



Boletín de Energía y Sociedad

Número 99, 4 de noviembre de 2013

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades del Sector

Energy transformation: The impact on the power sector business model 2

The UK Government and EDF Group have reached commercial agreement on the key terms of a proposed investment contract for the Hinkley Point C nuclear power station in Somerset 5

Reflexiones de interés

Los presidentes de nueve de las principales compañías energéticas europeas proponen medidas concretas para redefinir la política energética de Europa 8

Evolución de los mercados energéticos 11

EN ESTE NÚMERO...

... presentamos en primer lugar un resumen del informe "Energy transformation: The impact on the power sector business model", elaborado por PwC, que recoge las opiniones de directivos de 53 compañías de 35 países de todo el mundo sobre los cambios que, en las próximas décadas, van a transformar profundamente el sector eléctrico y de la energía, dando lugar a nuevos modelos de negocio.

Además, presentamos el acuerdo comercial del pasado 21 de octubre entre el gobierno de Reino Unido y EDF sobre los principales términos de un contrato de inversión propuesto para la central nuclear de Hinkley Point C en Somerset (Inglaterra). Esta inversión supone la construcción de la primera central nuclear en Reino Unido en 20 años, la cual estará operativa a partir de 2023.

... y terminamos con el comunicado conjunto por parte de nueve de las principales compañías energéticas europeas en la que proponen una serie de medidas concretas para redefinir la política energética del Viejo Continente. Éstas se centran en 3 grandes grupos: (i) limitar el aumento de la factura de energía, (ii) garantizar un suministro fiable de electricidad y gas y (iii) reforzar las ambiciones climáticas de Europa.



Novedades en el sector

Energy transformation: The impact on the power sector business model

Este informe, elaborado por PwC a partir de las opiniones de directivos de 53 compañías de 35 países de todo el mundo, cuestiona los modelos de negocio tradicionales del sector de la energía. La forma en que las compañías respondan a los retos que se avecinan determinará cuáles serán líderes en el futuro y cuáles verán languidecer sus modelos de negocio superados por el desarrollo tecnológico y la transformación del mercado.

Enlace: "[Energy transformation: The impact on the power sector business model](#)"

Los modelos de negocio tradicionales, en entredicho

El informe de PwC señala que el sector de la energía a nivel global se encuentra en los inicios de un proceso de cambio que transformará el negocio en las próximas décadas como consecuencia, entre otros factores, de los avances tecnológicos. Este es un proceso similar al que ha acontecido en industrias como la distribución, las telecomunicaciones o el transporte aéreo.

Así, el 94% de los directivos encuestados por PwC auguran una transformación total (41%) o muy importante (53%) en los modelos de negocio de sus compañías de aquí al 2030. Sin embargo, la percepción sobre el calado de estos cambios varía en función de la región analizada. En Asia, el porcentaje de los que esperan que la transformación sea radical es el más alto (con el 69%), seguida por Europa (con el 46%) y por Estados Unidos y Canadá (con el 40%).

El principal motivo de esta opinión es que la industria afronta una serie de acontecimientos disruptivos, muy ligados con el desarrollo tecnológico y que tienen que ver, fundamentalmente, con tres grandes fenómenos: (i) la descentralización de la generación de electricidad, (ii) el inicio de la explotación de gas no convencional y (iii) la aparición de un nuevo perfil de cliente más activo y con capacidad de decisión.

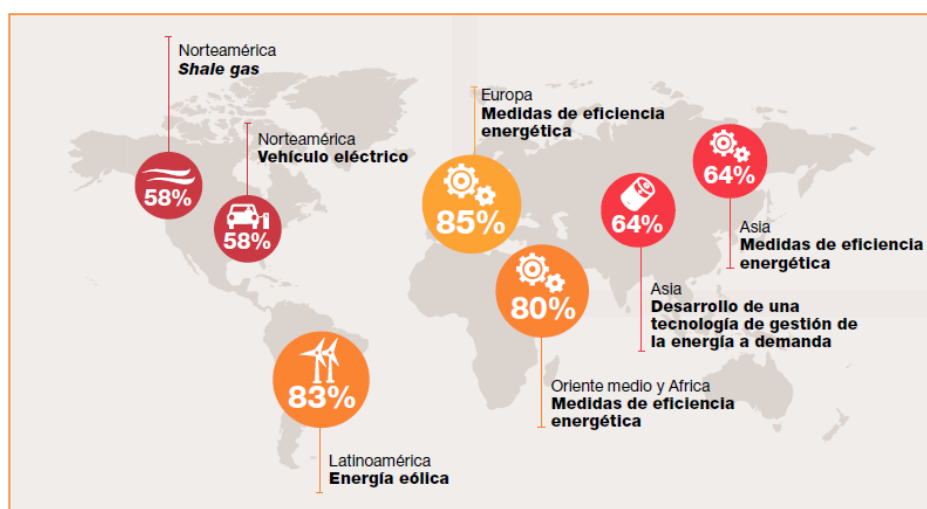


Figura 1: Los grandes impactos tecnológicos en el sector eléctrico, por región. Fuente: PwC.



El informe destaca que, según el 64% de los entrevistados, la electricidad a partir de fuentes descentralizadas podría alcanzar el 20% de la generación mundial en 2030. Por otro lado, existe un amplio abanico de avances tecnológicos previstos para los próximos años, que conllevarán una previsible mejora de los costes. Éstos se pueden resumir en cuatro grandes grupos: (i) los avances tecnológicos derivados de la eficiencia energética, (ii) la rápida caída de los precios de los módulos fotovoltaicos, (iii) la tecnología para la gestión de la demanda y (iv) el desarrollo de contadores y redes inteligentes.

Norteamérica y Asia son las regiones en las que una mayoría de directivos (82% y 77%, respectivamente) apuestan por una combinación de generación eléctrica convencional centralizada junto con generación distribuida.

Por último, las nuevas fuentes de combustibles fósiles como el gas y el petróleo no convencionales también están teniendo un impacto relevante en el sector, pudiendo reducir de forma significativa la dependencia energética de otras fuentes tradicionales de muchos países. De nuevo, las compañías norteamericanas, seguidas de las latinoamericanas y las europeas son las que consideran que estos combustibles no convencionales tendrán un mayor impacto en sus propios mercados.

¿Cómo deben responder las compañías ante los nuevos retos?

En primer lugar, las empresas deberán tener claro en qué mercados y segmentos están sus mejores oportunidades de negocio y actuar rápido a la hora de reducir costes e incluso de salir de aquellas áreas menos rentables. Así, en Europa, todavía existe potencial de mejora desde el punto de vista de la eficiencia de costes según el 58% de los encuestados.

No obstante, las estrategias de ahorro de costes y de mejora de la eficiencia, siendo necesarias, no dejan de ser sólo medidas defensivas. Las compañías deberán ser proactivas y buscar las mejores opciones dentro de un sector en plena transformación y cuyo modelo de negocio tradicional necesita evolucionar. Así, por ejemplo, el 82% de las compañías encuestadas ven la descentralización de la generación eléctrica como una “oportunidad”.

Por otro lado, gran parte de los cambios que se avecinan se deben a la gestación de un nuevo tipo de consumidor de energía, mucho más activo tanto en el ahorro como en su propia capacidad para generar electricidad. Así, un 41% de los directivos a nivel mundial (60% en Europa y 50% en EE.UU. y Canadá) aseguran que el perfil del consumidor habrá cambiado por completo en diez años, abandonando su “pasividad” actual.

Por último, el informe destaca que la regulación deberá jugar un papel fundamental en este proceso. Los reguladores deberán fijar el marco adecuado para afrontar estos cambios y garantizar, al mismo tiempo, otras cuestiones como la seguridad de suministro o el impacto medioambiental. Sin embargo, la opinión de muchos de los participantes en esta encuesta es bastante crítica con los legisladores. El 55% considera que los legisladores “están produciendo un nivel considerable de incertidumbre que está afectando a la inversión”.



Las claves de la transformación de los modelos de negocio en el sector eléctrico

El informe concluye con las principales claves dentro del proceso de transformación que están ya experimentando los actuales modelos de negocio en el sector de la energía:

1. El 94% de los directivos de las principales empresas eléctricas y de energía de todo el mundo auguran una transformación total o muy importante en los modelos de negocio de sus compañías de aquí a 2030. Sólo un 6% cree que permanecerán inalterables.
2. La industria afronta una serie de acontecimientos disruptivos que tienen que ver con tres grandes fenómenos: (i) la descentralización de la generación de electricidad, (ii) el inicio de la explotación de gas no convencional y (iii) la aparición de un nuevo perfil de cliente más activo y con capacidad de decisión.
 - 2.1. La descentralización de la generación eléctrica está ya empezando a capturar una parte de los ingresos de la generación centralizada convencional.
 - 2.2. Las nuevas fuentes de combustibles fósiles, como el gas y el petróleo no convencionales, también están teniendo un impacto en el sector y pueden reducir de forma considerable la dependencia energética de muchos países de otras fuentes tradicionales.
 - 2.3. Los cambios que se avecinan también están directamente relacionados con la gestión de un nuevo tipo de consumidor de energía, mucho más activo desde el punto de vista tanto del ahorro como de su propia capacidad para generar electricidad.
3. En este entorno futuro de acontecimientos disruptivos, la regulación deberá jugar un papel fundamental. Los reguladores se encuentran ante la difícil labor (i) de establecer el marco adecuado para poder afrontar estos cambios y (ii) de garantizar, al tiempo, otras cuestiones como la seguridad del suministro o el impacto medioambiental.

La evolución hacia nuevos modelos de negocio, adaptados al contexto del sector energético, deberá fundamentarse en (i) el papel del cliente final, cada vez más activo y (ii) en el aprovechamiento de los avances tecnológicos que aseguren la sostenibilidad y la seguridad de suministro, todo ello dentro de un marco regulatorio que será clave en este proceso.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Análisis del beneficio del sector eléctrico](#), [Aplicación de la teoría económica de mercados y competencia al mercado eléctrico](#), [Flexibility in Europe's Power Sector - an Additional Requirement or an Automatic Complement?](#), [Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators](#), [Recommendations for a More Effective Energy Market](#), [The shape of power to come](#), [China's power sector reform: efforts, dilemmas, and prospects](#).



The UK Government and EDF Group have reached commercial agreement on the key terms of a proposed investment contract for the Hinkley Point C nuclear power station in Somerset

Este acuerdo comercial alcanzado el pasado 21 de octubre entre el gobierno de Reino Unido y el grupo EDF establece los principales términos de un contrato de inversión propuesto para la central nuclear de Hinkley Point C en Somerset (Inglaterra). Esta inversión supone la construcción de la primera central nuclear en Reino Unido en 20 años, la cual estará operativa a partir de 2023.

Enlace: ["The UK Government and EDF Group have reached commercial agreement on the key terms of a proposed investment contract for the Hinkley Point C nuclear power station in Somerset"](#)

Primer acuerdo en 20 años para la construcción de una nueva central nuclear en Reino Unido

Según detalla la nota de prensa publicada el pasado 21 de octubre por el gobierno de Reino Unido, éste y EDF alcanzaron un acuerdo comercial por el que el grupo francés construirá la central nuclear de *Hinkley Point C* en Somerset (Inglaterra).

Este acuerdo supone la construcción de la primera central nuclear en Reino Unido en una generación. La central estará operativa a partir de 2023, con una potencia instalada de 3,2 GW a partir de dos reactores.

De este modo, esta central nuclear será la primera en construirse desde *Sizewell B*, que comenzó a generar electricidad en 1995. Con este acuerdo, se inicia el proceso de sustitución del parque actual de centrales nucleares, la mayoría de las cuales deben cerrarse entre 2020 y 2030. Una vez que se haya construido esta nueva central, se convertirá en una fuente de energía limpia autóctona, ayudando a (i) generar una parte significativa de la electricidad necesaria en Reino Unido (7% del total), (ii) reducir las emisiones de CO₂ y (iii) reducir las facturas de los consumidores en el largo plazo.

La financiación de este proyecto correrá a cargo del grupo EDF y de otros inversores. Los consumidores sólo pagarán por la electricidad generada a partir de 2023 a través de sus facturas. Según señala la nota de prensa, la construcción de un nuevo parque de centrales nucleares podría reducir la factura de los consumidores en más de 75 libras (aprox. 88 euros¹) al año en 2030, frente a un futuro donde la nuclear no forme parte del mix de generación.

Por otro lado, el gobierno de Reino Unido se asegurará de que el operador de *Hinkley Point C* se responsabilice de todos los costes de desmantelamiento y de su parte correspondiente de los costes asociados a la gestión de residuos, constituyendo un fondo desde el primer día de su operación.

Así, la nota de prensa resalta los beneficios que este acuerdo generará para la economía del país:

- Una gran inversión por parte de EDF y sus socios, de unos 16.000 millones de libras (aprox. 18.800 millones de euros) para construir la central. Las empresas del Reino Unido podrían beneficiarse obteniendo hasta un 57% del total de la obra.

¹ Tipo de cambio GBP-EUR a 24 de octubre de 2013 (1 GBP = 1,17403 €)



- La creación de 25.000 puestos de trabajo durante la construcción, con 5.600 personas empleadas en el emplazamiento de la central durante el punto álgido de los trabajos y 900 empleos permanentes durante los 60 años de funcionamiento previsto de la central.
- El suministro de electricidad a casi 6 millones de hogares, un área casi el doble del tamaño de Londres, siendo capaz de generar en torno a un 7% de la demanda de electricidad de Reino Unido cuando la central funcione a plena capacidad.
- Una fuente limpia y autóctona de electricidad, que reducirá las emisiones de CO₂ de Reino Unido en 9 millones de toneladas al año, ayudando a cumplir los objetivos climáticos del país.

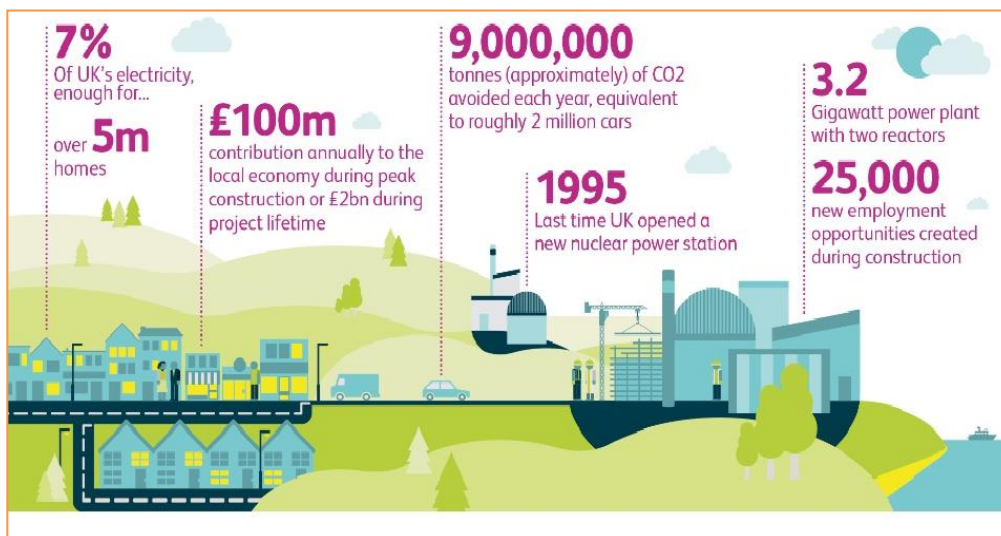


Figura 2: Infografía elaborada por EDF mostrando las principales cifras de Hinkley Point C. Fuente: EDF.

La nota de prensa destaca algunas declaraciones de miembros del gobierno de Reino Unido, entre ellos el primer ministro, David Cameron, o el secretario de energía y cambio climático, Edward Davey. Este último señala que, “por primera vez, una central nuclear en este país se construirá sin dinero de los contribuyentes británicos. [La central] incrementará la seguridad de suministro y la flexibilidad a partir de una fuente de generación segura, confiable y autóctona”.

Este acuerdo es consistente con la política del gobierno de Reino Unido de no proporcionar subvenciones públicas para nuevas centrales nucleares a menos que haya un apoyo similar a otros tipos de generación de bajas emisiones de CO₂.

Los términos del contrato fijan un precio de ejercicio (“*strike price*”) de 89,50 £/MWh (105,08 €/MWh) totalmente indexado al Índice de Precios al Consumo (IPC), asumiendo unas sinergias de 3 £/MWh (3,52 €/MWh) que podría obtener el operador, EDF, entre los reactores de *Hinkley Point C* y *Sizewell C* (el gobierno de Reino Unido prevé también la construcción de una central nuclear, de 1.600 MW, en dicha localidad inglesa). Si el grupo EDF decide finalmente no invertir en *Sizewell C*, el precio de ejercicio para *Hinkley Point C* sería de 92,50 £/MWh (108,60 €/MWh).



Este acuerdo supone un hito en el sector eléctrico británico ya que sienta las bases para la construcción de la primera central nuclear en más de veinte años. Además, supone una garantía del Estado británico al establecer un precio regulado por la venta de su energía, marco que deberá ser analizado por la Comisión Europea en cuanto a su encaje en la normativa del mercado único de la energía y de compatibilidad con el régimen de ayudas de Estado.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Nuclear new build in the United States 1990-2010: A three state analysis](#) [Technology and policy issues relating to future developments in research and radioisotope production reactors](#) [How Policy Changes Affect Shareholder Wealth: The Case of the Fukushima Daiichi Nuclear Disaster](#) [A comparative analysis of the future cost of electricity generation in OECD and non-OECD countries](#) [The Economic Future of Nuclear Power](#) [Regulating Greenhouse Gases from Coal Power Plants under the Clean Air Act.](#)

Reflexiones de interés

Los presidentes de nueve de las principales compañías energéticas europeas proponen medidas concretas para redefinir la política energética de Europa

El pasado 10 de septiembre, nueve de las principales compañías energéticas europeas presentaron en el Parlamento Europeo una serie de medidas concretas para redefinir la política energética del "Viejo Continente". Éstas se centran en 3 grandes grupos: (i) limitar el aumento de las facturas de energía, (ii) garantizar un suministro fiable de electricidad y gas y (iii) reforzar las ambiciones climáticas de Europa.

Enlace: ["Los presidentes de nueve de las principales compañías energéticas europeas proponen medidas concretas para redefinir la política energética de Europa"](#)

Medidas para la redefinición de la política energética de Europa

Tras la convocatoria formal del pasado 21 de mayo del Consejo Europeo, Gérard Mestrallet (CEO de GdF Suez) y Paolo Scaroni (CEO de ENI), en representación de nueve de las principales compañías energéticas europeas, presentaron el 10 de septiembre en el Parlamento Europeo medidas concretas para redefinir la política energética del Viejo Continente. El evento fue organizado conjuntamente con Amalia Sartori, la presidenta de la Comisión de Energía del Parlamento Europeo, y se celebró en presencia del comisario europeo de Energía, Günther Oettinger.



Figura 3: Compañías energéticas europeas representadas en el evento.

Durante la audiencia, se pusieron de relieve los riesgos de la política energética actual de la UE. De hecho, se destaca que los esfuerzos realizados por las empresas energéticas para atraer a los necesarios inversores privados se han visto obstaculizados por la incertidumbre sobre la rentabilidad de las inversiones, en parte debido a la falta de una regulación estable y predecible, basada en un marco de política energética claro, previsible y objetivo.

Como resultado, estas compañías señalan que el sector eléctrico europeo no está pudiendo desarrollar su potencial como fuente de crecimiento y empleo, ni desempeñar un papel clave en el establecimiento de un diálogo con los países productores. La seguridad de suministro energético ya no está garantizada, las emisiones de CO₂ están creciendo actualmente, no se están llevando a cabo las inversiones precisas en el sector y los precios de la energía están aumentando drásticamente.



Ante este fracaso, las compañías energéticas han entendido la necesidad de formular propuestas concretas que revitalicen la política energética de Europa:

- Limitar el aumento de las facturas de energía:

Los consumidores europeos (ciudadanos e industrias) han de pagar precios justos por su energía. En este contexto, los operadores eléctricos, a través de sus inversiones, están a la vanguardia del desarrollo de las renovables en Europa. Sin embargo, han sufrido los vaivenes de las políticas comunitarias (por ejemplo, el cambio de las reglas de juego a mitad del partido por razones políticas cortoplacistas), que deberían ahora mejorarse.

- Garantizar un suministro fiable de electricidad y gas:

Los consumidores europeos deberían disfrutar de un suministro energético ininterrumpido y completamente fiable.

- Reforzar las ambiciones climáticas de Europa:

Los consumidores europeos deben poder beneficiarse de energía respetuosa con el medio ambiente y que contribuya al logro de los otros dos objetivos de la UE: (i) la competitividad, y (ii) la seguridad de suministro.

De este modo, los líderes de la industria han propuesto una serie de medidas, recogidas en la siguiente tabla:

<p>1</p> <p>Limitar el aumento de las facturas de energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar que la factura de energía refleje en la medida de lo posible los costes del mercado y que no pueda ser un vehículo para la financiación de otras políticas: <ul style="list-style-type: none"> - Un mercado energético europeo integrado y que funcione bien (i) fomentará aún más la competencia, (ii) dará poder a los consumidores, y (iii) permitirá la transición a un sistema energético más eficiente en costes • Fomentar la integración en el mercado de las nuevas capacidades que ofrecen las tecnologías renovables más maduras (teniendo en cuenta las previsiones de la curva de aprendizaje) con el fin de aumentar la competencia • Ajustar, para las nuevas instalaciones, el apoyo público a la producción de energía renovable de forma que refleje las necesidades del mercado de la electricidad • Fortalecer las políticas y la financiación de la I+D (Horizonte 2020) y promover las tecnologías de electricidad renovable menos maduras potenciando la investigación y el desarrollo en vez de subvencionar la producción
<p>2</p> <p>Garantizar un suministro fiable de electricidad y gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revitalizar el Grupo Europeo de Coordinación de Electricidad como la plataforma estratégica para el intercambio de opiniones e información entre los miembros de la UE y los grupos de interés sobre política eléctrica, con especial énfasis en las decisiones nacionales sobre el mix energético que puedan afectar a otros Estados miembros • Aplicar inmediatamente el Tercer Paquete de propuestas legislativas en todos los Estados miembros de la UE con el fin de estandarizar las normas en Europa y facilitar los intercambios energéticos • Aprovechar toda la capacidad de generación existente que contribuya a la seguridad del suministro en vez de subvencionar nuevos proyectos que puedan socavar la igualdad de condiciones entre las tecnologías competitivas • Acelerar el establecimiento de directrices de la UE para mecanismos de remuneración no discriminatorios • Llevar a cabo, lo antes posible, el programa europeo para contribuir a la financiación de importantes infraestructuras energéticas • Mejorar la diversificación de las rutas y fuentes de suministro de gas, en particular, a través de la producción nacional de energía (incluidas las fuentes no convencionales), teniendo en cuenta siempre el medio ambiente



3

Reforzar las
ambiciones climáticas
de Europa

- Dar un nuevo impulso y fortalecer el mercado europeo del carbono, a través de:
 - aprobar medidas para reequilibrar la oferta y demanda de CO₂ en el marco de una perspectiva ambiciosa de reducción de emisiones a largo plazo
 - analizar y decidir, lo antes posible, un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero ambicioso y realista para el año 2030 como principal motor de un camino hacia una economía baja en carbono en 2050
 - ampliar la aplicación del mercado de carbono a otros grandes sectores emisores de CO₂, en el marco de un acuerdo internacional
- Acelerar la creación de la futura cumbre del clima prevista en París en 2015 para que este acontecimiento clave permita lograr un acuerdo de gran alcance
- Introducir, en caso de que no se lograra un acuerdo internacional, medidas adicionales para garantizar la competitividad de las industrias de la UE

Figura 4: Medidas propuestas por las principales compañías energéticas europeas. Fuente: Iberdrola.

Estas propuestas concretas, tras haber sido presentadas en el Parlamento Europeo el pasado 10 de septiembre, están siendo presentadas también a jefes de Estado y de Gobierno de Europa con el fin de mejorar las perspectivas de las reuniones del Consejo Europeo de febrero y marzo de 2014 dedicadas a cuestiones energéticas.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Normativa básica e instituciones energéticas comunitarias Segunda Revisión Estratégica de la Energía en la Unión Europea. Un plan de acción para una energía segura y solidaria](#), [Why Europe’s energy and climate policies are coming apart](#), [Decarbonizing Europe’s power sector by 2050 - Analyzing the implications of alternative decarbonization pathways](#), [Energy efficiency in the transport sector: policy evolution in some European countries](#), [Driving Towards 2020: Will the EU targets be achieved and what are the longer term prospects?](#)

Evolución de los mercados energéticos

En el periodo analizado (del 17 de octubre al 31 de octubre) los precios medios spot de los principales mercados eléctricos de Europa han sufrido un descenso general con respecto a la quincena anterior. Los mercados español y portugués decrecieron de manera similar, un -18,58% y un -18,76% respectivamente. El precio del resto de países cayó con tasas variables, desde el mercado alemán (-24,27%) hasta el descenso menos notable que lo protagonizó el mercado Nord Pool con un -3,25%.

Tanto las cotizaciones medias del gas natural en el mercado británico NBP como los precios medios del petróleo Brent correspondiente a los contratos con vencimiento a uno y tres meses y el precio medio del carbón europeo CIF ARA del contrato con vencimiento en el Q1 trimestre de 2014 sufrieron descensos muy leves, en general menores del -4%. Tan solo crece el contrato de entrega en noviembre de 2013 del carbón europeo CIF ARA con un ascenso de un 7,74%, alcanzando los 86 \$/t. Por el contrario, el precio de los derechos de CO₂ (EUAs) descendió respecto a la quincena anterior, cayendo desde 4,98 €/t hasta los 4,88 €/t.

En este mismo periodo, la evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa sufrió cambios relativamente pequeños y los precios se mantuvieron prácticamente iguales, con descensos menores del 1% a excepción de los contratos españoles con entrega en el Q1 trimestre de 2014 en y el contrato con vencimiento en 2014 que sufrieron descensos de -3,13% y -1,03% respectivamente.

Durante la quincena analizada (del 17 de octubre al 31 de octubre) los precios medios spot de los principales mercados eléctricos de Europa han sufrido un descenso general con respecto a la quincena anterior. Los mercados de España y Portugal, experimentan descensos en sus precios muy parejos de un -18,58% y -18,76% respectivamente, quedándose en valores de 46,23 €/MWh en España y 46,25 €/MWh en Portugal. En Alemania el precio descendió un -24,27% alcanzando los 32,30 €/MWh. En el mercado francés, el precio de la electricidad spot con respecto al anterior periodo sufrió un descenso de un -19,11%. Similar fue la variación del mercado italiano, -12,16%, llegando a los 60,15 €/MWh. Por último, el mercado Nord Pool experimentó un descenso del -3,25% respecto a la quincena pasada, desde los 38,87 €/MWh a los 37,60 €/MWh actuales.

El precio de los derechos de CO₂ (EUAs) descendió respecto a la quincena anterior, cayendo desde 4,98 €/t hasta los 4,88 €/t, lo que se traduce en una caída del -2,01%. El precio del petróleo Brent correspondiente a los contratos con vencimiento a 3 meses cayó en este periodo en un -0,56% alcanzando los 108,60 \$/bbl y el precio correspondiente a los contratos con vencimiento a 1 mes también descendió (-1,09%) para alcanzar un valor actual de 108,94 \$/bbl. Por otra parte, los precios medios del gas natural en el mercado británico NBP de los contratos con vencimiento en noviembre de 2013 mantuvieron sus valores casi inalterados con variaciones menores del 2%.



En cuanto al precio medio del carbón europeo CIF ARA, el contrato con vencimiento en noviembre de 2013 creció a razón de un 7,74% en contraste con el contrato con vencimiento en el primer trimestre del 2014 que descendió un -3,28% respecto a la quincena anterior.

Los precios negociados en el mercado a plazo de la electricidad en Europa han evolucionado de maneras muy similar, con descensos generalizados y no mayores de un 4%. En el mercado español el contrato con entrega primer trimestre de 2014 cae un -3,13% respecto a la quincena pasada, alcanzando un valor de 48,38 €/MWh. El contrato español con vencimiento en el año 2014 cae tan solo un -1,03%, reduciendo su valor desde los 48,99 €/MWh a los 48,49 €/MWh actuales.

En cuanto a los valores de Francia en la evolución de los precios a plazo de la electricidad, ambos contratos suertes similares con variaciones negativas menores del 1%, lo cual genera una alteración respecto a la quincena pasada muy leve.

Por otro lado, en el mercado alemán ocurrió algo similar al mercado francés pero algo más equilibrado. En este caso los contratos con entrega en el primer trimestre de 2014, decrecieron su valor un -0,42%. Los contratos con vencimiento en 2014 el precio a plazo de la electricidad se mantuvo prácticamente inalterado con una variación negativa de -0,21% (desde los 37,92 €/MWh a los 37,84 €/MWh actuales).

Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa

Precio medio spot (€/MWh)			
	17/10-31/10	02/10-16/10	Variación (%)
España OMIE	46,23	56,78	-18,58%
Portugal OMIE	46,25	56,93	-18,76%
Francia	39,63	49,00	-19,11%
Alemania	32,30	42,52	-24,27%
Italia GME	60,15	68,48	-12,16%
Nord Pool	37,60	38,87	-3,25%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OMIE

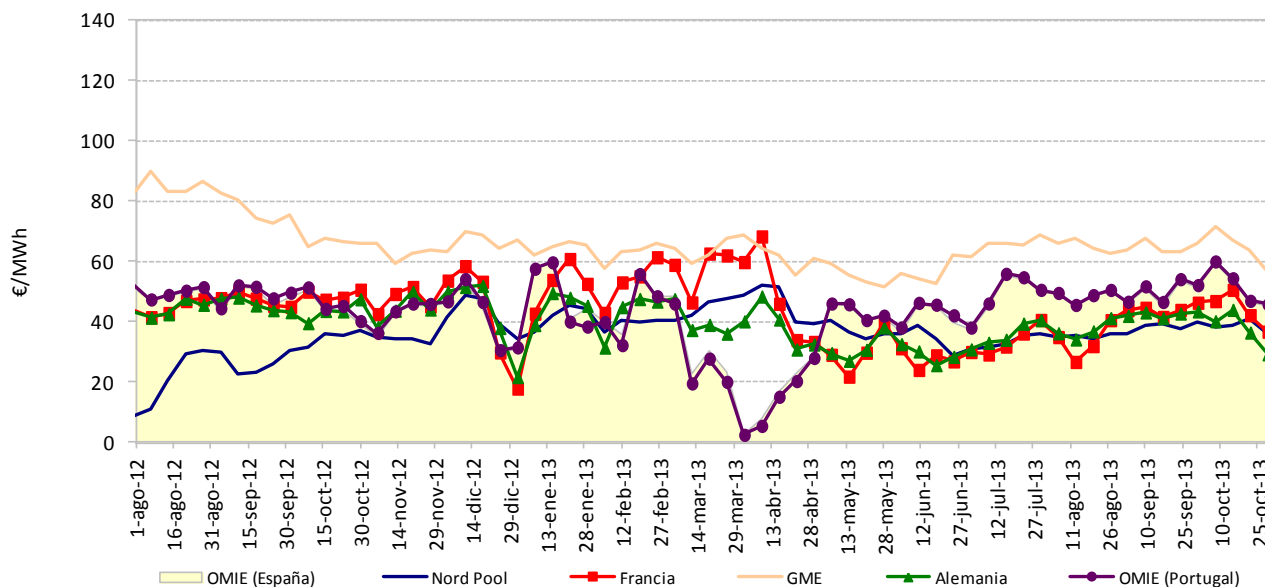
Tabla 2. Evolución de las cotizaciones medias a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂

	Unidades	17/10-31/10	02/10-16/10	Var. (%)
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	108,94	110,14	-1,09%
Brent entrega a 3 mes (contrato M+3)	\$/bbl	108,60	109,21	-0,56%
Gas Natural (NBP) entrega en Nov. 2013	€/MWh	27,56	27,86	-1,05%
Gas Natural (NBP) entrega en Q1 2014	€/MWh	28,14	28,15	-0,03%
Carbón API2 ARA entrega en Nov. 2013	\$/t	86,00	79,82	7,74%
Carbón API2 ARA entrega en Q1 2014	\$/t	76,35	78,94	-3,28%
Derechos de CO₂ entrega en Dic. 2013	€/t	4,88	4,98	-2,01%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX, Reuters, Bloomberg y European Climate Exchange

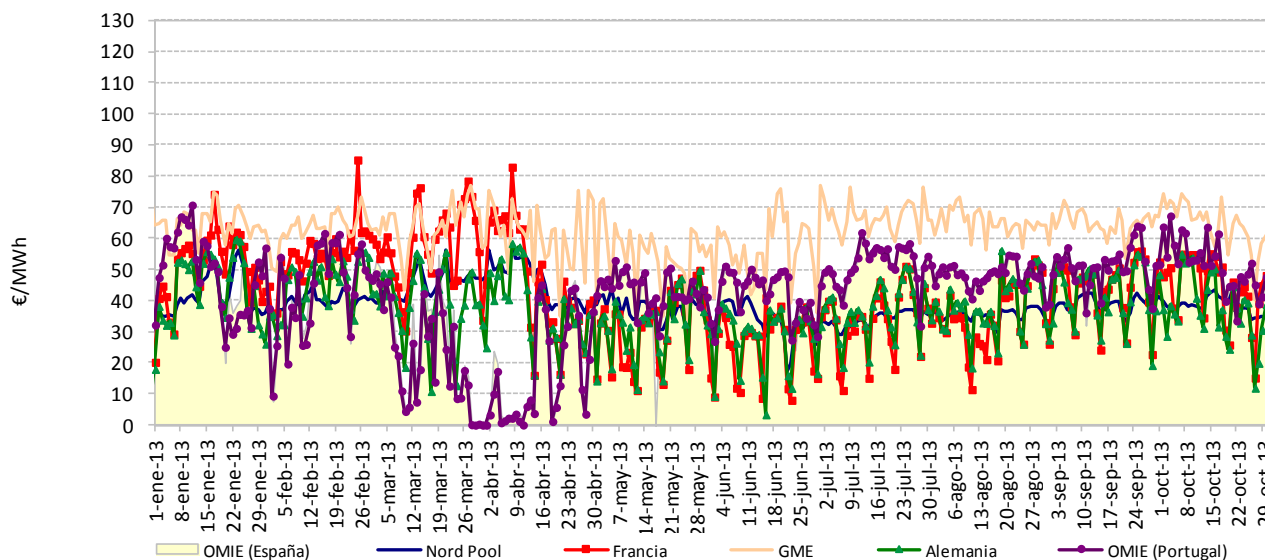


Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OMIE

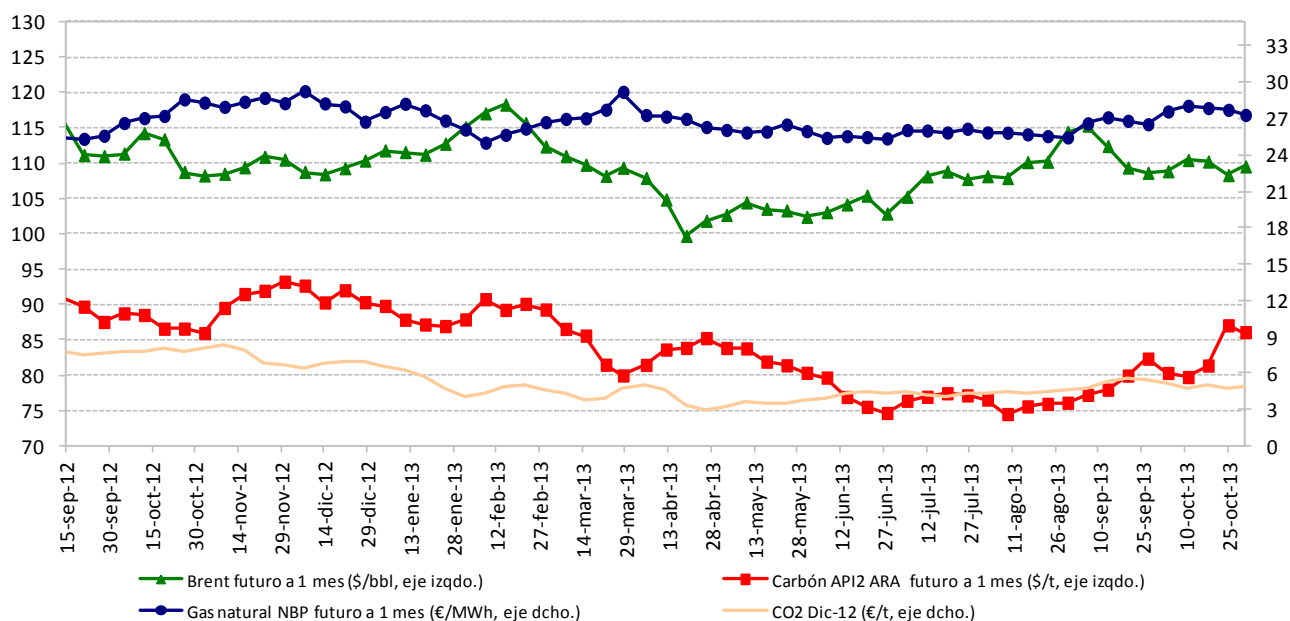
Gráfico 2. Evolución de los precios medios spot diarios de la electricidad en Europa



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OMIE



Gráfico 3. Evolución de las cotizaciones de los combustibles con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂ (medias semanales)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX, Reuters, Bloomberg y European Climate Exchange

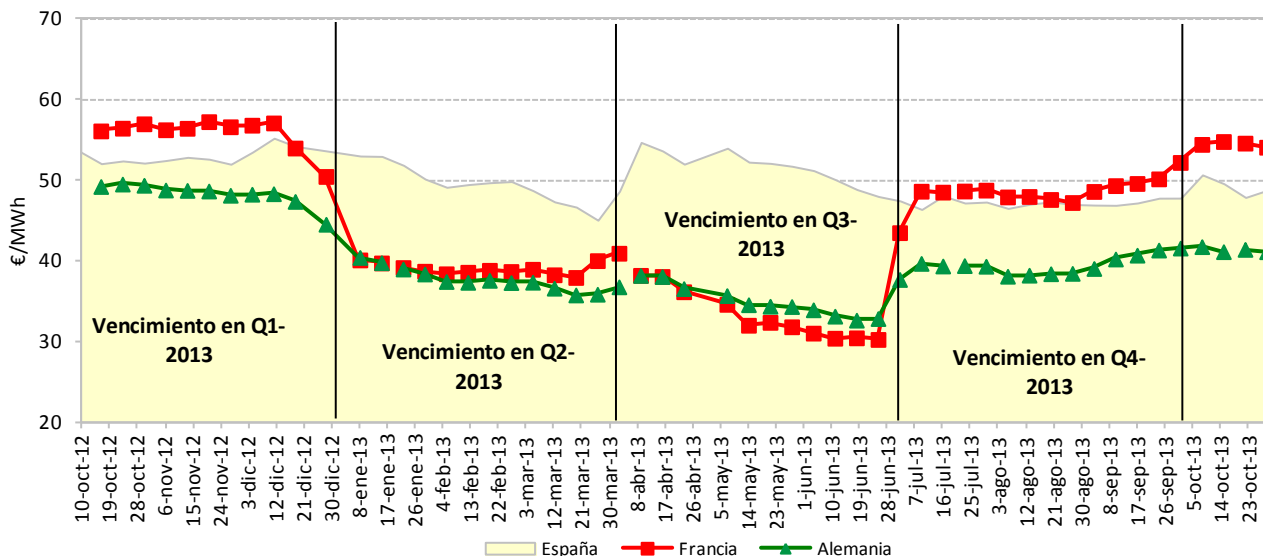
Tabla 3. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa (€/MWh)

	17/10-31/10	02/10-16/10	Variación (%)
España entrega en Q1 2014	48,38	49,94	-3,13%
España entrega en 2014	48,49	48,99	-1,03%
Francia entrega en Q1 2014	54,29	54,69	-0,73%
Francia entrega en 2014	43,05	43,09	-0,10%
Alemania entrega en Q1 2014	41,31	41,49	-0,42%
Alemania entrega en 2014	37,84	37,92	-0,21%

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

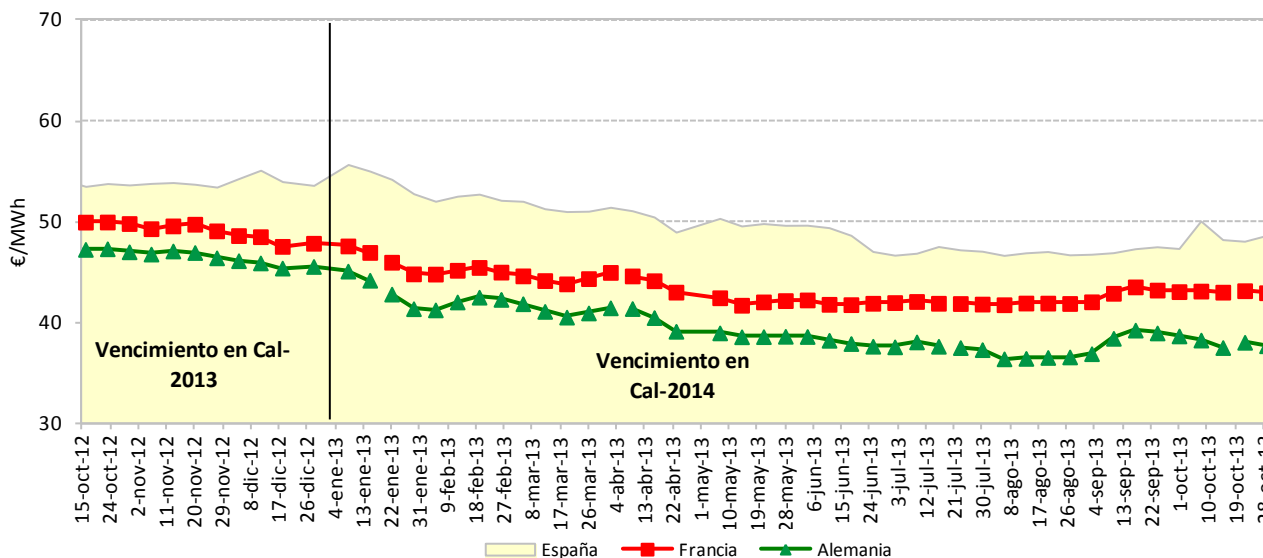


Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa. Contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales)



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

Gráfico 5. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa. Contrato con vencimiento en Cal+1 (medias semanales)



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