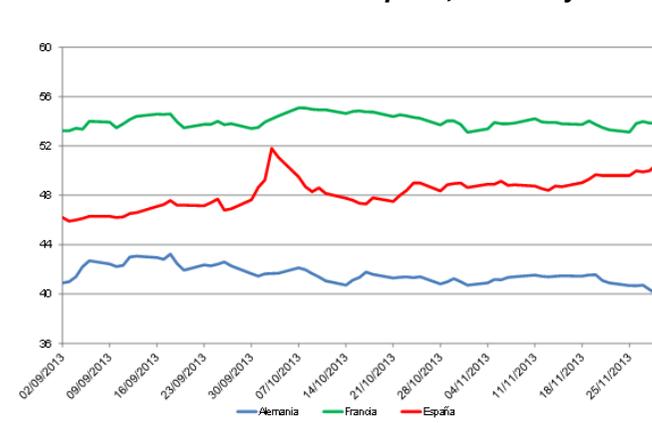
- **Precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>** en el mes de **noviembre**: ascenso, con respecto al mes anterior, en las cotizaciones del Brent, del gas y del carbón, y descenso en la cotización de los derechos de emisión.

	<i>Referencia</i>	<i>% Var. / mes anterior</i>	<i>Precio cierre mes</i>
Gas (NBP)	Q1-14	+2,8%	29,22 €/MWh
Gas (GNL SWE)	Spot	+16,6%	34,4 €/MWh
Brent	A 1 mes	+0,8%	109,69 \$/Bbl
Carbón EEX ARA API2	Q1-14	+0,4%	81,43 \$/t
Derechos emisión CO <sub>2</sub>	Dic-2013	-9,4%	4,36 €/t <sub>CO2</sub>

**Contrato anual (Cal-14) en España, Francia y Alemania**



**Contrato trimestral Q1-14 en España, Francia y Alemania**



Fuentes: OMIP y EEX

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

Durante el mes de noviembre de 2013, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España han registrado ascensos generalizados en todos los contratos analizados.

Comparando las cotizaciones a finales de noviembre con las cotizaciones a finales de octubre de 2013 (véase Cuadro 1), se observa que los contratos mensuales con entrega en diciembre de 2013 y en enero de 2014 han registrado ascensos de un 3,1% y de un 5%, situándose a finales de noviembre en 50,6 €/MWh y 52,3 €/MWh, respectivamente. Por su parte, el contrato mensual con entrega en febrero de 2014 cotizó el 29 de noviembre en 52,96 €/MWh (+5,8%).

La cotización del contrato trimestral Q1-14 registró un mínimo de 48,4 €/MWh, el día 13 de noviembre, y finalizó el mes en 50,5 €/MWh (29 de noviembre), un 3,1% superior respecto a la cotización de finales de octubre. Por su parte, la cotización del contrato Q2-14 registró un crecimiento del 0,9%, situándose en 45,4 €/MWh.

El 29 de noviembre, la cotización del contrato anual con vencimiento en 2014 se situó en 49,35 €/MWh (48,8 €/MWh el 31 de octubre).

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

Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2013				MES DE OCTUBRE DE 2013				% Variación últ. cotización nov-13 vs. oct- 13
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
dic-13	50,60	50,60	46,00	48,07	49,10	52,00	47,30	48,84	3,1%
ene-14	52,30	52,40	49,70	51,00	49,81	52,65	48,08	49,45	5,0%
feb-14	52,96	52,96	49,14	50,92	50,06	52,93	48,33	49,70	5,8%
Q1-14	50,50	50,50	48,40	49,22	49,00	51,80	47,30	48,65	3,1%
Q2-14	45,40	45,40	44,48	44,93	45,00	46,03	44,30	44,80	0,9%
Q3-14	52,18	52,31	51,70	51,99	51,98	53,75	51,16	52,03	0,4%
Q4-14	49,30	49,32	48,64	49,08	49,18	51,91	48,47	49,42	0,2%
Año 2014	49,35	49,35	48,40	48,81	48,80	50,32	48,00	48,73	1,1%
Año 2015	51,10	51,10	50,10	50,47	50,48	51,72	49,70	50,34	1,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de noviembre a 29/11/13. Cotizaciones de octubre a 31/10/13.

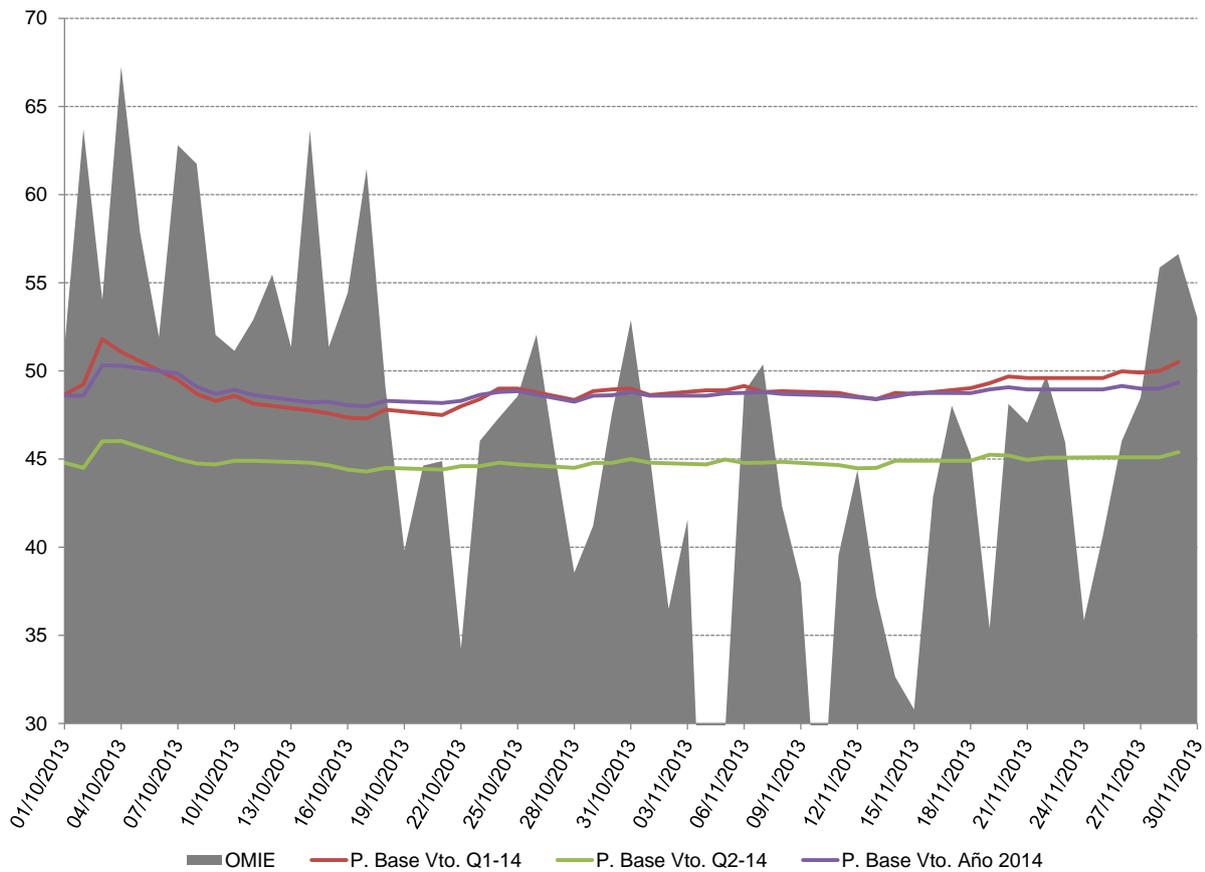
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Por su parte, el precio medio del mercado diario durante el mes de noviembre se situó en 41,81 €/MWh, frente a 51,50 €/MWh del mes de octubre, lo que supone un descenso del 18,8%. En noviembre, el precio medio del mercado diario ha fluctuado en el rango 15,97–56,63 €/MWh, con precios más elevados en la segunda quincena del mes y mayor volatilidad que la registrada en octubre.

La cotización del contrato con vencimiento en noviembre de 2013, a día 31 de octubre, se situó en 49,15 €/MWh, un 17,6% superior al precio medio spot registrado en el mes de noviembre (41,81 €/MWh).

La última cotización del contrato con vencimiento en diciembre de 2013 (29 de noviembre) se situó en 50,6 €/MWh.

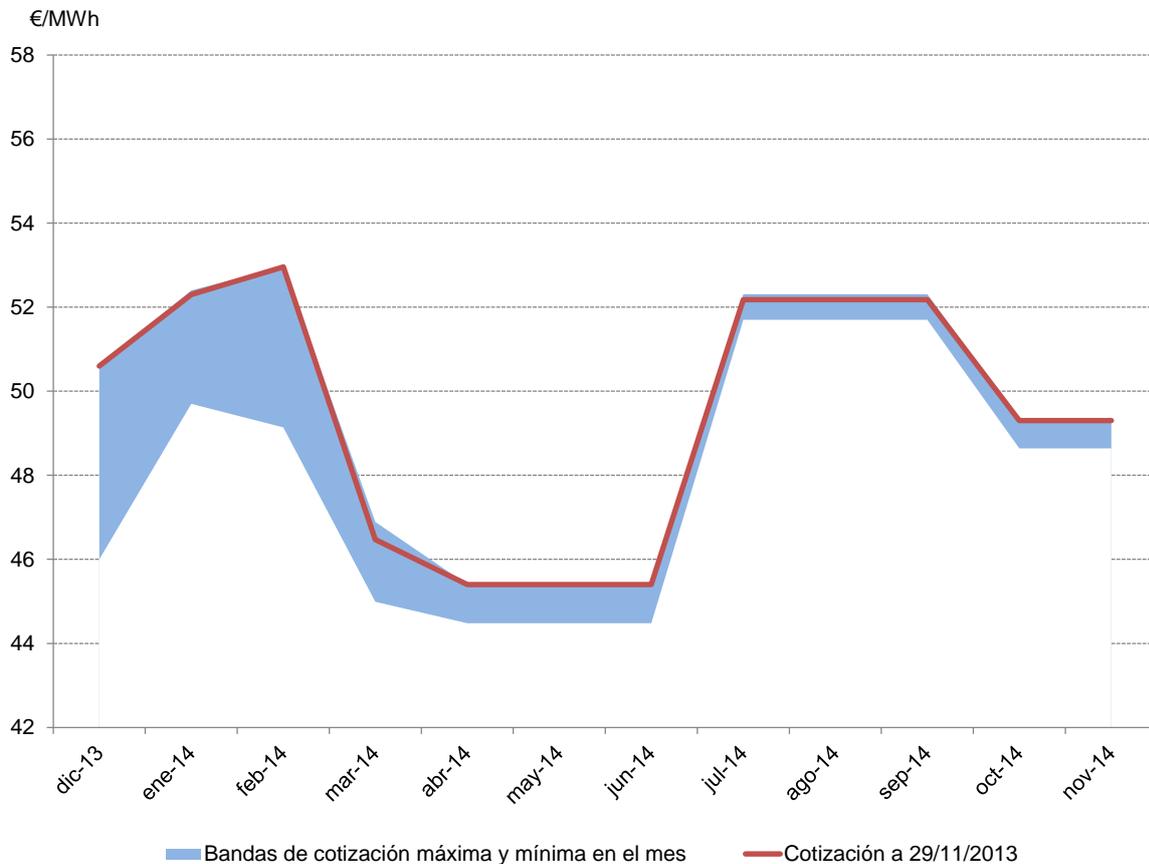
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 octubre de 2013 - 30 noviembre de 2013.**



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 noviembre. Se observa que la cotización de los contratos con entrega en el primer trimestre de 2014 (mensuales de enero, febrero y marzo, y contrato Q1-14) ha fluctuado en el rango 44,99–52,96 €/MWh. Por su parte, la cotización del contrato con vencimiento en el Q2-14 ha oscilado en el rango 44,48–45,4 €/MWh y del contrato con vencimiento en el Q3-14 en el rango 51,7–52,31 €/MWh, en ese mismo mes.

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



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 en el 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 octubre y noviembre de 2013, y en términos acumulados para los años 2012 y 2013.

En el mes de noviembre de 2013, el volumen de negociación en el mercado OTC se ha situado en torno a 21,7 TWh, un 44,5% inferior al volumen registrado en el mes anterior (39,1 TWh, en octubre de 2013) pero un 30,8% superior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (16,6 TWh en noviembre de 2012). El volumen total negociado en los once primeros meses de 2013 (285,8 TWh) supone un 15,2% del volumen negociado en todo el año anterior 2012 (248,2 TWh), y es un 23,7% superior al volumen negociado en los once primeros meses de 2012 (231,1 TWh).

Como referencia de la liquidez del mercado OTC, cabe mencionar que el volumen negociado en dicho mercado a plazo, en los once primeros meses de 2013, representa el 127% de la demanda eléctrica peninsular acumulada hasta el 30 de noviembre (225,3 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP, el volumen de negociación en el mes de noviembre de 2013 se ha situado en 2,6 TWh, un 50,2% inferior al volumen negociado el mes anterior (5,3 TWh, en octubre de 2013) y un 87,7% superior al mismo periodo del año anterior (1,4 TWh, en noviembre de 2012). En los once primeros meses de 2013, el volumen negociado en OMIP (35,7 TWh) ha sido un 16% superior al volumen negociado en el mismo periodo de 2012 (30,8 TWh).

---

<sup>1</sup> Como es conocido, la CNE 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 CNE 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.

Finalmente, el volumen negociado en el mercado OTC que ha sido registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de futuros de OMIP) y BM Clearing (MEFF) se situó en el mes de noviembre en 3,2 TWh (-26,2%, respecto al mes anterior) y 1,9 TWh (-70,8%), respectivamente.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual noviembre 2013	Mes anterior octubre 2013	% Variación	Acumulado año 2013 (hasta nov.)	Acumulado año 2012 (hasta nov.)	% Variación 2013 / 2012	Total 2012	% Acum. 2013 / Total 2012
OMIP	2.618,0	5.258,2	-50,2%	35.722,1	30.808,0	16,0%	32.816,5	8,9%
OTC registrado en OMIP	3.197,9	4.333,7	-26,2%	33.921,4	25.909,7	30,9%	28.269,8	20,0%
OTC compensado en MEFF	1.860,9	6.375,4	-70,8%	30.568,5	7.728,9	295,5%	8.548,8	257,6%
OTC	21.688,0	39.052,1	-44,5%	285.833,6	231.131,7	23,7%	248.148,0	15,2%

\* 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 MEFF Power

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

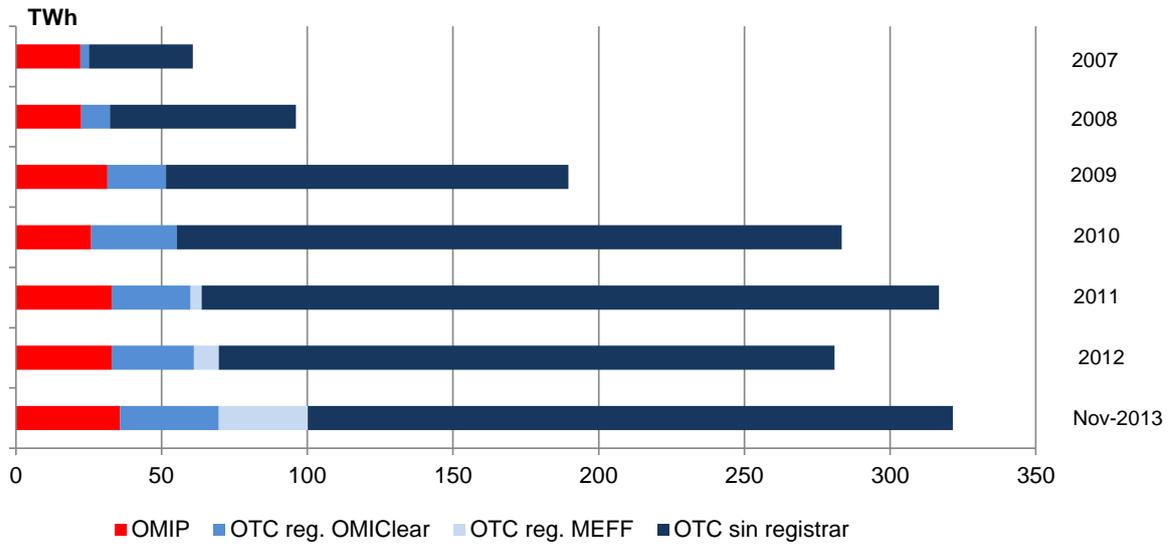
En el Gráfico 3 se muestra el volumen total negociado, en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2007 hasta el 29 de noviembre de 2013, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en MEFF Power y en OMIClear, y OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP. En el Gráfico 4 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

En los once primeros meses de 2013, el volumen negociado en OMIP ha representado el 12,5%, del total del volumen negociado en el OTC. En el año 2012 dicho porcentaje se situó en un 13,2%.

Por otro lado, el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP sobre el total del volumen negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), hasta noviembre de 2013, se ha situado en un 11,1% (similar al del año 2012: 11,7%).

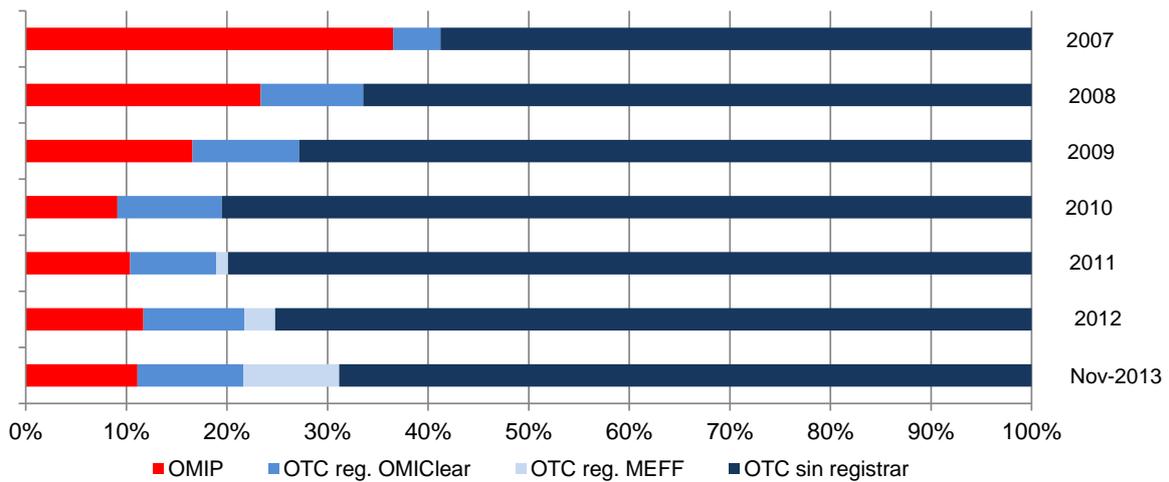
Adicionalmente, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear y MEFF Power) sobre el volumen total negociado en el OTC se incrementó desde un 7,4% en 2007 hasta un 13,3% en 2008, para descender gradualmente en los años sucesivos hasta un 10,9% en 2011. Durante 2012 este porcentaje se incrementó hasta el 14,8% y en los once primeros meses de 2013 ha alcanzado el 22,6%.

**Gráfico 3. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a 2013) (TWh)**



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

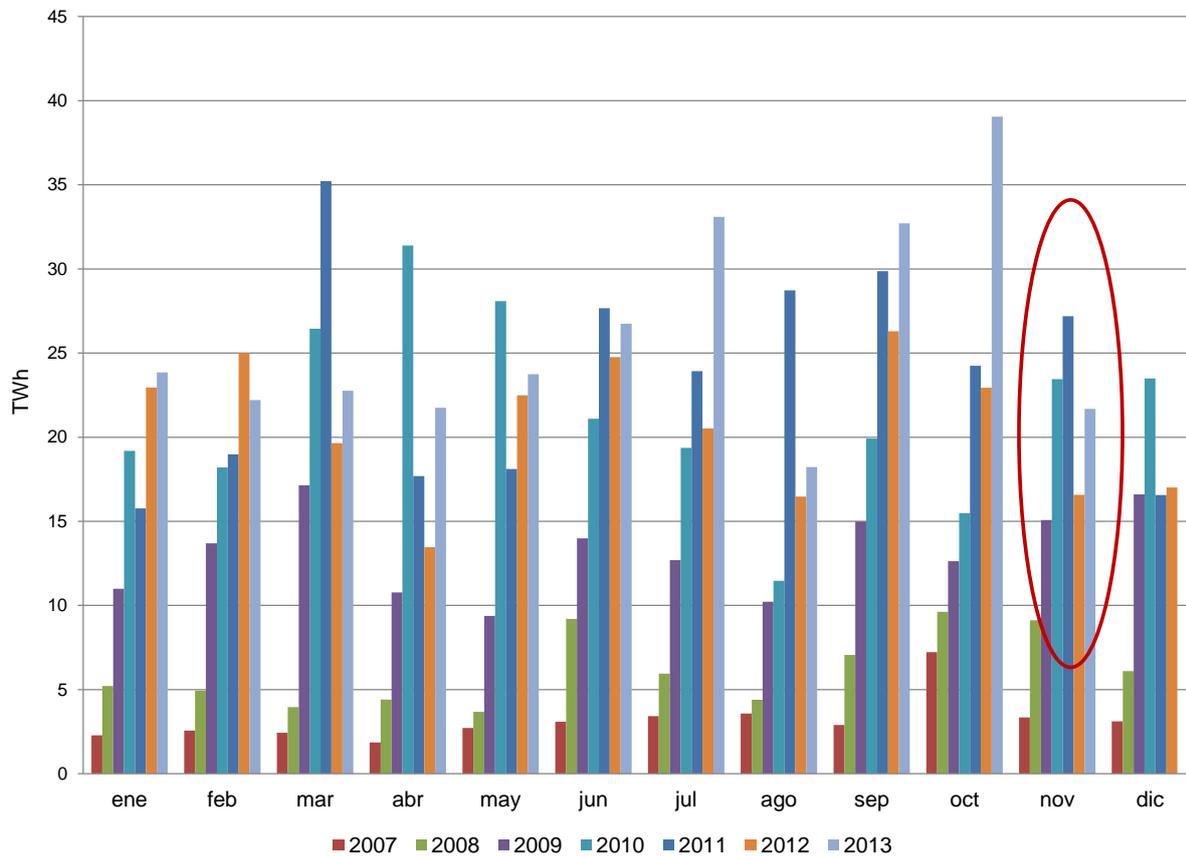
**Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a 2013) (en %)**



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

El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de noviembre de 2013 el volumen negociado (21,7 TWh) ha sido un 30,8% superior al del mismo mes del año anterior (16,6 TWh, en noviembre de 2012).

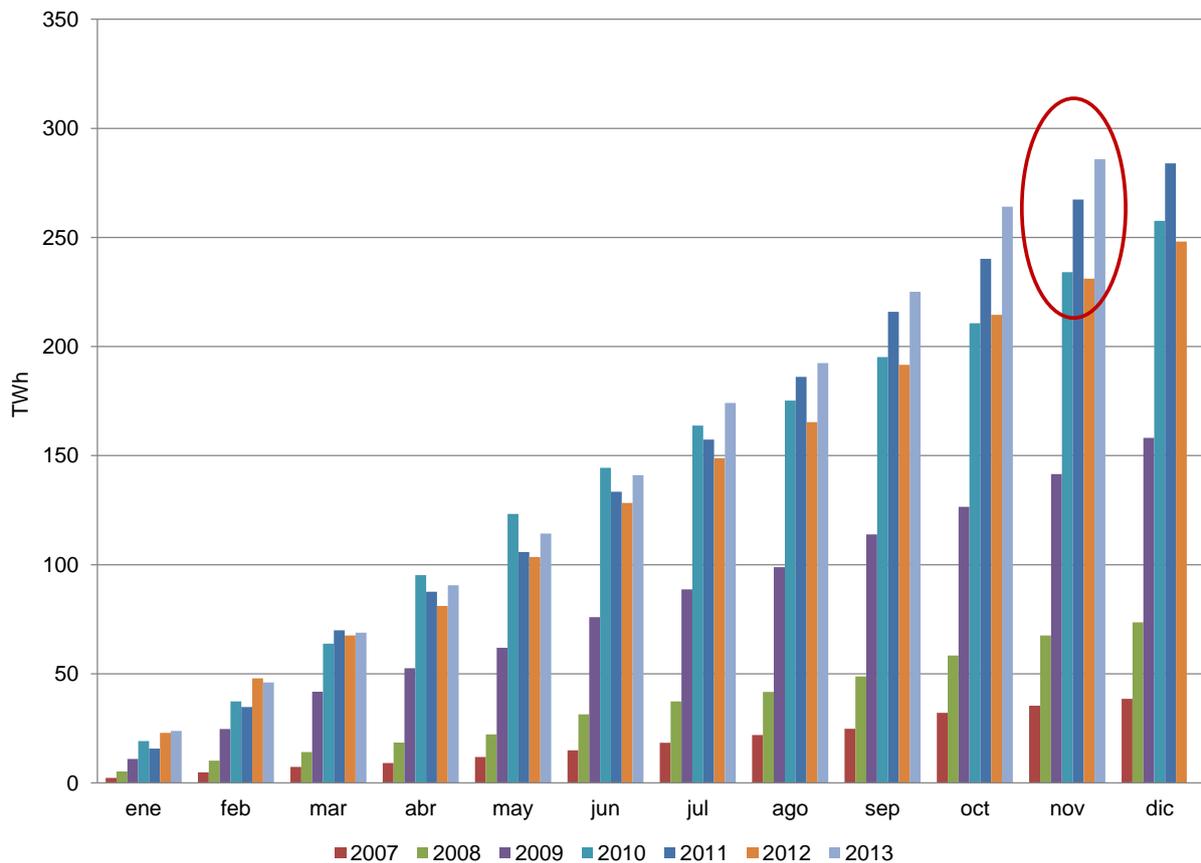
**Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a 2013)**



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. En los once primeros meses de 2013 se han negociado 285,8 TWh, un 23,7% superior a los 231,1 TWh negociados en el mismo periodo de 2012.

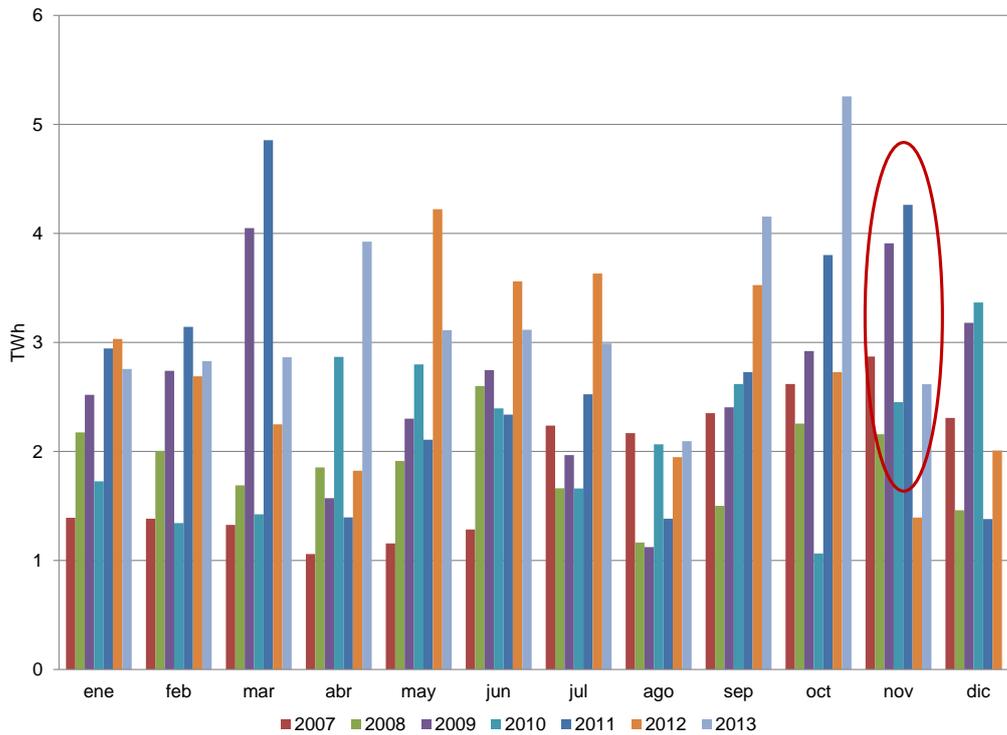
**Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a 2013)**



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

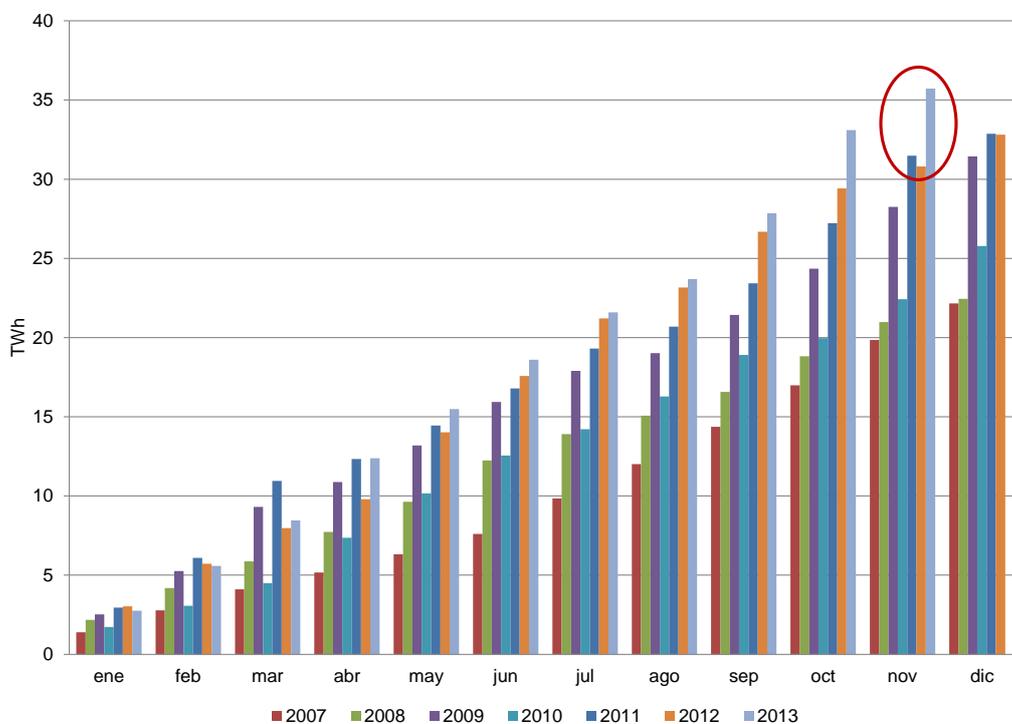
El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP. En el mes de noviembre de 2013, el volumen negociado en OMIP (2,6 TWh) ha sido un 87,7% superior al negociado en el mismo mes del año anterior (1,4 TWh en noviembre de 2012). En términos acumulados, el volumen negociado en OMIP en los once primeros meses de 2013 (35,7 TWh) ha sido un 16% superior al volumen negociado en el mismo periodo del año anterior (30,8 TWh).

**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a 2013)**



Fuente: OMIP-OMIClear

**Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a 2013)**



Fuente: OMIP-OMIClear

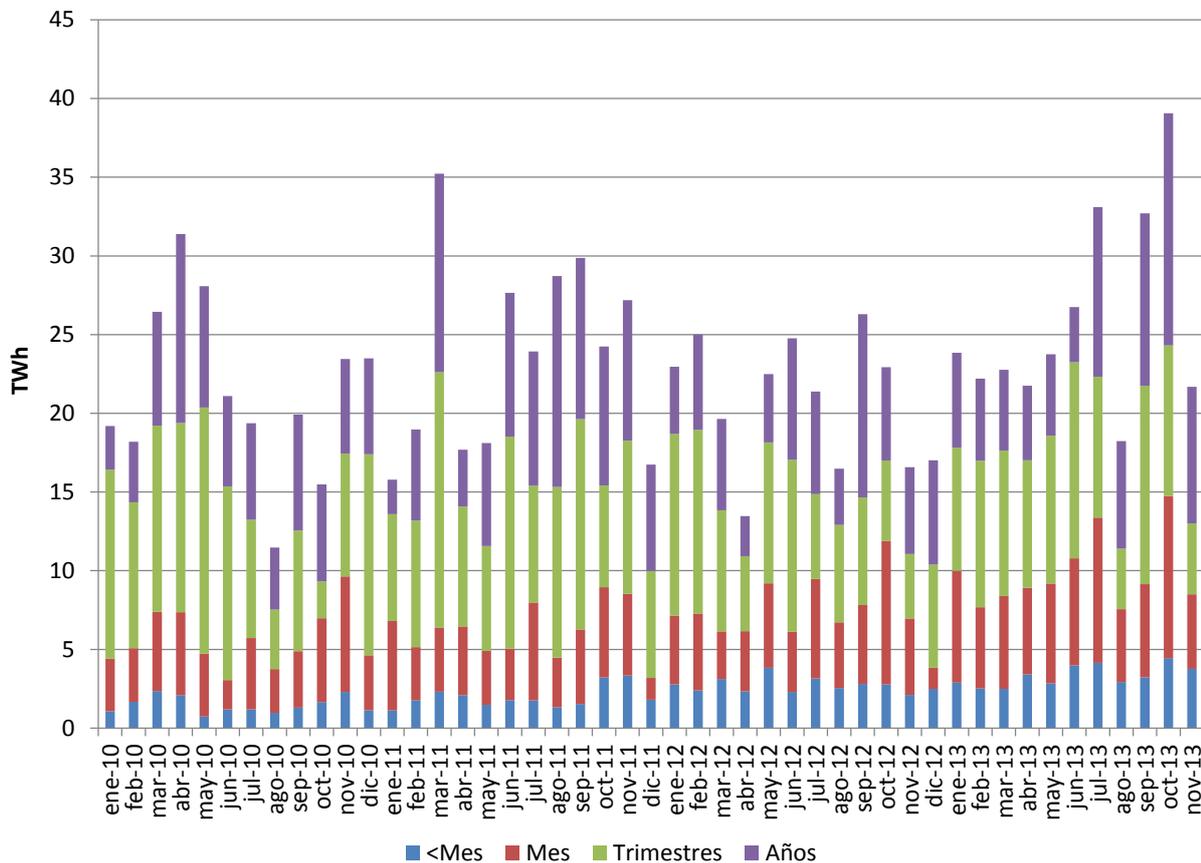
## 2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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 noviembre de 2013. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de noviembre, los contratos más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, han sido los contratos con periodo de entrega anual y mensual, con el 61,9% (13,4 TWh) del total negociado (21,7 TWh), frente a un peso conjunto de estos contratos en el mes de octubre del 64,1% (25 TWh).

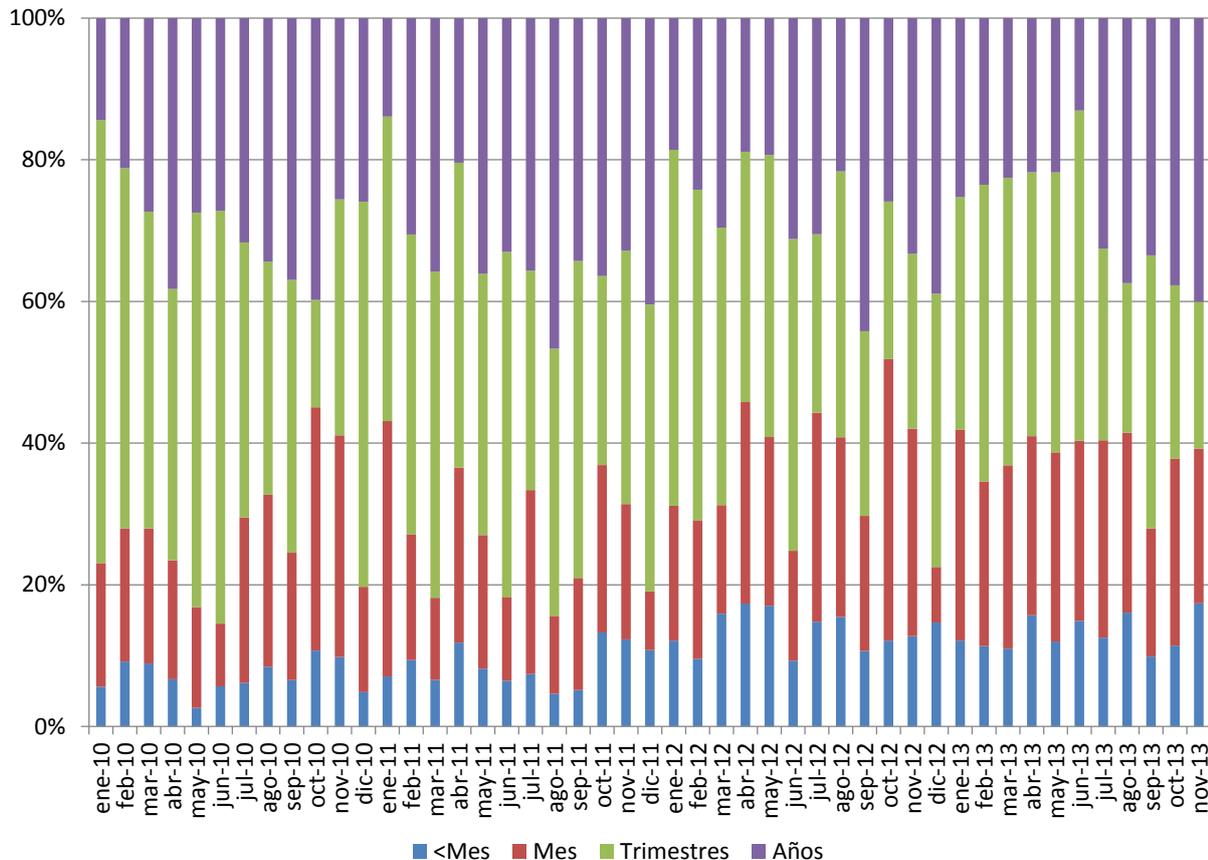
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)**



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 %)**



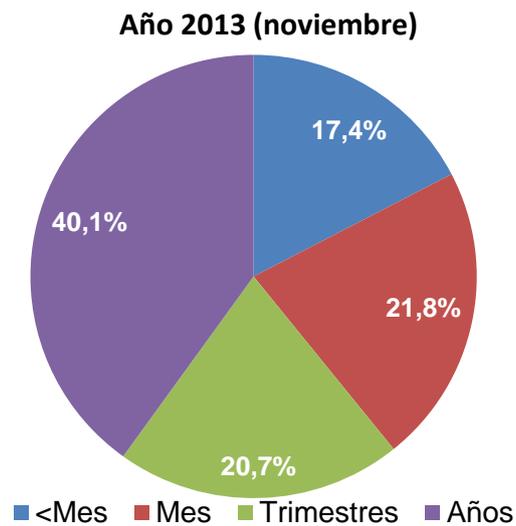
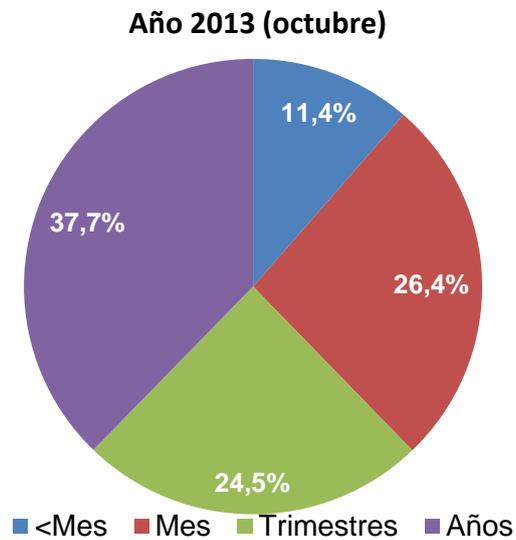
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Agencias Mediadoras

De enero a noviembre de 2013, el 22,7% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 5,9% del total correspondió a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2012, dichos porcentajes ascendieron a 24,7% (Cal+1) y a 2,9% (Cal+2).

El Gráfico 11 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de octubre y noviembre de 2013. En el mes de noviembre destaca el incremento registrado en el porcentaje de participación sobre el volumen total negociado de los contratos con entrega anual (40,1%, frente al 37,7% de octubre) y de los contratos con entrega inferior al mes (17,4%, frente al 11,4% del mes de octubre).

**Gráfico 11. Volumen de negociación por tipo de contrato (octubre y noviembre de 2013)**



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

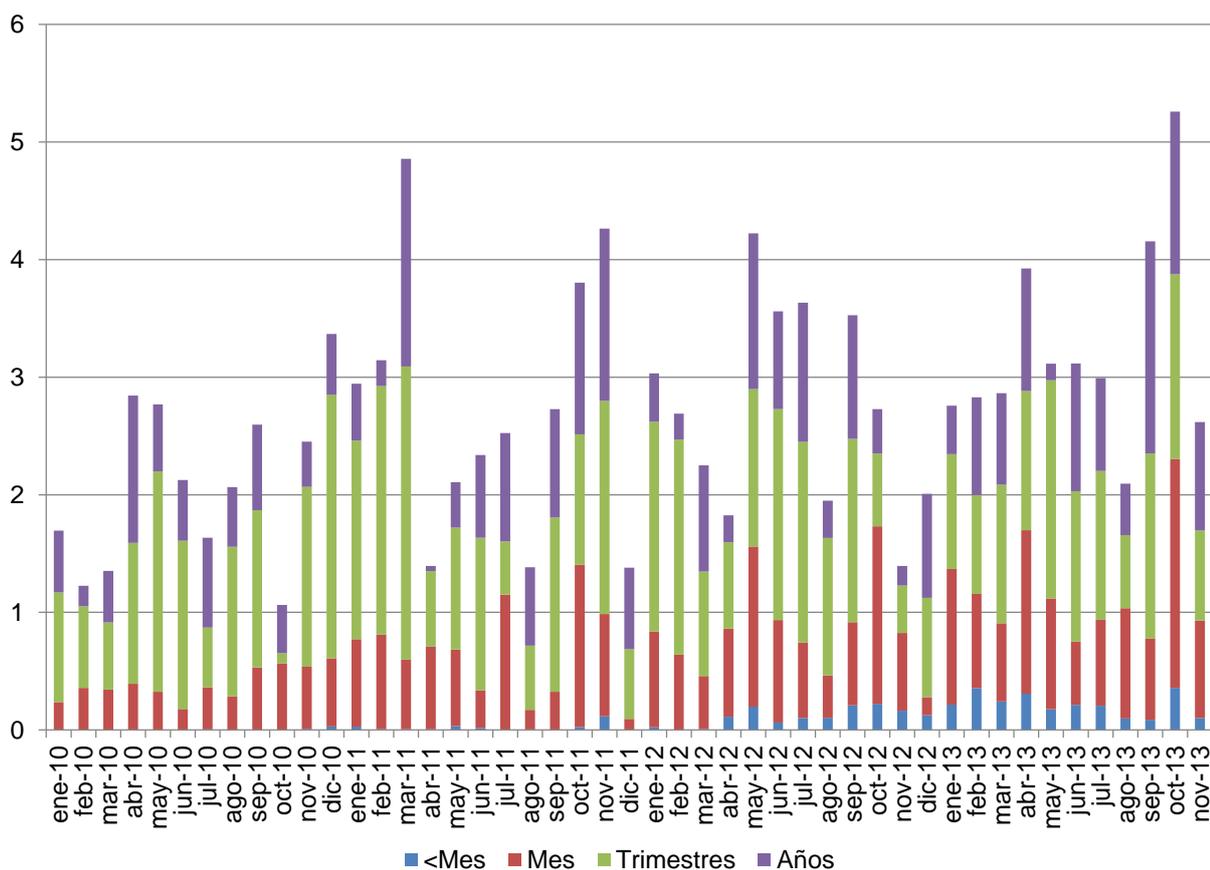
### 2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

A continuación se analiza el volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato (en función del 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 noviembre de 2013. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de noviembre, los contratos con mayor volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP han sido los anuales y los mensuales, con el 35,1% y el 31,7%, respectivamente (con un volumen total negociado de 1,8 TWh en dichos contratos). Por el contrario, la negociación de los contratos con periodo de entrega inferior a un mes ha representado tan solo el 3,9% del volumen total negociado.

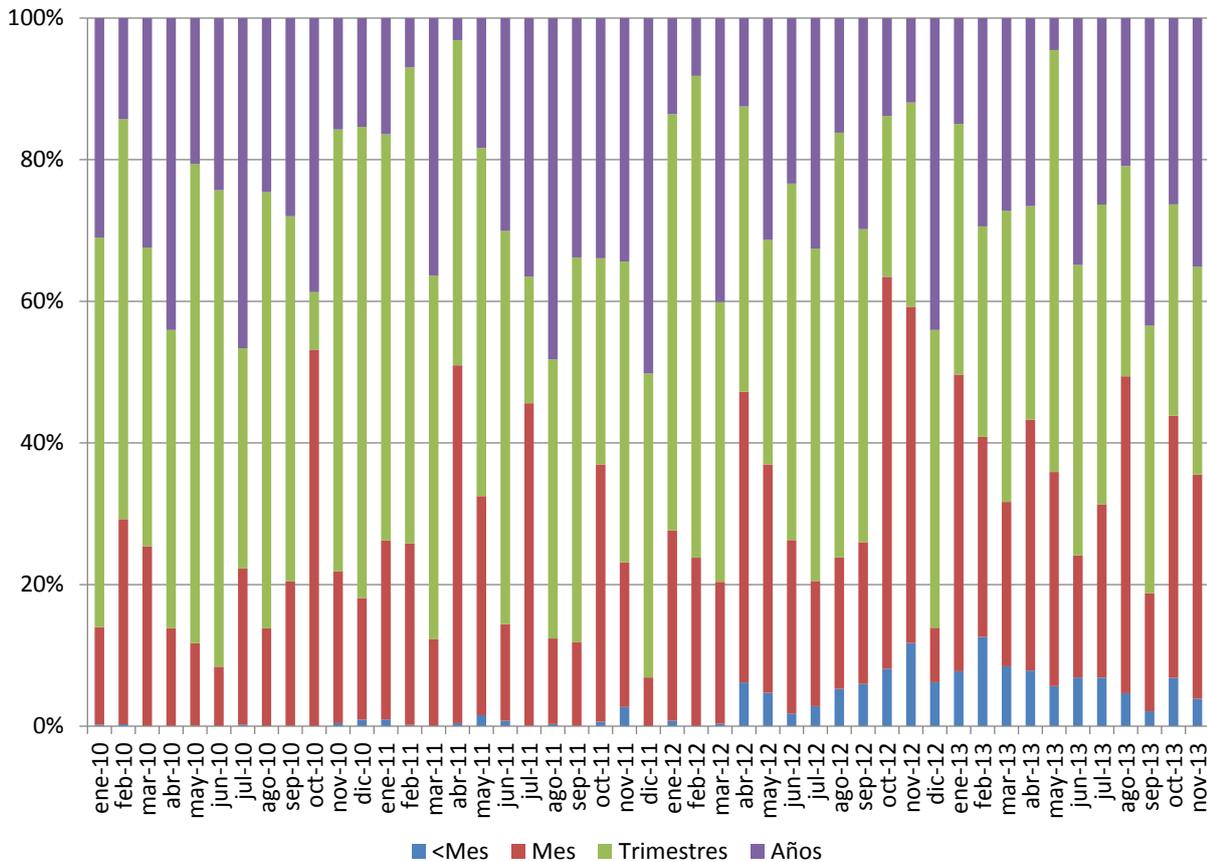
**Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)**



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).

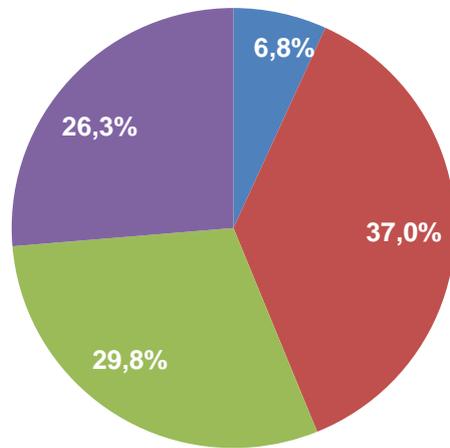
Fuente: OMIP-OMIClear

En los once primeros meses de 2013, el 18% de la energía negociada en OMIP ha correspondido a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 8,9% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2012, dichos porcentajes se situaron en valores inferiores de 17,1% (Cal+1) y 5,6% (Cal+2).

El Gráfico 14 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de octubre y noviembre de 2013. En el mes de noviembre, destaca el incremento de la participación de los contratos anuales sobre el volumen total negociado, que pasan de representar el 26,3% en el mes de octubre al 35,1% en el mes de noviembre. Por el contrario, la participación de los contratos mensuales y con periodo de entrega inferior al mes, sobre el total negociado, desciende en el mes de noviembre, siendo más acusado este descenso en el caso de los contratos mensuales, que pasan de representar el 37% del volumen total negociado al 31,7%.

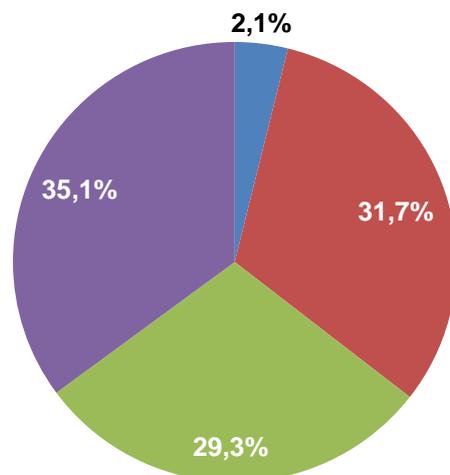
**Gráfico 14. Volumen anual de negociación por tipo de contrato (octubre y noviembre de 2013)**

**Año 2013 (octubre)**



■ <Mes ■ Mes ■ Trimestres ■ Años

**Año 2013 (noviembre)**



■ <Mes ■ Mes ■ Trimestres ■ Años

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 noviembre, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en Alemania han sido inferiores a las registradas en el mes de octubre. Por su parte, en Francia solo las cotizaciones de los contratos con vencimiento en diciembre de 2013 y primer trimestre de 2014 (Q1-14) aumentaron en el mes de noviembre respecto las registradas en el mes anterior.

Si se comparan las cotizaciones a plazo en el mercado español con las registradas en Alemania y Francia, mientras que la cotización, a cierre de noviembre, del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2014 (50,5 €/MWh) ha contabilizado un incremento del 3,1% respecto la registrada el mes anterior, la cotización de dicho contrato apenas ha experimentado una ligera variación positiva en el mercado francés (+0,2%; 53,84 €/MWh) y, por el contrario, ha registrado un descenso en el mercado alemán (-2,4%; 40,01 €/MWh).

Por su parte, en el mes de noviembre, la cotización del contrato Q2-14 en el mercado español (45,4 €/MWh) ha aumentado un 0,9% respecto el mes anterior, situándose en un rango de precios superior tanto al del contrato equivalente negociado en el mercado alemán (33,08 €/MWh; -2,2%;) como al del mercado francés (33,48 €/MWh; -1,1%).

Finalmente, en el caso del contrato anual con vencimiento en 2014, la cotización a plazo en España (49,35 €/MWh; +1,1%) se situó, a finales de noviembre, por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (36,84 €/MWh; -1,9%) y del contrato equivalente en Francia (42,53 €/MWh; -0,7%).

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

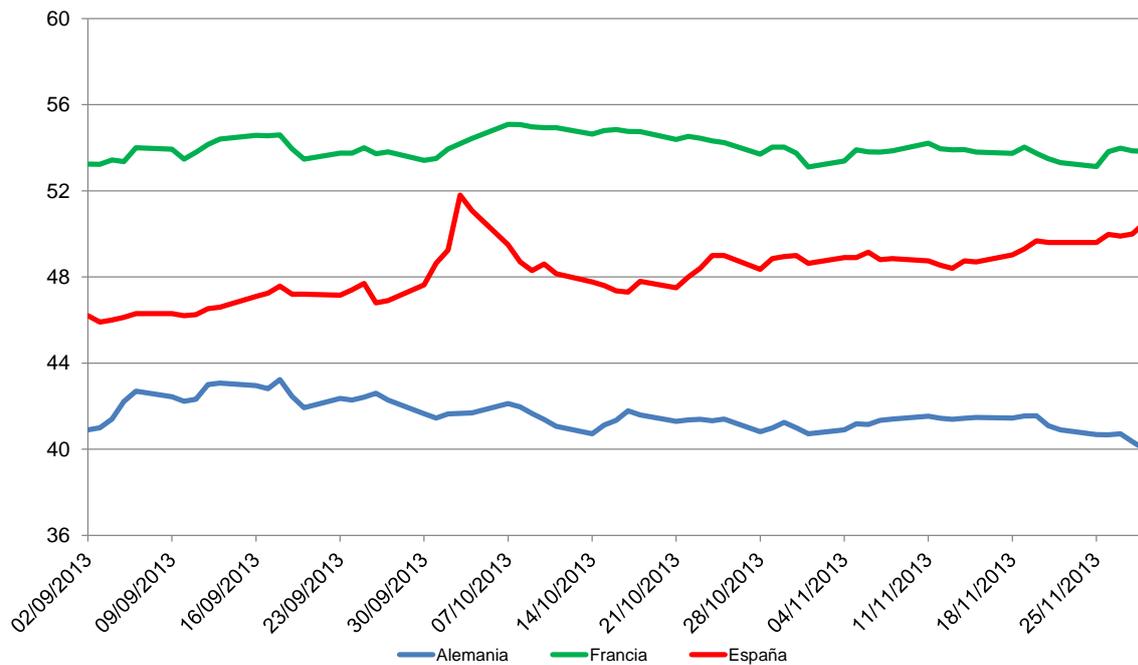
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-13	octubre-13	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-13	octubre-13	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-13	octubre-13	% Variación nov. vs. oct.
díc-13	50,60	49,10	3,1%	36,89	37,95	-2,8%	54,10	51,25	5,6%
ene-14	52,30	49,81	5,0%	40,02	42,08	-4,9%	55,60	56,00	-0,7%
Q1-14	50,50	49,00	3,1%	40,01	41,00	-2,4%	53,84	53,75	0,2%
Q2-14	45,40	45,00	0,9%	33,08	33,83	-2,2%	33,48	33,86	-1,1%
Q3-14	52,18	51,98	0,4%	35,03	35,60	-1,6%	34,22	34,87	-1,9%
Año 2014	49,35	48,80	1,1%	36,84	37,57	-1,9%	42,53	42,81	-0,7%

Nota: Datos de noviembre a 29/11/2013 y datos de octubre a 31/10/2013

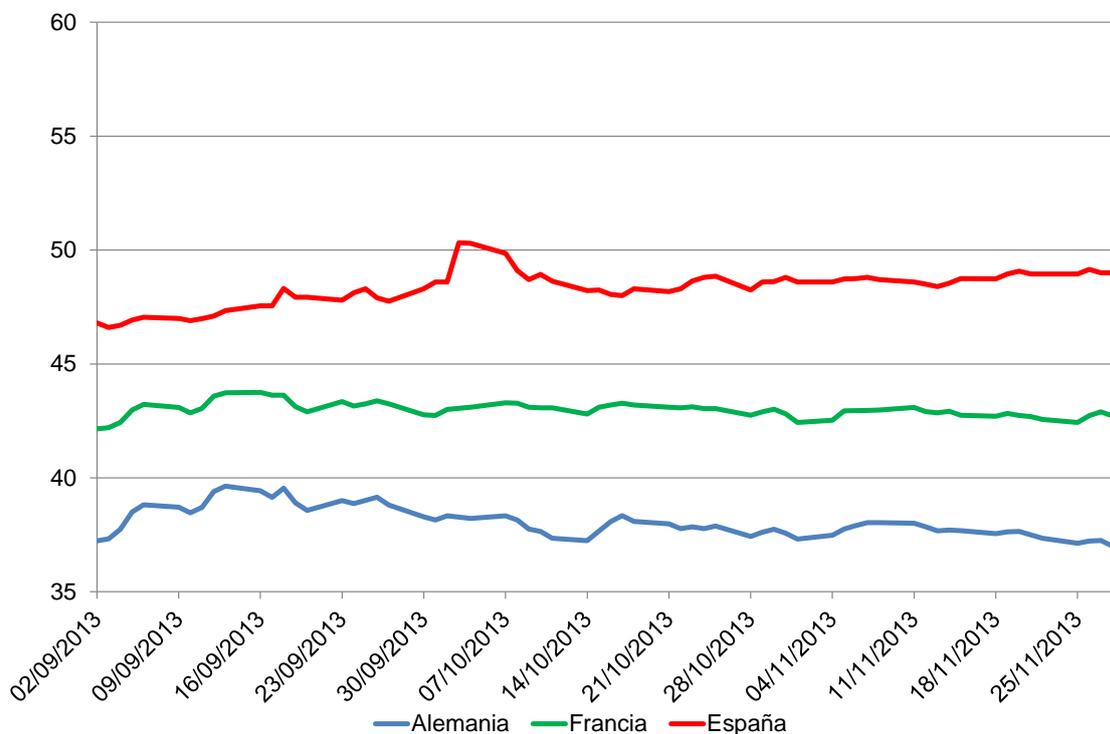
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 15. Evolución precios a plazo en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Contrato Q1-14 y Cal-14. Periodo: 2 septiembre de 2013 – 29 noviembre de 2013**

**Contrato trimestral Q1-14**



**Contrato Anual 2014 (Cal-14)**



Fuente: EEX y OMIP

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 16), el precio medio registrado en España en el mes de noviembre de 2013 (41,81 €/MWh) ha sido superior al precio medio registrado en Alemania (39,22 €/MWh) y al precio medio en Francia (49,11 €/MWh).

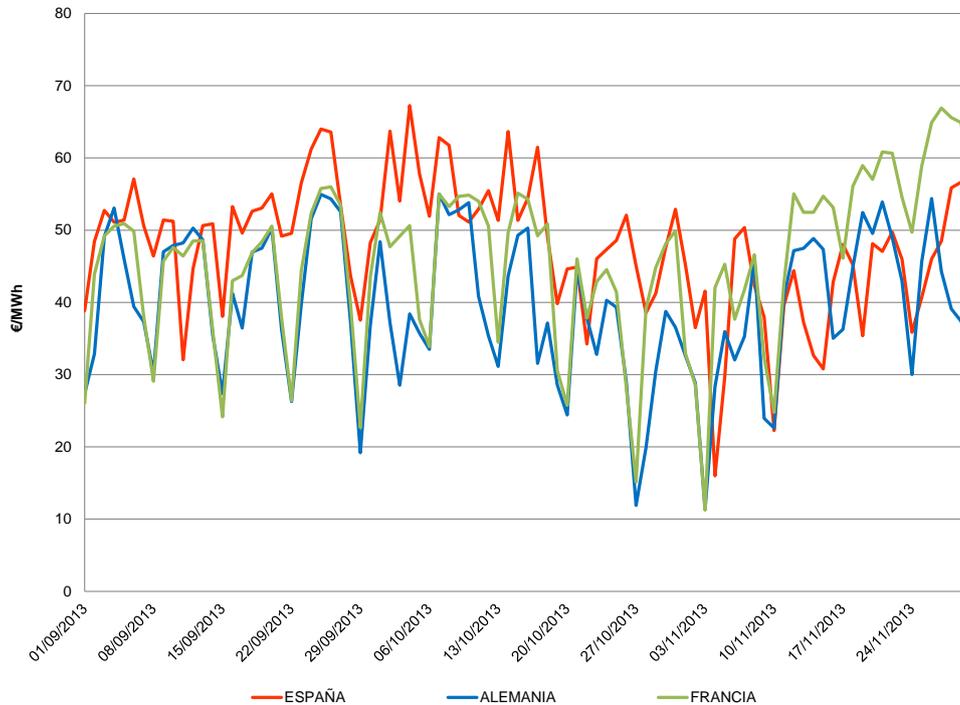
En el mes de noviembre, mientras que en Alemania y en Francia el precio medio del mercado diario ha aumentado respecto al registrado en el mes anterior (un 4,1% y un 10,3%, respectivamente), el precio medio mensual del mercado diario español ha registrado un descenso del 18,8%.

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

Precios medios	noviembre-13	octubre-13	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	41,81	51,50	-18,8%
Alemania	39,22	37,68	4,1%
Francia	49,11	44,54	10,3%

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 septiembre de 2013 – 30 noviembre de 2013**

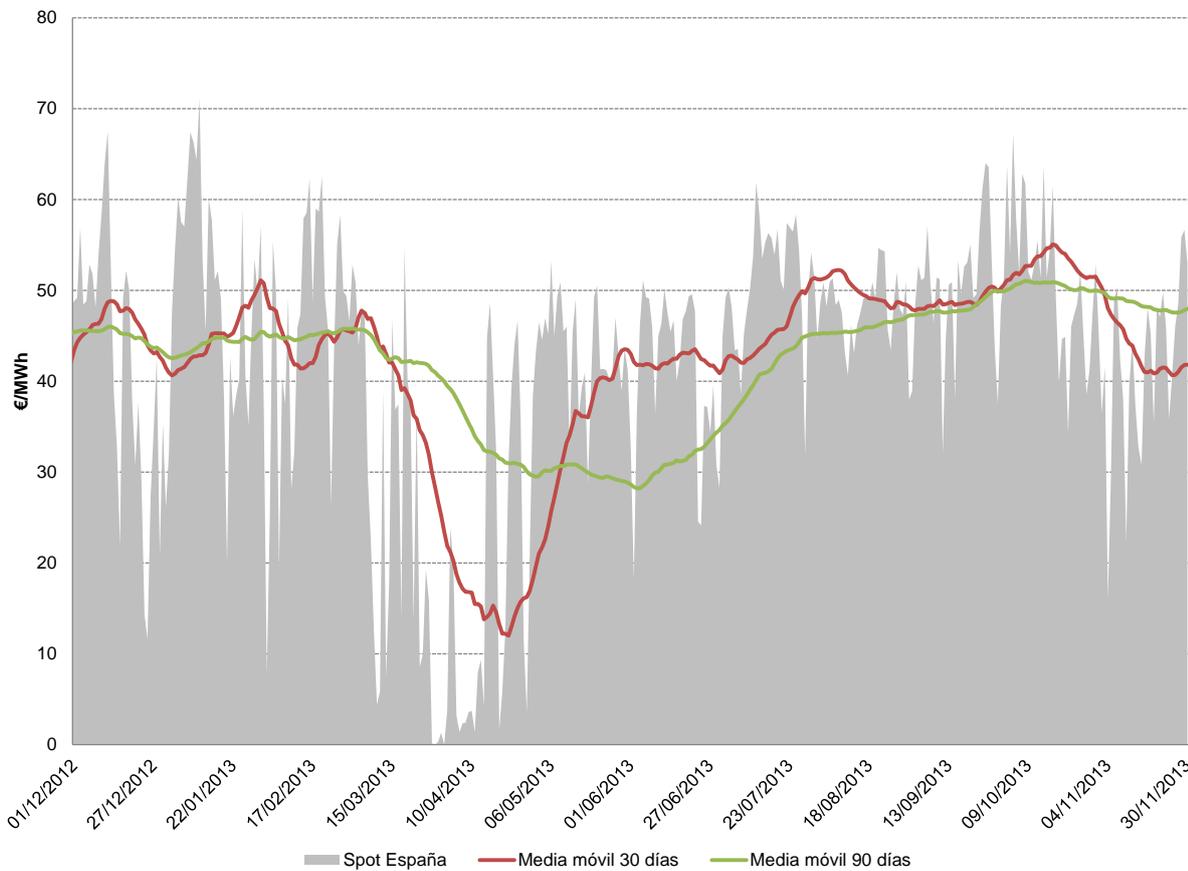


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 30 de noviembre, en 41,81 €/MWh y, a 31 de octubre, en 51,5 €/MWh. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 30 de noviembre, en 47,98 €/MWh y, a 31 de octubre, en 50 €/MWh,

**Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 1 diciembre 2012 – 30 noviembre 2013 (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 mes de noviembre, se ha producido un ascenso con respecto al mes anterior en las cotizaciones del Brent, del gas y del carbón. En el caso del CO<sub>2</sub> se han producido descensos.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses presentaron una tendencia ascendente desde los mínimos del día 7 hasta alcanzar valores máximos el día 27 de noviembre. La mayor variación a la baja entre dos sesiones se produjo el 1 de noviembre (descensos del 2,7% y del 2,4%, respectivamente). La mayor variación al alza entre dos sesiones se produjo el 21 de noviembre (incrementos del 1,9% y del 1,8%, respectivamente). En resumen, las cotizaciones de los contratos de futuros del Brent a 1 y 3

meses presentaron unos ascensos en el mes del 0,8%, en ambos casos. A 29 de noviembre dichos contratos cotizaron a 109,69 \$/Bbl y a 109,02 \$/Bbl, respectivamente.

Los derechos de emisión han registrado descensos con respecto al mes anterior (en torno al 9,4% de media para los contratos de futuros EUA Dic-13 y EUA Dic-14). Dichos contratos presentaron el máximo mensual el día 5 y 7 de noviembre, cotizando ese día a 4,8 €/tCO<sub>2</sub> (EUA Dic-13) y 4,96 €/tCO<sub>2</sub> (EUA Dic-14), y el mínimo mensual el día 18 y 29 cotizando esos días a 4,35 €/tCO<sub>2</sub> y 4,49 €/tCO<sub>2</sub>, respectivamente.

En el caso del gas natural en Reino Unido (NBP), los contratos presentaron ascensos, Así, el contrato de futuros mensual con entrega en diciembre de 2013, presentó un ascenso de un 2,4% y cotizó el 29 de noviembre en 29,12 €/MWh. El contrato a plazo trimestral con vencimiento en el primer trimestre de 2014 presentó un ascenso del 2,8% (29,22 €/MWh a 29 de noviembre), mientras que el contrato con entrega el segundo trimestre de 2014 presentó un ascenso del 3,4% (26,64 €/MWh a 29 de noviembre).

En el caso del carbón, la cotización del contrato con entrega en Dic-13 registró un ascenso de un 1%, con respecto al mes anterior, cotizando a 1 de noviembre en 81 \$/t y cerrando el mes con un precio de 82,63 \$/t a 29 de noviembre. El contrato trimestral con vencimiento más próximo (Q1-14) registró un ascenso de un 0,4%, mientras que el contrato anual Cal-14, apenas registró variaciones respecto al mes anterior. En concreto, el 29 de noviembre, el Q1-14 cotizó a 81,43 \$/t y el Cal-14 a 82,28 \$/t.

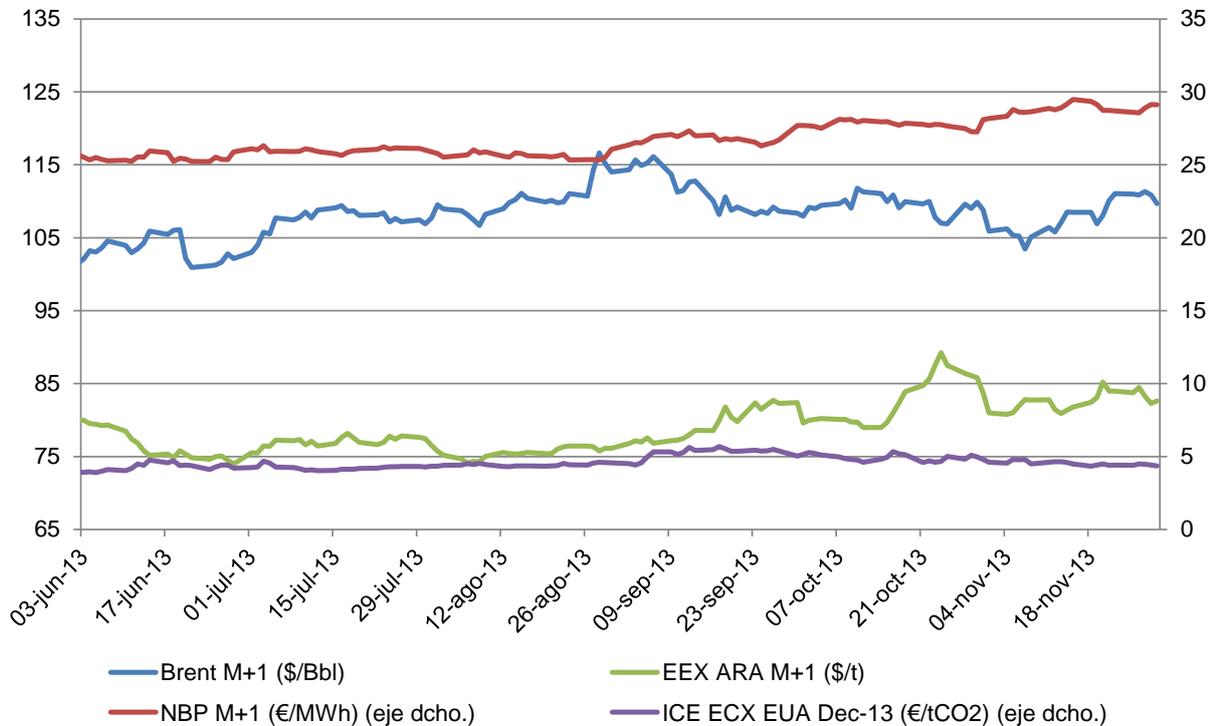
**Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en noviembre de 2013: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en octubre de 2013: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-nov-13	Mín.	Máx.	31-oct-13	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent <b>Spot</b>	110,87	103,19	112,11	107,47	105,83	111,52	3,2%
Brent entrega a <b>un mes</b>	109,69	103,46	111,31	108,84	106,93	111,80	0,8%
Brent entrega a <b>tres meses</b>	109,02	103,52	110,42	108,17	106,01	110,17	0,8%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>							
Gas NBP <b>Spot</b>	28,85	26,37	29,16	25,29	25,29	26,92	14,1%
Gas NBP entrega <b>Dic-13</b>	29,12	28,18	29,49	28,44	28,15	28,72	2,4%
Gas NBP entrega <b>Q1-14</b>	29,22	28,57	29,60	28,42	28,42	28,98	2,8%
Gas NBP entrega <b>Q2-14</b>	26,64	25,83	26,70	25,75	25,64	25,96	3,4%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón entrega <b>Dic-13</b>	82,63	80,80	85,20	81,80	78,40	88,75	1,0%
Carbón entrega <b>Q1-14</b>	81,43	79,95	83,40	81,10	77,60	87,20	0,4%
Carbón entrega <b>2014</b>	82,28	81,15	82,89	82,30	80,85	85,10	0,0%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2013</b>	4,36	4,35	4,80	4,81	4,59	5,34	-9,4%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2014</b>	4,49	4,49	4,96	4,96	4,72	5,48	-9,5%

- 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
- 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: 3 junio 2013 – 29 noviembre 2013**



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 noviembre la cotización del Brent ha fluctuado aproximadamente en el rango 103 – 112 \$/Bbl, conformando el límite inferior de ese intervalo las cotizaciones registradas el 7 de noviembre, y el límite superior las registradas el día 27.

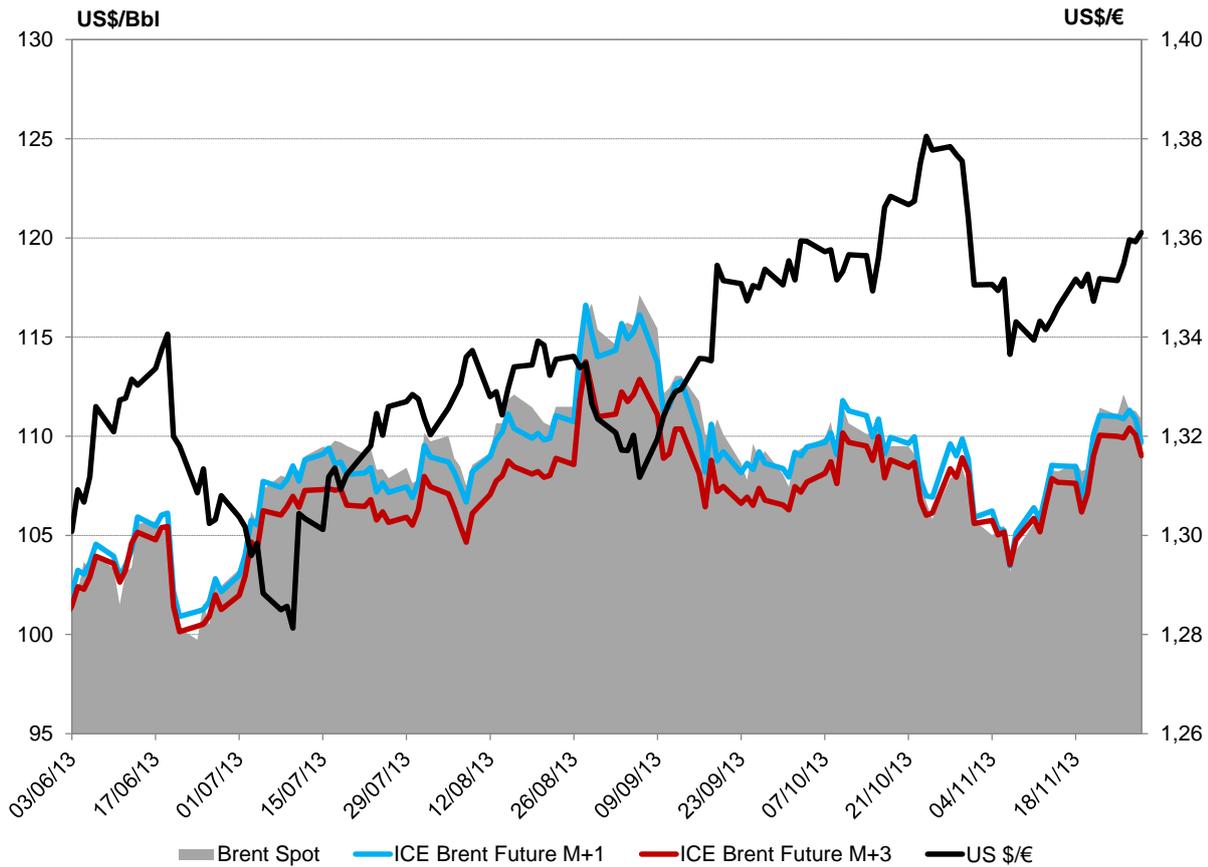
Durante el mes de noviembre, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa a uno y tres meses oscilaron en el rango de 103,46 \$/Bbl – 111,31 \$/Bbl. Los precios mínimos se presentaron el día 7 y los máximos el día 27 para ambos contratos.

La evolución del tipo de cambio \$/€ mostró una tendencia decreciente (es decir, apreciación del dólar) hasta el 7 de noviembre y posteriormente creciente (depreciación del dólar), alcanzando el valor mínimo el día 7 y oscilando en un rango de 1,34 – 1,36, registrando el valor máximo el día 29. A 31 de octubre y a 30 de noviembre el tipo de cambio se situó en ambos casos en 1,36 \$/€.

Los precios de los contratos a 1 y 3 meses en €/Bbl oscilaron en el mes de noviembre en el rango 77,41 €/Bbl – 82,15 €/Bbl, presentándose el mínimo mensual el 7 de noviembre y el máximo el 22 de noviembre.

Los principales factores que motivaron el ascenso de los precios del Brent en las primeras semanas del mes fue el ligero incremento en la previsión de demanda realizada por la OPEP. Destacar asimismo, el acuerdo alcanzado en EEUU sobre el desbloqueo del techo de endeudamiento.

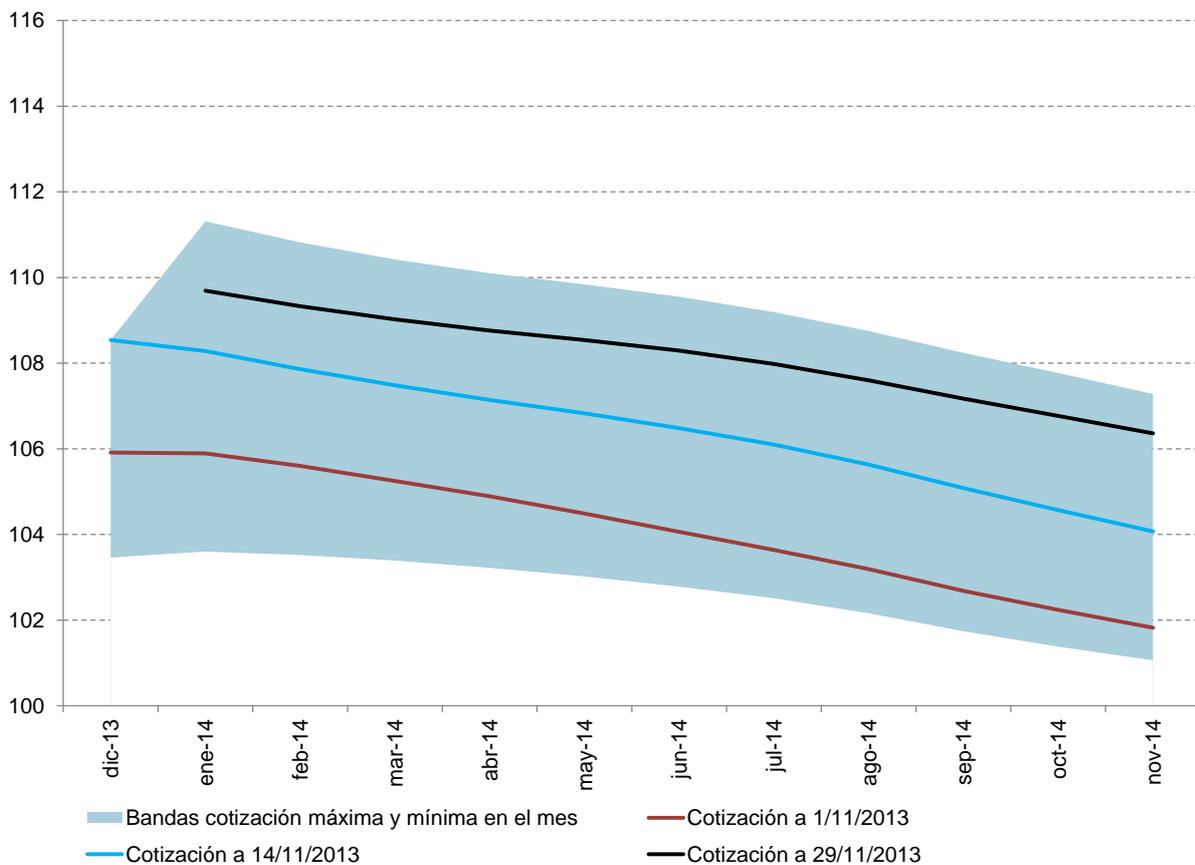
**Gráfico 19. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).**  
**Periodo: 3 junio 2013 – 29 noviembre 2013**



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

El Gráfico 20 muestra el rango de variación de la curva a plazo del Brent en el mes de noviembre. En dicho gráfico se observa la estructura de la curva a plazo, con un perfil decreciente a 29 de noviembre entre los 109,69 y los 106,36 \$/Bbl. La cotización del contrato Brent M+12 (noviembre de 2014) ha fluctuado en el rango 101,06 – 107,28 \$/Bbl, finalizando el 29 de noviembre en el nivel de 106,36 \$/Bbl. Las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del Brent se encuentran en el rango de 5,1 – 7,7 \$/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 dic-13 es el 14 de noviembre, por lo que la curva a plazo a 29/11/2013 no muestra dicho valor

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

### 3.2.2. Evolución del gas natural

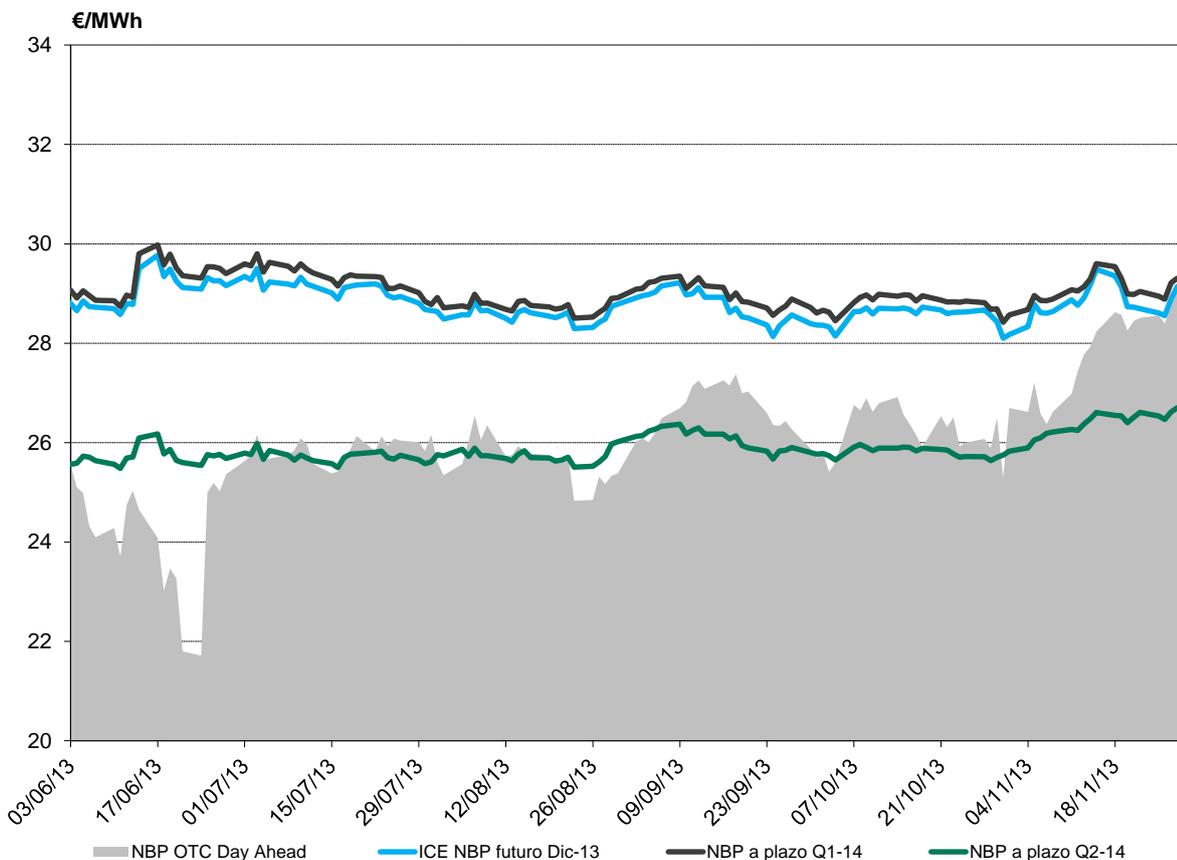
Los precios europeos de gas natural presentaron una tendencia creciente durante el mes de noviembre. El contrato mensual con entrega en diciembre de 2013 registró a 29 de noviembre una cotización de 29,12 €/MWh (un 2,4% superior respecto a la registrada a 31 de octubre).

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el primer trimestre de 2014 (Q1-14) ha oscilado en el rango 28,57 €/MWh – 29,6 €/MWh (el mínimo se registró el 1 de noviembre y el máximo el 15 de noviembre), cotizando el día 29 en 29,22 €/MWh (2,8% respecto al mes anterior).

Por su parte, el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (Q2-14) presentó el valor mínimo el día 1 y el valor máximo el día 28, oscilando entre 25,83 €/MWh – 26,7 €/MWh. Los precios del contrato Q2-14 se situaron en media 2,7 €/MWh por debajo del Q1-14 (véase Gráfico 21).

**Gráfico 21. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en diciembre 2013 y trimestrales Q1-14 y Q2-14 (en €/MWh).**

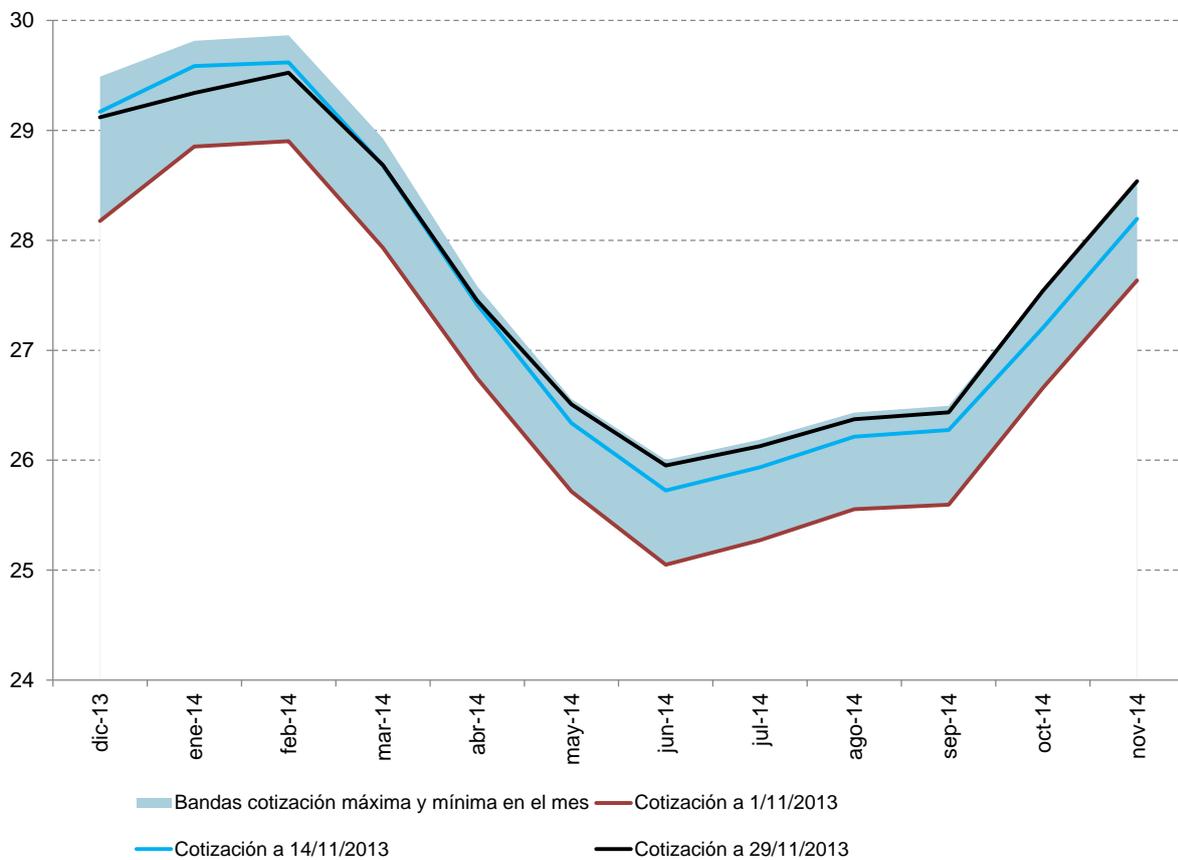
Periodo: 3 junio 2013 – 29 noviembre 2013



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

La evolución de la curva a plazo del gas, a 29 de noviembre, obtenida a través de los futuros mensuales en el Reino Unido para el Punto Nacional de Balance (NBP) presenta una tendencia ascendente desde el nivel de 29,12 €/MWh en diciembre de 2013 hasta el nivel máximo de 29,53 €/MWh en febrero de 2014. A partir de ahí se inicia un descenso hasta el nivel de 25,95 €/MWh en junio de 2014. 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 noviembre presenta un rango medio de 0,95 €/MWh.

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

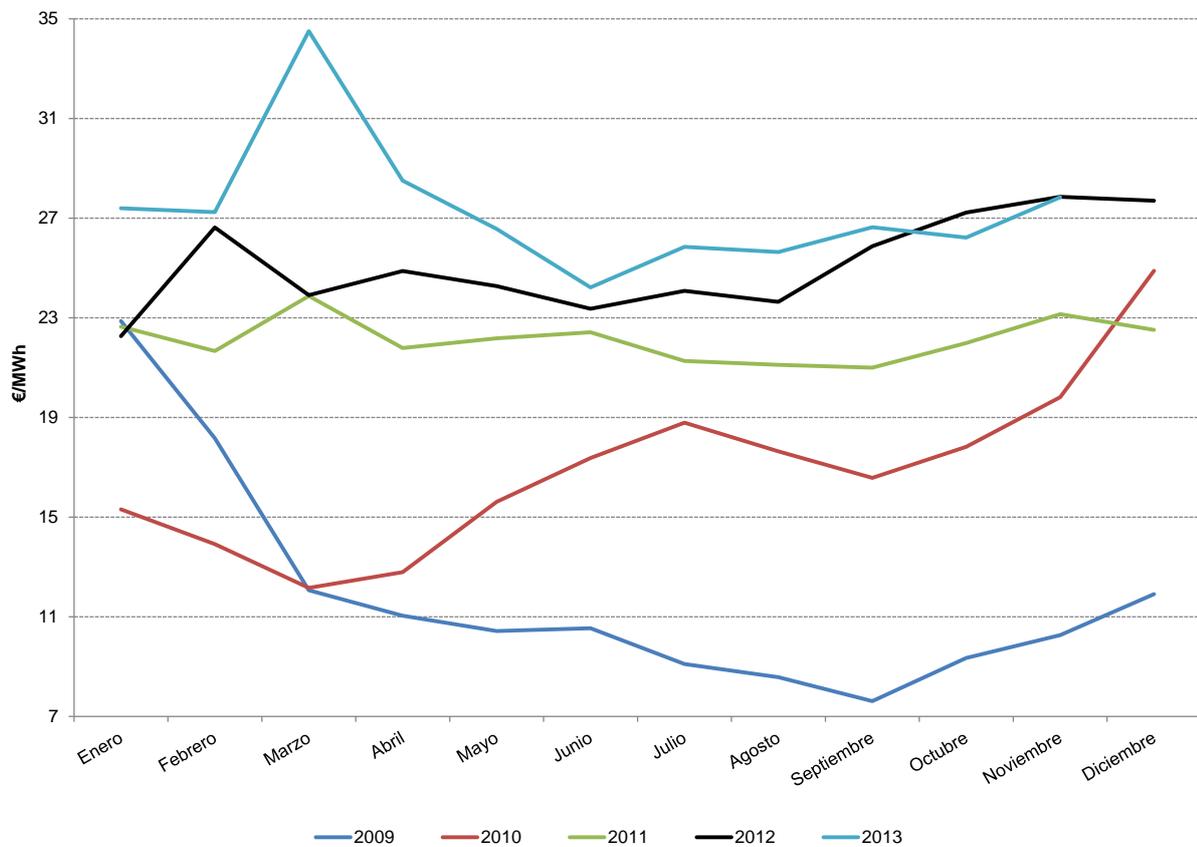


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Durante el mes de análisis los precios spot en Reino Unido se han mantenido en un rango de 26,37 €/MWh – 29,16 €/MWh; registrando el valor mínimo el día 7 y el máximo el día 28. La cotización a 29 de noviembre se sitúa un 14,1% por encima de la cotización a 31 de octubre.

La media del mes de noviembre, de 27,84 €/MWh, fue ligeramente inferior a la media del mismo mes del año anterior (-0,1%) y un 6,2% superior a la media del mes de octubre de 2013 (26,22 €/MWh).

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



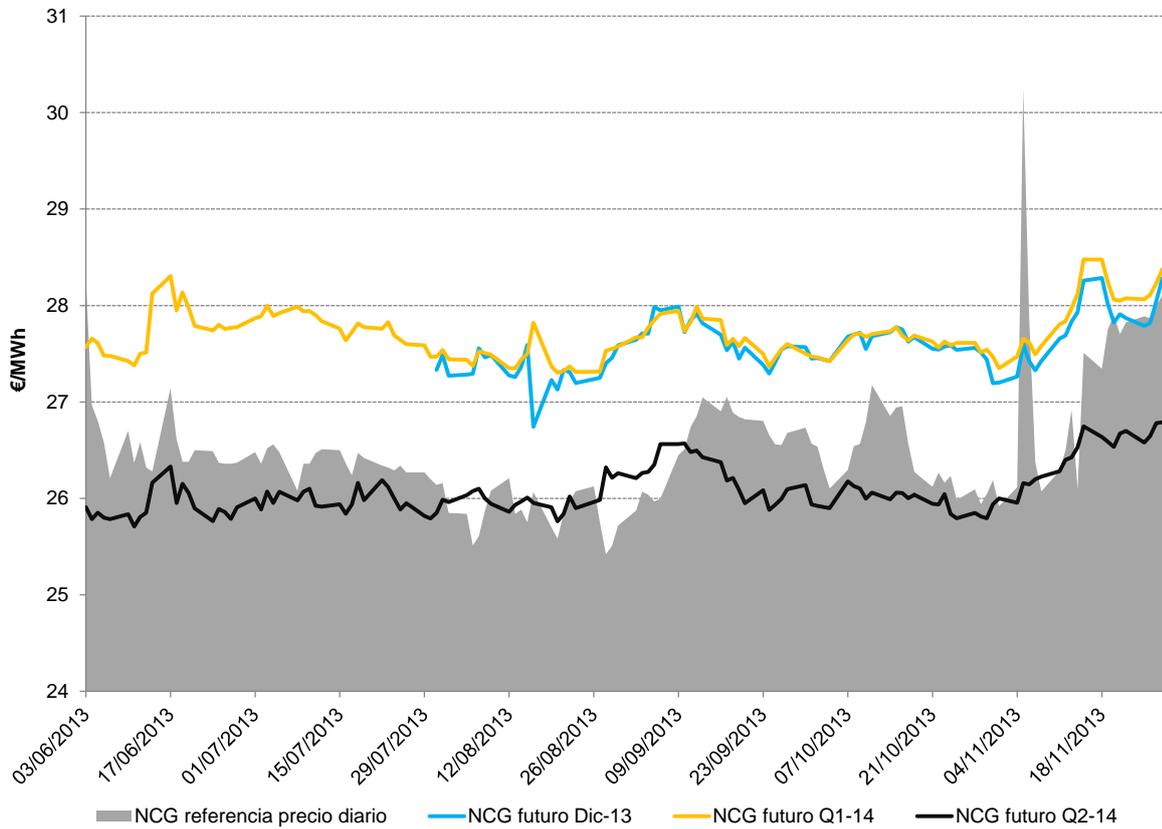
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

### Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el caso del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) en EEX con vencimiento en el primer trimestre de 2014, la cotización ha oscilado en el mes de análisis en el rango 27,35 €/MWh – 28,48 €/MWh. El 1 de noviembre se presentó el mínimo mensual y el 15 y 18 de noviembre el máximo mensual, cerrando el mes en 28,4 €/MWh (incremento del 3,4% respecto al mes anterior). Por su parte, el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2014, presentó el valor mínimo el día 4 y el valor máximo el día 28, oscilando entre 25,96

€/MWh – 26,79 €/MWh. El contrato Q2-14 se situó en media 1,51 €/MWh por debajo del contrato Q1-14 a lo largo del mes de noviembre (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

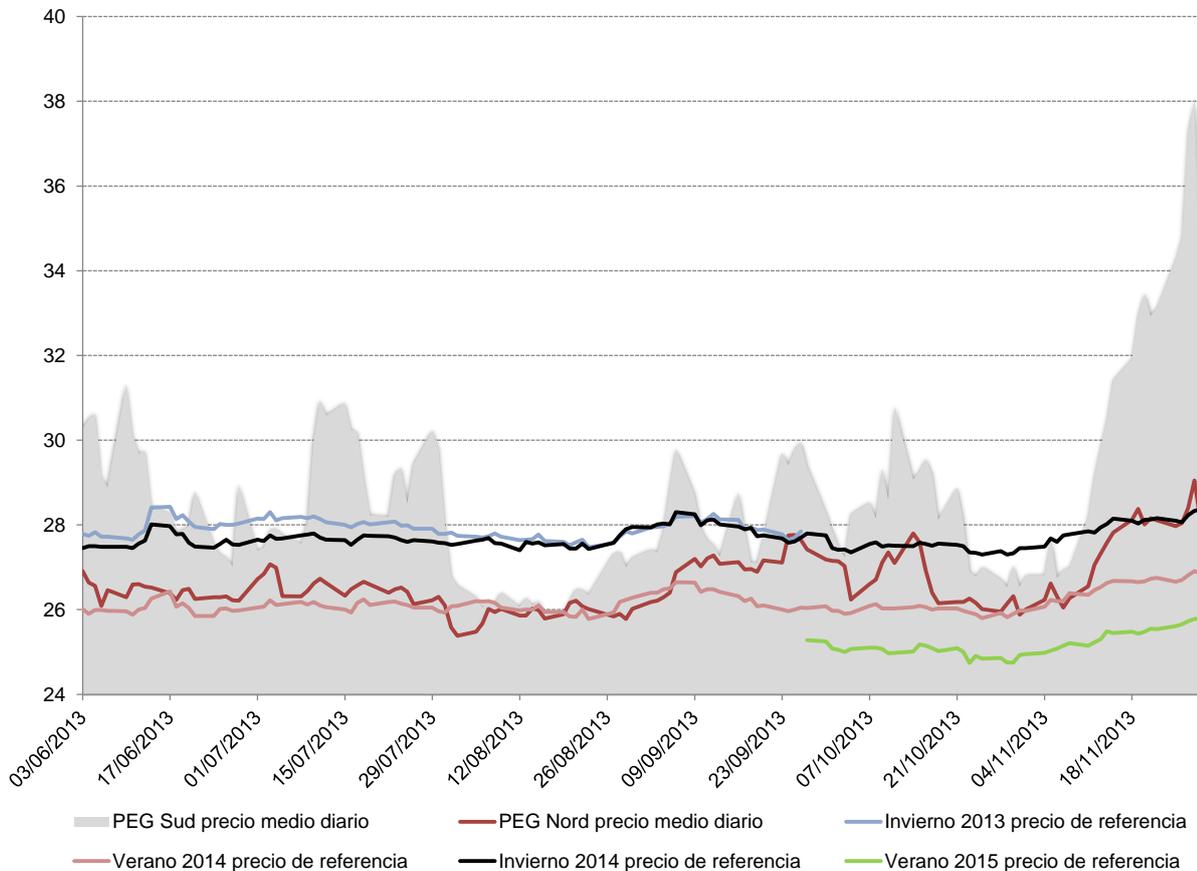
### Precios de gas natural en Francia

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) aumentó con respecto al mes anterior (3,67 €/MWh en noviembre frente a una diferencia de 1,46 €/MWh en octubre). En el mes de noviembre 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 noviembre de 31,1 €/MWh y la zona norte de 27,43 €/MWh, lo que representó un ascenso con respecto al mes anterior en la zona sur de un 3% y de un 10,7% en la zona norte; (28,08 €/MWh y 26,62 €/MWh en octubre, respectivamente).

El contrato de futuro estacional de gas para el año 2014 –contrato invierno 2014, que abarca el cuarto trimestre de 2014 y el primero de 2015, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó ascensos. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró con un precio de 28,37 €/MWh (a 29 de noviembre) lo que representó un ascenso del 3,4% frente al precio de cierre del mes anterior (27,45 €/MWh el 31 de octubre). Asimismo, el contrato verano 2014, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2014, también registró un ascenso en su cotización de un 3,4% (cotizó en 26,86 €/MWh el 29 de noviembre frente a 25,98 €/MWh el 31 de octubre).

El diferencial medio entre el contrato invierno 2014 y verano 2014 se situó en media en noviembre en 1,43 €/MWh. Dicho diferencial se ha reducido ligeramente respecto al diferencial medio registrado últimos dos trimestres anteriores: tercer trimestre de 2013 (1,58 €/MWh) y segundo trimestre de 2013 (1,61 €/MWh). Una menor amplitud de dicho diferencial implica un menor 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 noviembre, en media, la cotización del contrato verano 2015 resultó inferior en 1,15 €/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

### 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. Posteriormente, los precios continuaron aumentando hasta mediados de marzo alcanzando niveles récord en esa quincena y disminuyendo hasta mediados de junio, para luego alcanzar un mínimo anual a finales de septiembre.

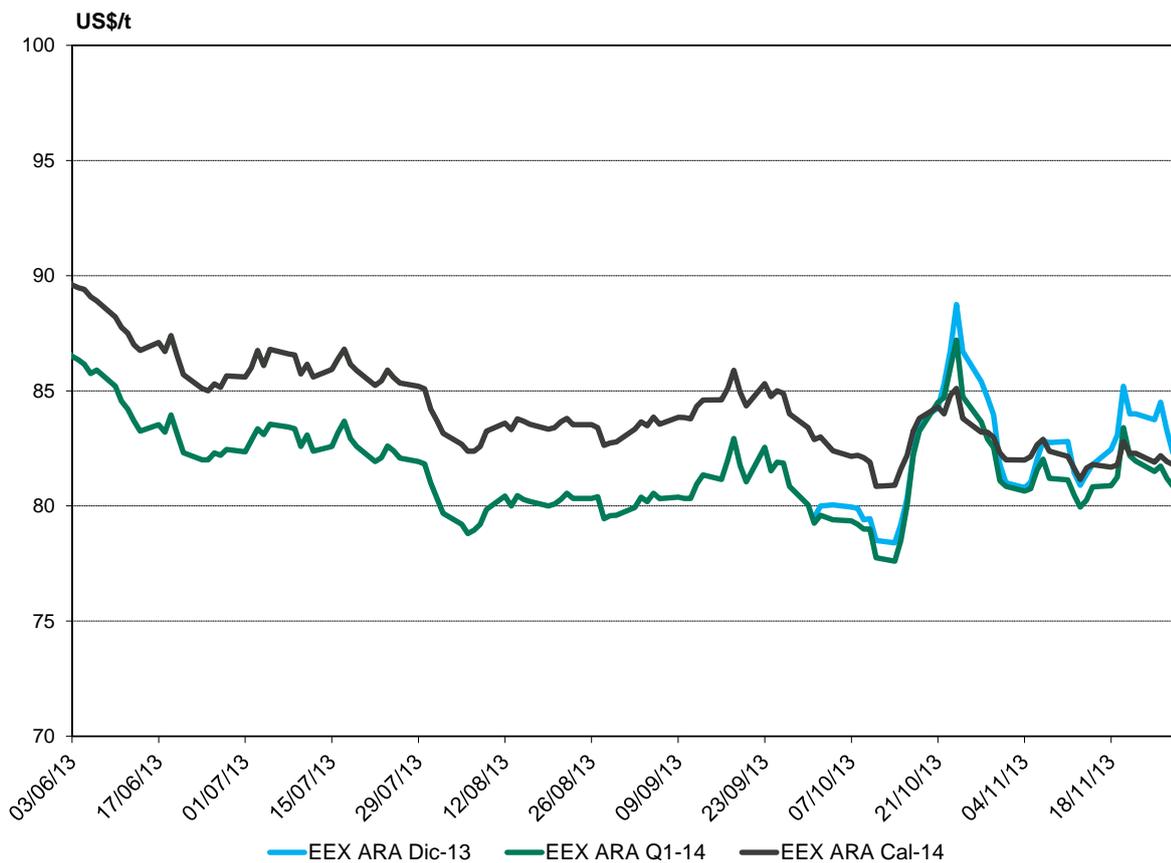
Los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA, publicada por Energy Intelligence) iniciaron la tendencia ascendente a mediados de septiembre de 2012 y a mediados de febrero de 2013 se observa una caída en sus precios, que se mantiene hasta mayo. A partir de aquí, los precios han seguido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

### 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 primer trimestre de 2014 ha mostrado una tendencia ascendente desde el valor mínimo del día 13 (79,95 \$/t) hasta alcanzar el valor máximo de 83,4 \$/t, el día 20, para luego descender hasta registrar 81,43 \$/t, el día 29. La variación registrada con respecto al mes anterior fue de +0,4%. En €/t las cotizaciones de ese contrato oscilaron entre 59,48 €/t (28 de noviembre) y 61,65 €/t (20 de noviembre).

El diferencial de precios entre el contrato anual y el trimestral con vencimiento más inmediato se situó en el rango de (-0,61 \$/t – +1,4 \$/t). El contrato anual Cal-14 se ha mantenido durante el mes de noviembre en el rango de 81,15 – 82,89 \$/t.

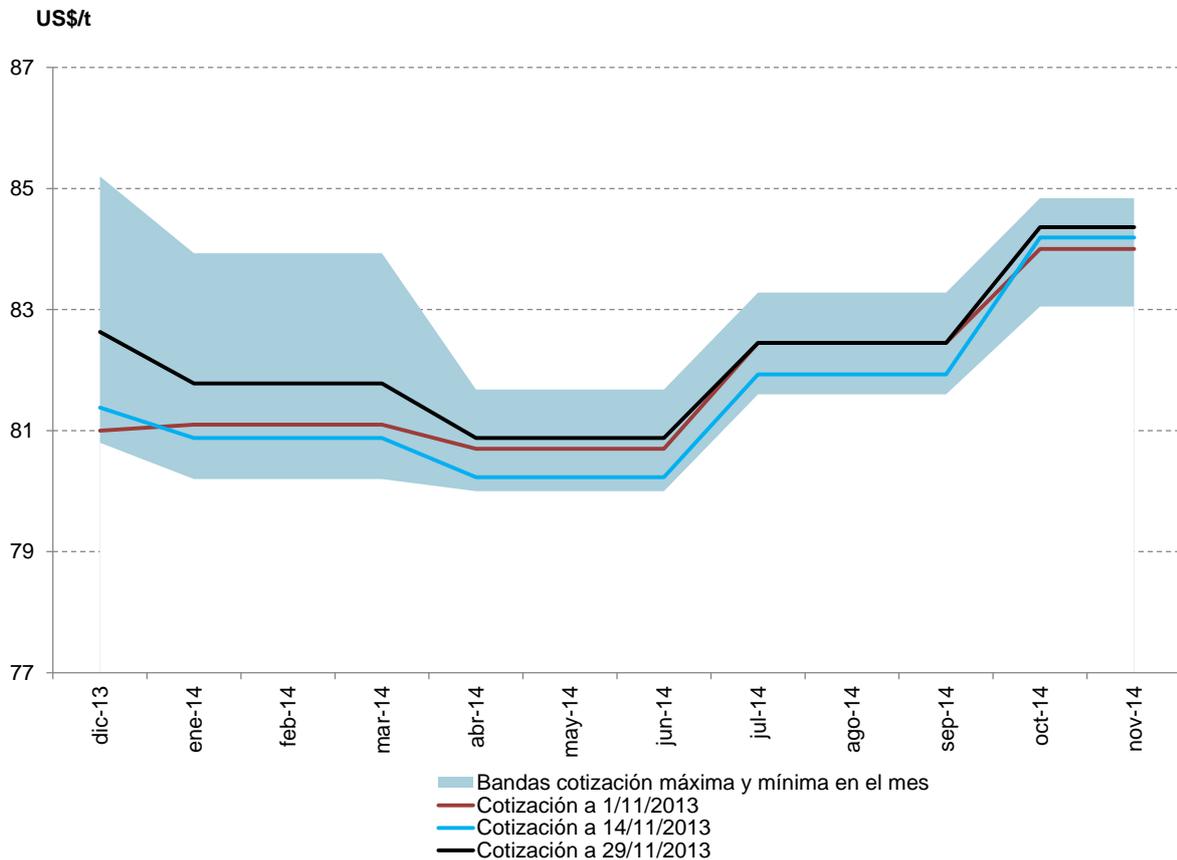
**Gráfico 26. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t). Periodo 3 junio 2013 – 29 noviembre 2013**



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 noviembre.

**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

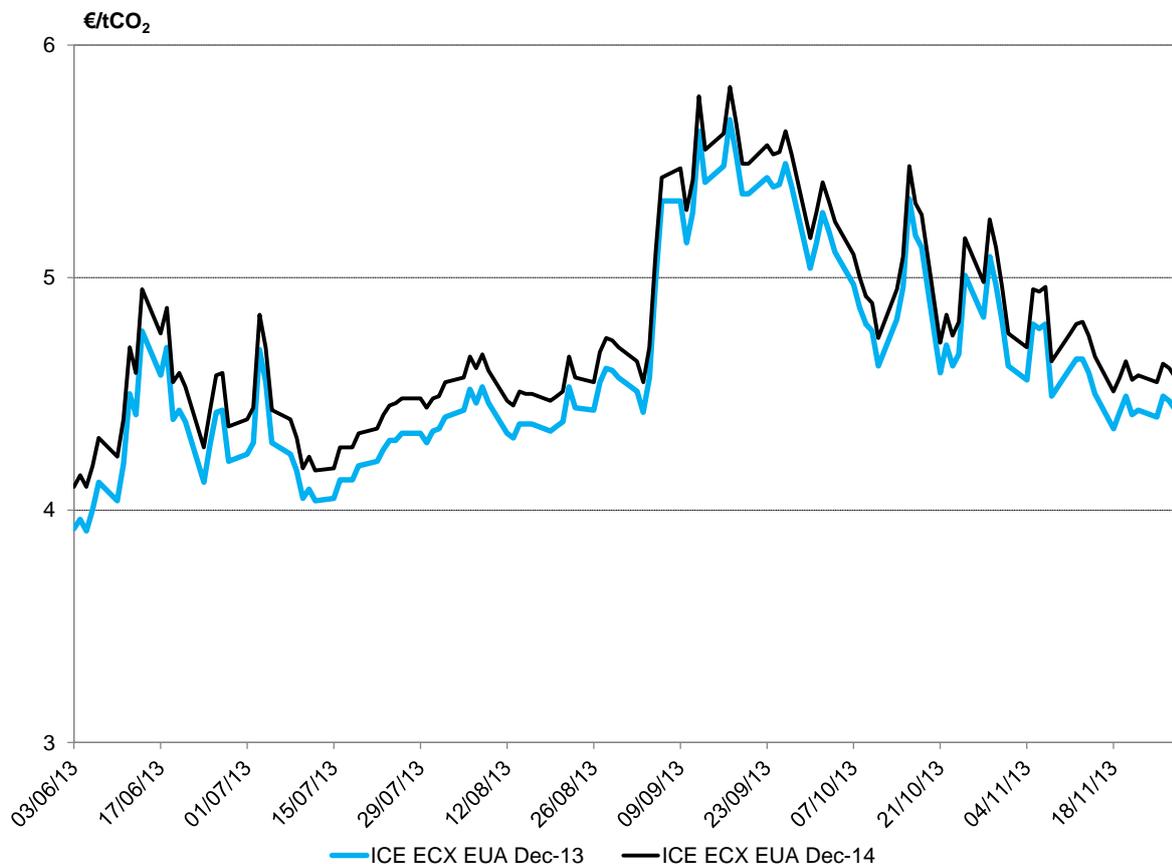
### 3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

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

Las cotizaciones de los futuros oscilaron en el rango 4,35 €/tCO<sub>2</sub>–4,8 €/tCO<sub>2</sub> (el 18 y el 5 de noviembre, respectivamente) para el contrato EUA Dic-13, y en el rango 4,49 €/tCO<sub>2</sub>–4,96 €/tCO<sub>2</sub> para el contrato EUA Dic-14 (el 29 y 7 de noviembre, respectivamente).

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-13 y EUA Dic-14 ha mostrado una tendencia estable, manteniéndose en el rango 0,13 €/tCO<sub>2</sub>–0,16 €/tCO<sub>2</sub>. A cierre del mes de noviembre (día 29) la cotización del contrato EUA Dic-13 ha contabilizó un descenso del 9,4%, situándose en 4,36 €/tCO<sub>2</sub>. Asimismo, la cotización del EUA Dic-14 (4,49 €/tCO<sub>2</sub>) ha descendido un 9,5% respecto la registrada en el mes de octubre.

**Gráfico 28. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 3 junio 2013 – 29 noviembre 2013**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

### 3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-14 y Cal-14 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Respecto al mes anterior (29/11/13 vs. 31/10/13), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Q1-14 ha registrado un incremento del 3,1%, 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 ha aumentado un 2,4% 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 reducido un 0,6% en el mismo periodo.

Respecto al mes anterior (29/11/13 vs. 31/10/13), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-14 registró un ascenso de un 1,1%, 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 incrementó un 3% 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 ha disminuido un 0,8% entre el 31 de octubre y el 29 de noviembre.

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

### **4.1. Cálculo de la diferencia entre el precio CESUR y el precio en el mercado diario durante el cuarto trimestre de 2013 (subasta CESUR-24)**

En la 24ª subasta CESUR, que se celebró el 24 de septiembre de 2013, se subastaron 2.500 MW del producto trimestral carga base con vencimiento en el cuarto trimestre de 2013 (Q4-13) y 352 MW del producto trimestral carga punta con vencimiento en el mismo trimestre (lo que en términos de energía supone 5.801 GWh).

El precio de equilibrio en la subasta del producto base Q4-13 fue 47,58 €/MWh y el del producto punta Q4-13 fue 57 €/MWh.

El precio medio aritmético en el mercado diario (equivalente al carga base) durante el mes de noviembre se ha situado en 41,81 €/MWh, por lo que el precio de equilibrio de la subasta CESUR-24 (47,58 €/MWh el producto base) ha resultado ser (ex post) un 13,8% superior al precio medio en el mercado diario en noviembre.

En el caso del producto punta, el precio medio en el mercado diario en las horas punta se ha situado en 46,96 €/MWh en el mes de noviembre, resultando inferior en un 21,4% al precio del producto punta en la subasta (57 €/MWh).

**Cuadro 6. Diferencial de precios entre CESUR y OMIE en las subastas CESUR (17<sup>a</sup>-24<sup>a</sup>)**

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)
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
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
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
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
enero-13	50,50	54,18	3,68	60,36	61,15	0,79
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
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
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
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

Fuente: CNMC, OMIE y Organizador de las Subastas

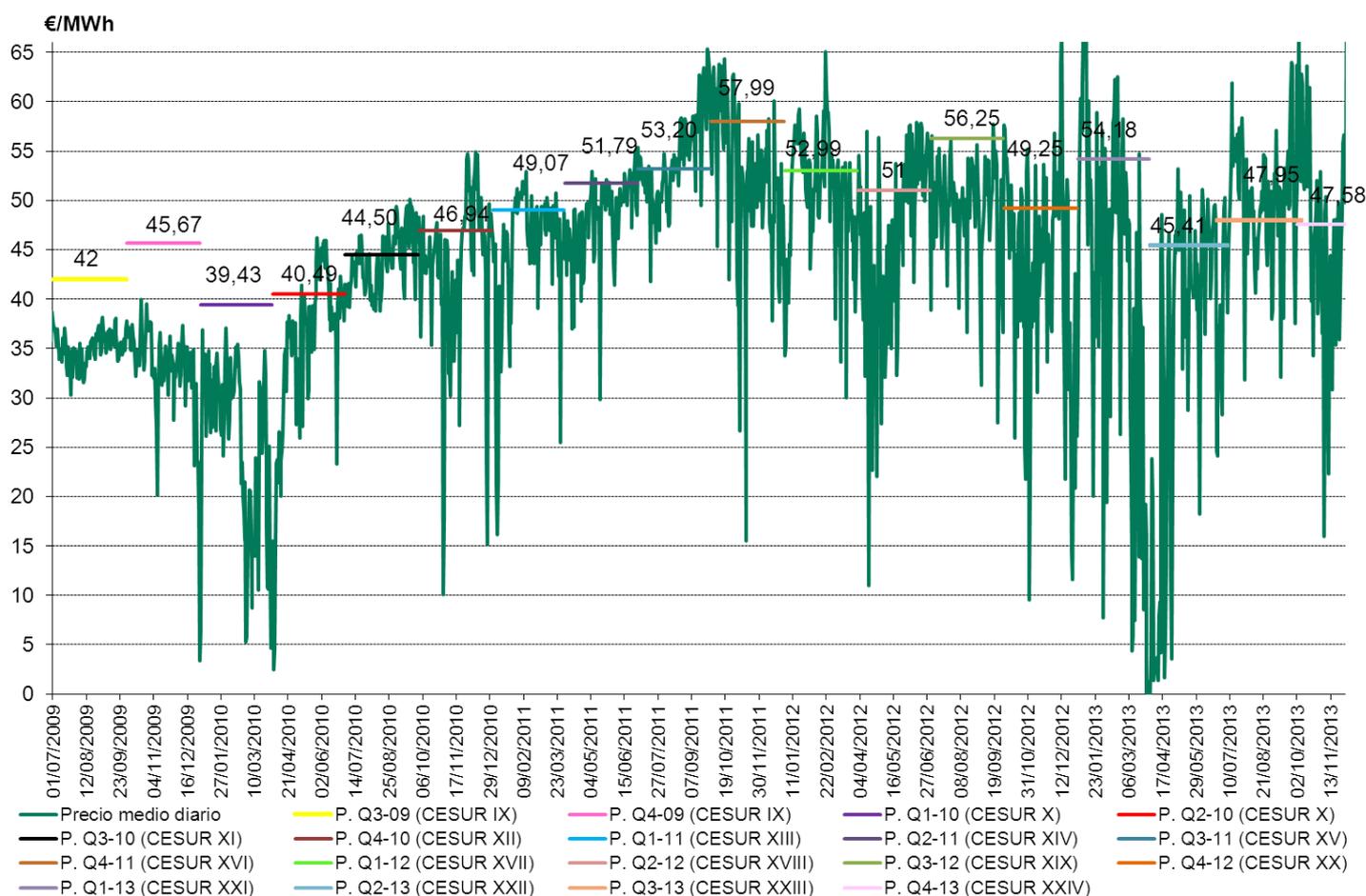
El Gráfico 29 muestra la evolución del precio medio en el mercado diario y el precio de equilibrio del producto carga base en las últimas subastas CESUR.

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>, 22<sup>a</sup> y 24<sup>a</sup> CESUR subastas CESUR (Q1-12, Q2-12, Q3-12, Q4-12, Q1-13, Q2-13 y Q4-13<sup>2</sup>) han sido en media

<sup>2</sup> Respecto a los precios medio del mercado de contado en los meses de octubre y noviembre de 2013.

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, 11,15 €/MWh y 0,85 €/MWh, respectivamente). Por el contrario, en el tercer trimestre de 2013, se observa que el precio de equilibrio del contrato base trimestral de la 24ª subasta CESUR (Q3-13) ha sido en media inferior al precio medio del mercado de contado en dicho periodo (inferior en 1,86 €/MWh para el tercer trimestre de 2013).

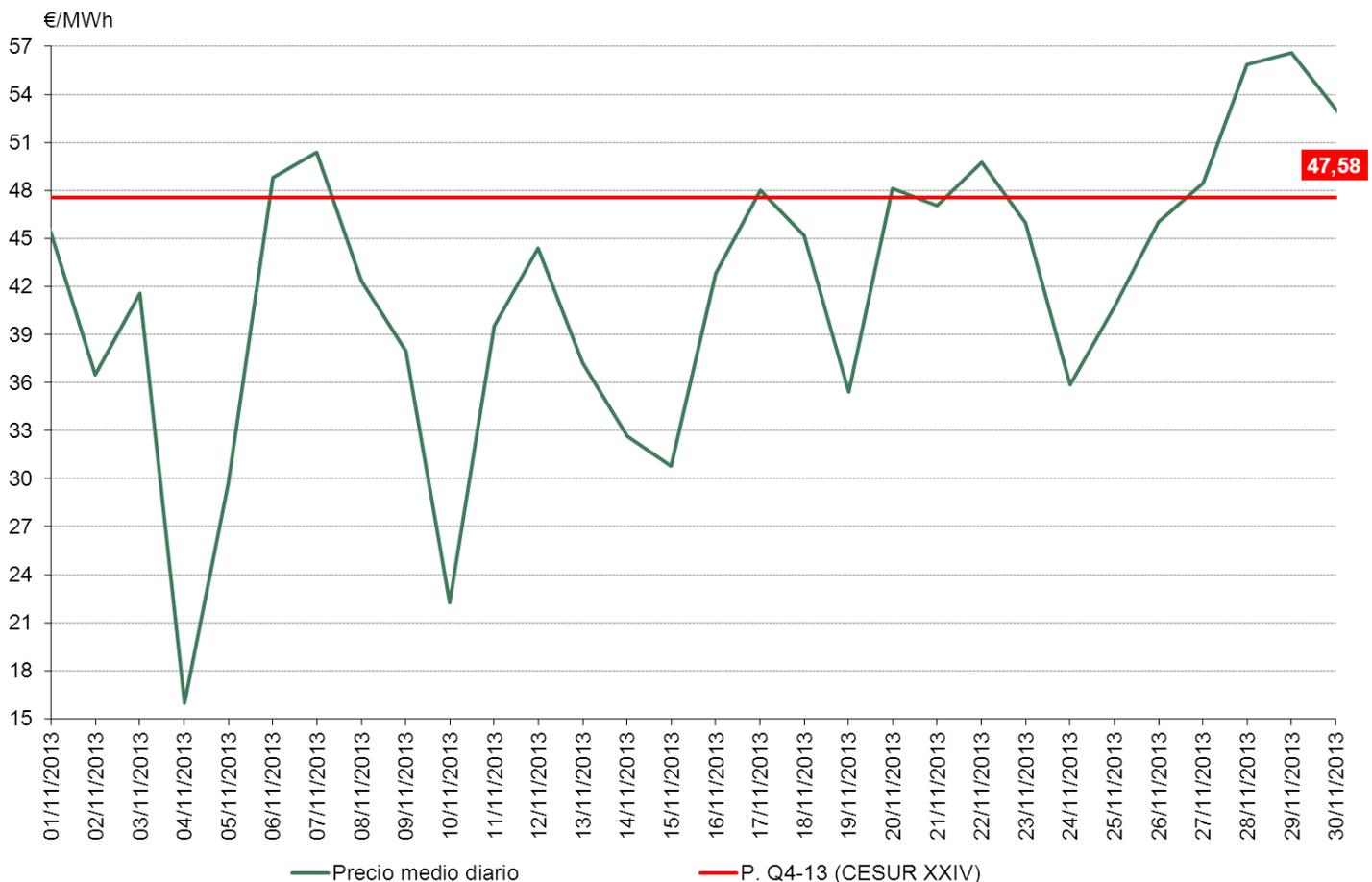
**Gráfico 29. Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR para la fijación de la TUR**



Fuente: CNMC, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 30 muestra el detalle de la evolución del precio medio en el mercado diario y el precio de equilibrio del producto carga base de la 24ª subasta CESUR durante el mes de noviembre de 2013. Se observa que el precio de la CESUR-24 en carga base ha sido superior al precio medio de contado en 21 días del mes de octubre de 2013 (70% del total), siendo inferior en los 9 días restantes de dicho periodo.

**Gráfico 30. Precio medio diario en OMIE y precio base de la 24ª subasta CESUR (Noviembre de 2013)**



Fuente: CNMC, 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 como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con entrega en un periodo concreto y el precio medio del mercado spot realizado en ese periodo.

La prima de riesgo ex post en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania se ha construido con los precios de referencia de los últimos 20 días de negociación de los contratos mensuales con entrega en los meses de enero a diciembre de 2012 y de enero a noviembre de 2013, con subyacente el precio spot. Es decir, la prima de riesgo en España, Alemania y Francia se define como la diferencia entre el precio medio del contrato carga base en sus respectivos mercados a plazo organizados (últimos 20 días de negociación) y el precio medio (media aritmética) del mercado diario durante el periodo en cuestión.

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 los otros dos

mercados en el horizonte analizado (exceptuando abril, junio, julio y agosto de 2012 y febrero, marzo, abril, mayo, agosto y octubre 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 casos muy concretos, como el mes de febrero de 2012<sup>3</sup> o marzo de 2013.

En el mes de noviembre de 2013, la prima de riesgo en el mercado español se incrementó respecto a los niveles del mes de octubre presentando valores positivos (8,49 €/MWh), debido al descenso en el precio spot frente al incremento en los contratos de futuros. Por el contrario, las primas de riesgo en Alemania y en Francia se redujeron, debido al mayor ascenso en los precios medios spot que en los contratos de futuros, presentando valores de 2,47 €/MWh y 3,07 €/MWh, respectivamente.

---

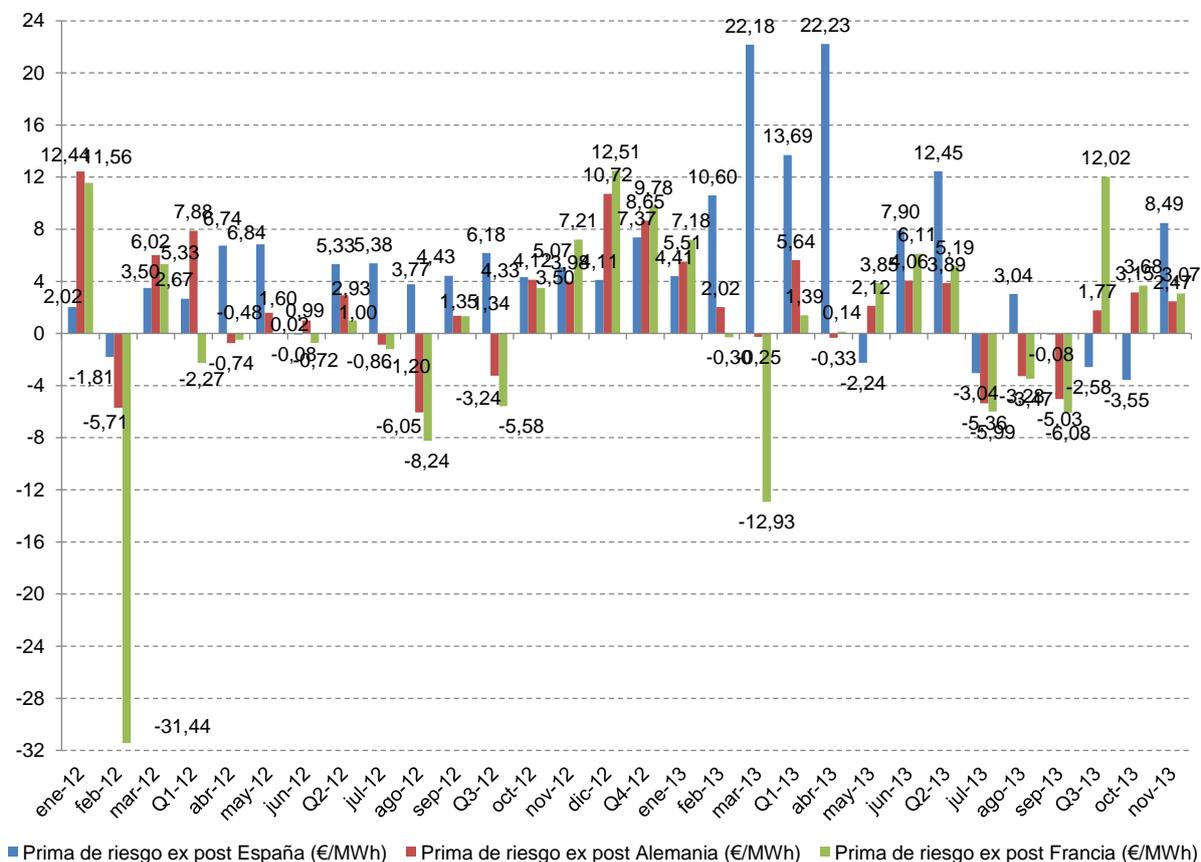
<sup>3</sup> En el mes de febrero se registró un precio muy elevado en el mercado de contado de Francia, debido principalmente a que la ola de frío registrada en Europa dio lugar a que tuvieran que importar electricidad de otros países durante varios días (el precio medio registrado en el mercado de 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 entrega en 2012, en el primer, segundo y tercer trimestres de 2013 y en octubre y noviembre de 2013, 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

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

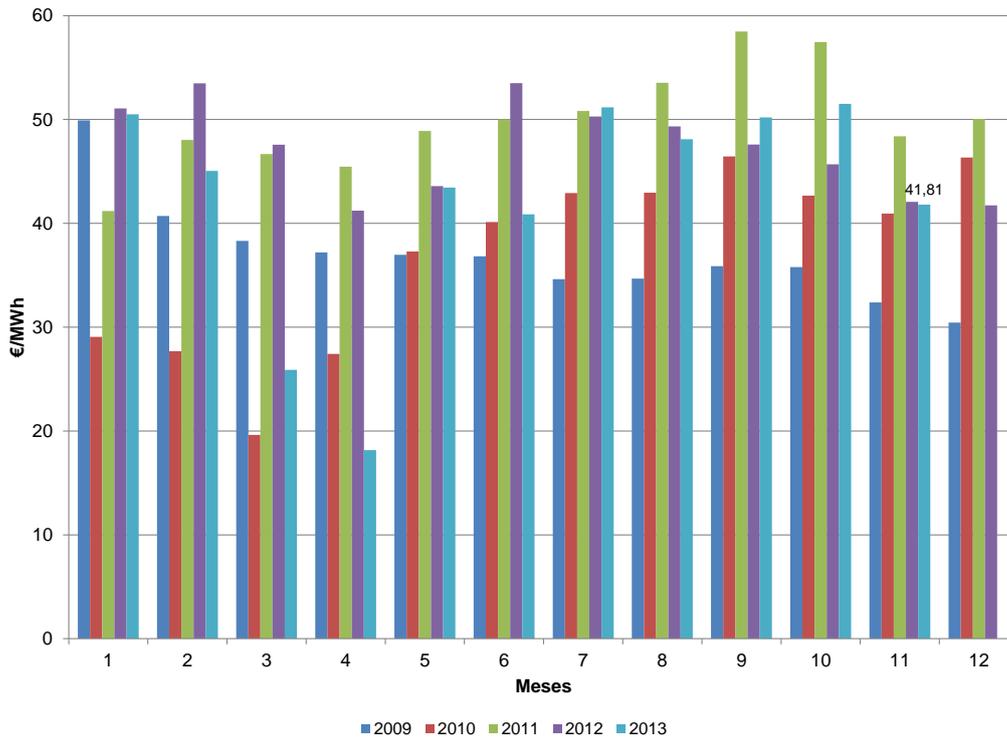
**Gráfico 31. Prima de riesgo ex post: Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con entrega en 2012, en el primer, segundo y tercer trimestres de 2013 y en octubre de 2013, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot**



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 noviembre de 2013. Durante el mes de noviembre de 2013, el precio medio mensual fue de 41,81 €/MWh, lo que representa un 18,8% menos que el precio medio mensual de octubre de 2013 (51,49 €/MWh) y un 0,6% menos que el precio medio registrado en noviembre de 2012 (42,07 €/MWh).

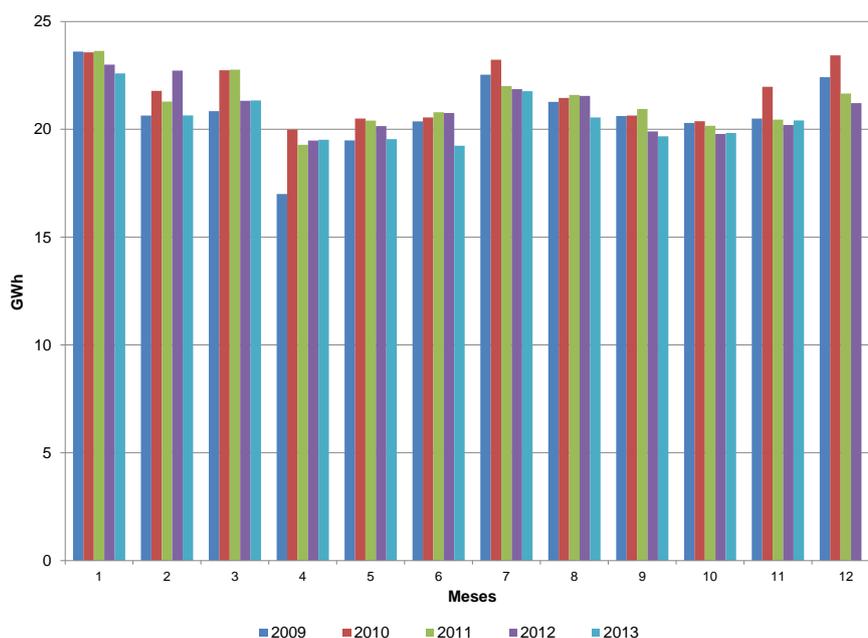
**Gráfico 32. Precio medio mensual del mercado diario (de enero de 2009 a noviembre de 2013)**



Fuente: OMIE

En el Gráfico 33 se observa la evolución de la demanda de transporte en barras de central, que se cifró en noviembre en 20.498 GWh, lo que supone un ascenso respecto al mes anterior del 2,8% (19.932 GWh en oct-13) y es, al mismo tiempo, un 1,1% superior al valor del mismo mes del año anterior (20.268 GWh en nov-12).

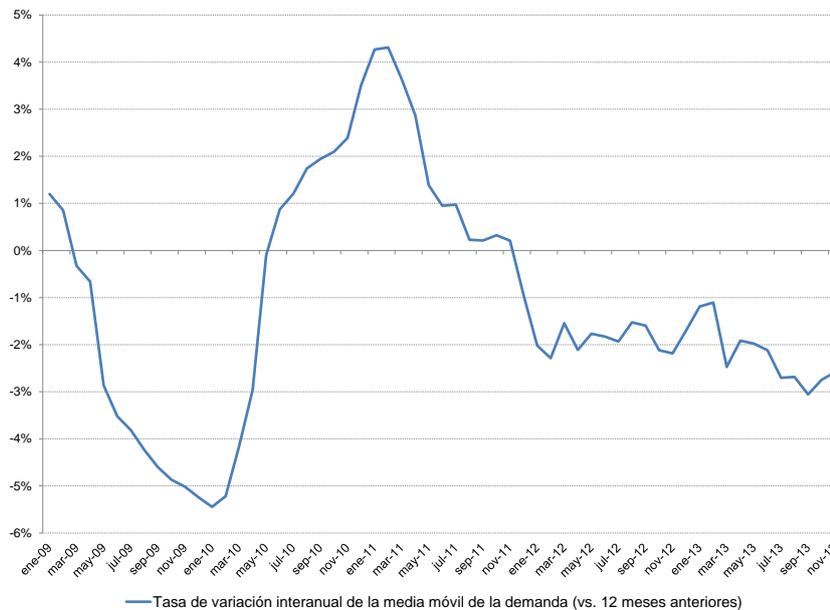
**Gráfico 33. Demanda mensual de transporte (en b.c.)**



Fuente: REE

Asimismo en el Gráfico 34 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda, que para noviembre de 2013 se situó en -2,6%, por encima del valor registrado en el mes de octubre. Con este leve ascenso 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

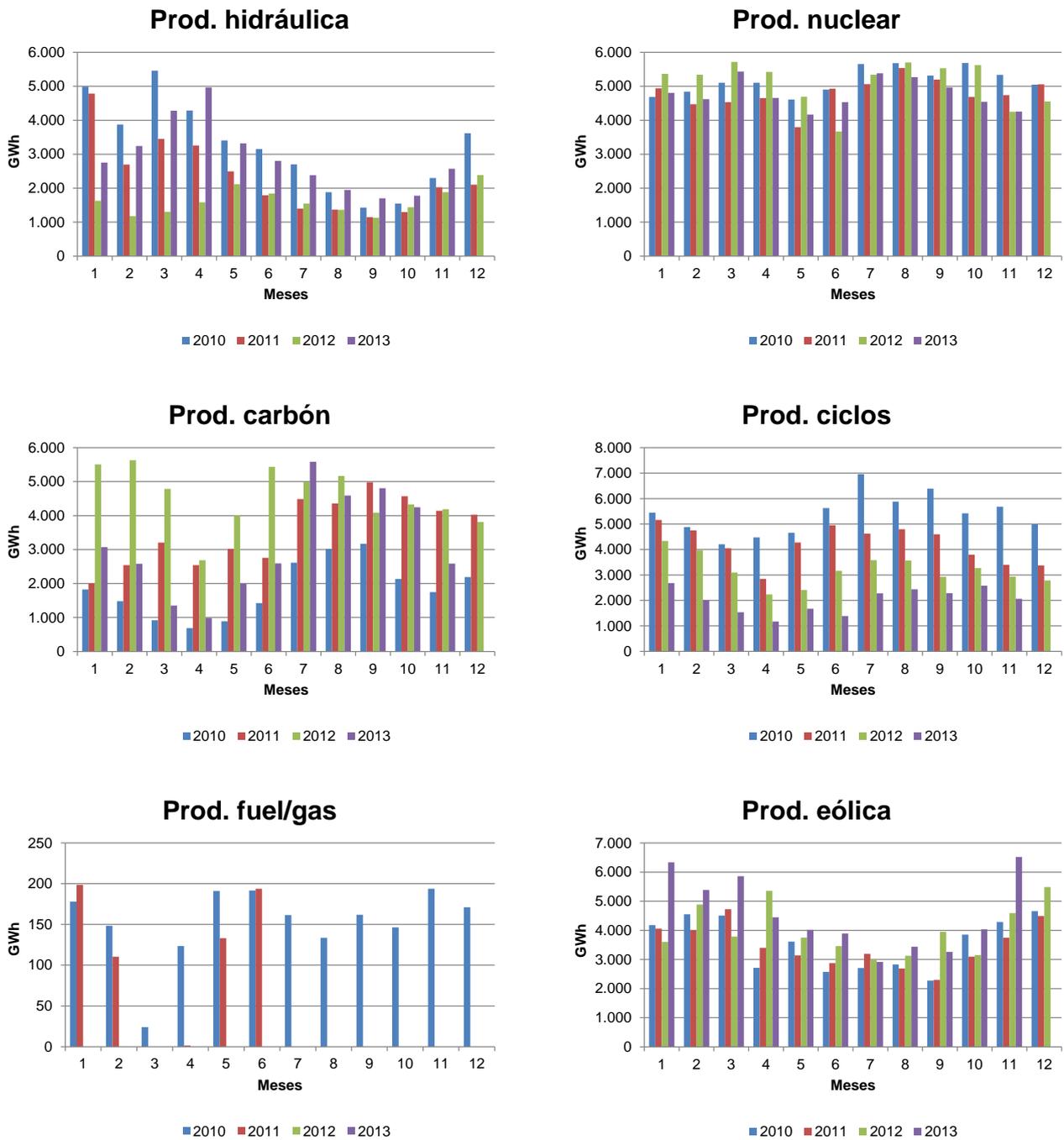
El Cuadro 8 muestra la generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de noviembre de 2013, octubre de 2013, y noviembre de 2012. Asimismo en el Gráfico 35 se observa la evolución mensual de la producción por tecnologías entre enero de 2010 y noviembre de 2013. Durante el mes noviembre de 2013 destaca el incremento en la contribución de la hidráulica (+44,9%) y de la eólica (+61,6%) y el descenso en la contribución de la nuclear (-6,4%), del carbón (-39,1%) y de los CCGT (-19,8%).

**Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (b.c.) mensual**

	nov-13	octubre-13	nov-12	% Var. nov-13 vs. octubre-13	% Var. nov-13 vs. nov-12
Hidráulica	2.574	1.777	1.883	44,9%	36,7%
Nuclear	4.254	4.546	4.253	-6,4%	0,0%
Carbón	2.587	4.247	4.191	-39,1%	-38,3%
CCGT	2.066	2.575	2.937	-19,8%	-29,7%
Resto RE	4.182	4.289	4.171	-2,5%	0,3%
Eólica	6.522	4.035	4.590	61,6%	42,1%
<b>Total generación bruta</b>	<b>22.185</b>	<b>21.469</b>	<b>22.025</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,7%</b>
Consumos generación	-429	-545	-549	-21,3%	-21,9%
Consumos en bombeo	-363	-308	-415	17,9%	-12,5%
Saldo intercambios internacionales	-895	-684	-793	30,8%	12,9%
<b>Total demanda transporte (b.c.)</b>	<b>20.498</b>	<b>19.932</b>	<b>20.268</b>	<b>2,8%</b>	<b>1,1%</b>

Fuente: REE

**Gráfico 35. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a noviembre de 2013)**



Fuente: REE



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

