



Boletín de Energía y Sociedad

Número 73, 8 de mayo de 2012

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
El gobierno traspone el tercer paquete legislativo en materia energética y aprueba una serie de medidas para cumplir la normativa sobre el déficit de tarifa.	p. 2
Reflexiones de interés	p. 6
Esquemas de negociación de las condiciones de acceso a infraestructuras de red.	p. 6
Eficiencia energética y precios de la energía.	p. 9
Evolución de los mercados energéticos	p. 12

EN ESTE NÚMERO...

...presentamos como novedad regulatoria la aprobación a finales de marzo de 2012 del Real Decreto-ley 13/2012, que completa la trasposición del tercer paquete legislativo del mercado interior europeo de electricidad y gas y plantea, con carácter de urgencia, una serie de medidas destinadas principalmente a reducir el déficit de tarifa en el corto plazo. Las medidas aprobadas suponen un recorte de más de 1.700 M€ en los costes regulados reconocidos en el sector eléctrico.

Por otro lado, analizamos un artículo reciente de Stephen Bordignon y Stephen Littlechild en el que analizan el proceso de negociación de las condiciones de acceso a la red ferroviaria de Hunter Valley, en Australia. El acuerdo alcanzado entre las partes (gestor de la red y operadores), bajo la supervisión del regulador, resulta de gran interés para otros sectores con infraestructuras de red, como el eléctrico o el gasista, debido a la novedad que supone este proceso regulatorio basado en negociación y consenso entre las partes implicadas.

Además, revisamos un artículo publicado por Sia Conseil y galardonado con el tercer premio en el concurso Génération Energies en el que la autora argumenta que el precio de la energía es probablemente el principal obstáculo a mejoras significativas en eficiencia energética en la Unión Europea y que en el debate sobre cómo impulsar la eficiencia energética, centrado en aspectos como el aislamiento de los edificios, los esquemas de etiquetado o el desarrollo de contadores inteligentes, podría suceder como en el famoso experimento del gorila invisible, en el que los participantes en el mismo no veían al "gorila" que tenían frente a sus ojos: unos precios muy bajos de la energía.

Durante la quincena analizada (del 23 de abril al 7 de mayo), los precios medios del Brent descendieron cerca de un 2% respecto de la quincena anterior. En la misma línea, las cotizaciones medias del carbón europeo CIF también cayeron (más de un 6%), mientras que el precio del gas natural en NBP se mantuvo estable.





Novedades en el sector

El gobierno traspone el tercer paquete legislativo en materia energética y aprueba una serie de medidas para cumplir la normativa sobre el déficit de tarifa.

El gobierno aprobó a finales de marzo de 2012 el Real Decreto-ley 13/2012, con el que cumple con la obligación de completar la trasposición del tercer paquete legislativo del mercado interior europeo de electricidad y gas y plantea, con carácter de urgencia, una serie de medidas destinadas principalmente a reducir el déficit de tarifa en el corto plazo. Las medidas aprobadas suponen un recorte de más de 1.700 M€ en los costes regulados reconocidos en el sector eléctrico.

[Enlace: Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.](#)

El pasado 31 de marzo de 2012 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 13/2012 (RDL 13/2012), por el que se transponen las últimas directivas sobre los mercados interiores de electricidad y gas y se adoptan medidas para corregir los desajustes entre los costes y los ingresos regulados en los sectores eléctrico y gasista. Se trata de un paquete normativo relevante, que afecta a la totalidad de las actividades de la cadena energética: generación, transporte, distribución, comercialización y consumo, además de modificar algunas responsabilidades y aspectos relacionados con el funcionamiento o la retribución de organismos o agentes como la Comisión Nacional de Energía ([CNE](#)), el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía ([IDAE](#)) o el Operador del Sistema eléctrico.

En lo que se refiere a la trasposición de las directivas 2009/72/CE, relativas al mercado eléctrico, el RDL 13/2012 detalla las funciones de la CNE, especialmente en lo relativo a la protección de los consumidores. Además, indica que, hasta que se defina formalmente a los consumidores vulnerables de acuerdo con criterios socioeconómicos y de consumo eléctrico, se considerará como tales a los que pueden acogerse en la actualidad al bono social. Las Administraciones competentes deberán ¿dotarse?, en coordinación con la CNE, de puntos de contacto únicos para ofrecer a los consumidores información sobre sus derechos, la legislación en vigor, los procedimientos de cambio de comercializador y los procesos establecidos para la resolución de conflictos.

En relación con el sector de hidrocarburos, el RDL 13/2012 define la figura del gestor de la red de transporte como el titular de las instalaciones de la red troncal de transporte. El gestor de la red de transporte deberá separar las actividades de transporte de otras actividades, como el suministro o la producción, mediante un modelo de separación patrimonial. Las empresas titulares de activos de la red troncal con anterioridad al 3 de septiembre de 2009 que no cumplieran con los requisitos de separación patrimonial podrán ceder la gestión de las mismas a un gestor de red independiente. Por





otro lado, el RDL 13/2012 establece que la CNE será la institución encargada de aprobar las metodologías de cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras¹. Finalmente, a través del RDL 13/2012 se incluye en el ámbito de la Ley de Hidrocarburos (Ley 34/1998) al biogás, siempre que sea técnicamente posible su inyección en la red de gas natural, y se detallan las características de acceso a los almacenamientos no incluidos en la red básica y el procedimiento de concesión de exenciones de acceso de terceros a nuevas infraestructuras.

Por otra parte, el RDL 13/2012 incluye una serie de medidas de urgencia orientadas a contener el déficit de tarifa, tanto en el sector eléctrico como en el gasista, especialmente en el año 2012. De acuerdo con el gobierno, este decreto-ley es un primer paso para alcanzar la suficiencia de ingresos, que será complementado con medias adicionales que garanticen el equilibrio y la sostenibilidad a largo plazo entre ingresos y costes regulados.

En lo que se refiere al sector eléctrico, las medidas que se adoptan van orientadas a garantizar el cumplimiento del límite de déficit de ingresos establecido para el año 2012 y alcanzar el 1 de enero de 2013 la suficiencia tarifaria. Para ello, se implementan cambios normativos que afectan a casi todas las actividades de la cadena de valor del suministro eléctrico.

Así, se modifica el sistema de retribución de los costes fijos y variables de las unidades de generación del régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Concretamente, se establecen nuevos criterios que se evaluarán en la revisión del modelo retributivo (p. ej., costes de aprovisionamiento de combustibles razonables), se liga la retribución por garantía de potencia de dichas unidades a su disponibilidad real y se calculará de manera individualizada la retribución fija de cada unidad de generación con el objeto de fomentar su renovación. En un plazo de dos meses a partir de la aprobación del decreto-ley, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ([MINETUR](#)) deberá proponer una revisión del modelo de retribución de las instalaciones de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares. Además, se otorga al MINETUR la potestad de limitar el sobrecoste de los sistemas extrapeninsulares e insulares que pueden soportar los peajes de acceso si dicho sobrecoste es consecuencia de cambios de combustibles no justificados.

Por otro lado, se reduce un 10%, aunque sólo para el año 2012, tanto el volumen máximo de producción con carbón nacional por parte de las centrales adscritas a mecanismo de restricciones por garantía de suministro como el precio al que se retribuye dicha producción. Además, el RDL 13/2012 reduce, para el año 2012, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo (de 26.000 a 23.400 €/MW/año) y el incentivo a la inversión medioambiental (de 8.750 a 7.875 €/MW/año), ambos definidos en el ámbito del esquema vigente de pagos por capacidad. Otra novedad relevante es la revisión de los criterios de retribución de las actividades de transporte y distribución. En el

¹ Aunque seguirá siendo el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, al igual que en el caso del sector eléctrico, la institución que fije los valores finales de los parámetros de las tarifas reguladas (y de otros parámetros regulatorios).



caso del transporte, se establece que el devengo y cobro de la retribución generada por las instalaciones puestas en servicio el año N se iniciará desde el 1 de enero del año N+2.

En cuanto a la actividad de distribución, el devengo por instalaciones también se traslada al 1 de enero del año N+2, aunque los activos que se retribuyen en concepto de inversión son los no amortizados, tomando como base para su retribución el valor neto de los mismos. Resultan especialmente significativos los recortes aplicados a la retribución de la actividad de distribución y de la gestión comercial. El MINETUR deberá desarrollar una normativa que vincule la retribución por los costes de inversión al valor neto de los activos en servicio.

Por otro lado, se limita a 505 M€ la cuantía máxima reconocida por el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para el año 2012 y se establece que el MINETUR fijará mediante orden ministerial la financiación del Operador del Sistema hasta que se desarrolle un nuevo mecanismo de financiación en función de los servicios que presta. Además, se adoptan medidas que afectan al esquema de retribución de los costes de la CNE y el IDAE. La CNE deberá reintegrar al sistema eléctrico y gasista los resultados de ejercicios anteriores de su partida de fondos propios, mientras que el IDAE hará lo propio con el efectivo y otros activos líquidos equivalentes de sus cuentas anuales que no haya empleado en medidas y actividades de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética. Ambas instituciones deberán reintegrar las cantidades correspondientes antes del 31 de diciembre de 2012.

La siguiente tabla resume el efecto de las medidas adoptadas por el RDL 13/2012, en términos de reducción de los costes regulados reconocidos, para los años 2012 y 2013.

**Impacto del RDL 13/2012 sobre los costes regulados en el sector eléctrico
(reducción de costes reconocidos).**

M€	2012	2013
Distribución	700	700
Transporte	200	200
Restricciones por garantía de suministro	50	0
Pagos por Capacidad	80	0
Financiación OS	20	40
Interrumpibilidad	60	0
Remanentes IDAE y CNE	660	0
TOTAL	1.770	940

Fuente: RDL 13/2012 y elaboración propia.





En lo relativo a la Tarifa de Último Recurso (TUR) de electricidad y gas, el RDL 13/2012 establece que se revisarán los precios regulados para incorporar de manera aditiva las actualizaciones que se realicen de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. La revisión es efectiva desde el 1 de abril de 2012 para la TUR eléctrica, mientras que la revisión de la TUR de gas natural será efectiva a partir de la fecha que indique, mediante resolución, la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso del sector gasista, se retrasan la autorización administrativa, la autorización del proyecto de ejecución o el acta de puesta en servicio de las plantas de regasificación de gas natural licuado hasta que la demanda lo justifique, aplicándose de forma análoga esta medida a las instalaciones de transporte de energía eléctrica. No obstante, en el caso de las plantas de regasificación, se permite la ampliación de las infraestructuras existentes, mientras que en el caso del transporte de electricidad la excepción a la norma son las instalaciones necesarias para ampliar la capacidad en las interconexiones internacionales. Para ambos sectores, eléctrico y gasista, se plantea una revisión de los supuestos de demanda que se utilizarán en la elaboración de una nueva Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020.

Por otra parte, se modifica el régimen retributivo de los nuevos almacenamientos subterráneos (con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2012), suspendiéndose el abono de la retribución provisional a las instalaciones que lo solicitaron e impidiendo que pueda percibirse en un año más de una anualidad devengada. El acta de puesta en servicio de estas instalaciones se otorgará en dos fases. Inicialmente, se otorgará un acta provisional, que permitirá llevar a cabo el proceso de inyección del gas colchón². Posteriormente, una vez quede demostrado el funcionamiento de la instalación de acuerdo con los parámetros especificados, se extenderá un acta de servicio definitiva.

El RDL 13/2012 continúa profundizando en los cambios que está llevando a cabo el gobierno desde el inicio del año 2012 para tratar de resolver el déficit eléctrico. Sin embargo, estas medidas, muchas de ellas temporales o implementadas sin una justificación económica y regulatoria adecuada, no resolverán el problema del déficit tarifario si no están acompañadas de incrementos sustanciales en los precios regulados o de otras medidas estructurales.; sin embargo, medidas adicionales injustificadas de recorte de los ingresos de las empresas que prestan el servicio de suministro de energía eléctrica aumentarán de forma muy importante el riesgo regulatorio en nuestro país y pondrán en riesgo un suministro eléctrico futuro seguro y fiable.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Normativa básica e instituciones energéticas comunitarias](#), [El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución](#).

² El gas colchón es el volumen de gas natural mínimo que debe tener la instalación de almacenamiento para poder operar.



Reflexiones

Esquemas de negociación de las condiciones de acceso a infraestructuras de red.

En un artículo reciente publicado por el Electricity Policy Research Group ([EPRG](#)), Stephen Bordignon y Stephen Littlechild analizan el proceso de negociación de las condiciones de acceso a la red ferroviaria de Hunter Valley, en Australia. El acuerdo alcanzado entre las partes (gestor de la red y operadores), bajo la supervisión del regulador, resulta de gran interés para otros sectores con infraestructuras de red, como el eléctrico o el gasista, debido a la novedad que supone este proceso regulatorio y el potencial que presenta para que todas las partes lleguen a acuerdos de consenso que satisfagan, simultáneamente, sus intereses y los intereses del conjunto de consumidores.

Enlaces: [S. Bordignon y S. Littlechild, "The Hunter Valley Access Undertaking: elements of a negotiated settlement", Electricity Policy Research Group WP 1206, febrero de 2012.](#)

La Australian Rail Track Corporation ([ARTC](#)) es la entidad encargada de gestionar y garantizar el acceso a la red ferroviaria interestatal del país, incluida la región de Hunter Valley, situada en el estado de Nueva Gales del Sur. La red ferroviaria de Hunter Valley se utiliza principalmente para el transporte de carbón por parte de 16 empresas mineras hasta el puerto de Newcastle, para su posterior exportación. Además, la red ferroviaria de Hunter Valley se usa para el transporte de carbón a destinos nacionales, el transporte de otras mercancías y servicios regulares de pasajeros.

El nombramiento de la ARTC como gestor del sistema ferroviario se produjo en 2004 mediante una concesión de 60 años otorgada por el gobierno de Nueva Gales del Sur, según la cual la ARTC debe proponer las condiciones de acceso a la red ferroviaria a la Comisión Australiana de Competencia y Consumo ([ACCC](#)), condiciones reguladas a su vez por la Comisión de Precios y Regulación ([IPART](#)). Tras el novedoso proceso de negociación de las condiciones de acceso que se analiza en este artículo, iniciado en 2008 y finalizado en 2011, la regulación de las mismas ha pasado a ser responsabilidad de la ACCC.

En el año 2008, un panel independiente encargado de evaluar la cadena logística del carbón concluyó que era necesaria una reforma en el sistema de gestión de la capacidad en la red ferroviaria para resolver el creciente número de restricciones, especialmente en las instalaciones ferroviarias del puerto de Newcastle, ante el elevado aumento de demanda internacional de carbón y del volumen de exportaciones. Entre otras cosas, se instaba a que las empresas mineras pudieran contratar directamente con la ARTC los derechos de acceso a la red ferroviaria (que serían ejercidos físicamente a través de un operador ferroviario contratado con posterioridad) mediante instrumentos a largo plazo que facilitarían a su vez la inversión en nueva capacidad.





La ARTC presentó el primer borrador de condiciones de acceso en 2009, previa consulta con las empresas mineras (representadas por la asociación New South Wales Minerals Council, [NSWMC](#)) y los operadores de servicios ferroviarios, y después de sucesivas modificaciones exigidas por la ACCC y negociadas con las partes interesadas, la ACCC dio el visto bueno en junio de 2011 a un conjunto consensuado de condiciones de acceso³.

Durante las negociaciones, las principales diferencias entre las partes se reducían básicamente a cuatro puntos: (a) el período de validez de las condiciones de acceso (la ARTC proponía 10 años para disponer de un mayor período de certidumbre, mientras que la NSWMC prefería 5 años al desconocerse el resultado en la práctica de las nuevas condiciones de acceso), (b) el plan de transición (no había acuerdo en su contenido aunque coincidían en su necesidad, ya que anteriormente las empresas mineras no contrataban directamente con el operador de la red ferroviaria), (c) los parámetros de coordinación entre la capacidad ferroviaria y la portuaria (las empresas mineras demandaban un cálculo de capacidad ferroviaria que se adaptara a la recién ampliada capacidad portuaria, mientras que el gestor de la red no estaba dispuesto a que terceras partes dictaran los procedimientos de funcionamiento de la misma, ya que su incumplimiento conllevaría una penalización) y (d) la tasa de rentabilidad de las inversiones (para su cálculo la ARTC pedía utilizar un WACC del 10% real, antes de impuestos, mientras que la ACCC pedía un 7%, llegando a una posición final de 9,10% y 8,57% respectivamente).

Las negociaciones llegaron a buen puerto cuando la asociación minera comunicó a la ACCC su disposición a aceptar la tasa de rentabilidad demandada por la ARTC si ésta, a su vez, realizaba concesiones en los tres puntos restantes. De acuerdo con Bordignon y Littlechild, diversos factores actuaron como desencadenantes del acuerdo, creando un clima en el que las dos partes percibieron que podrían beneficiarse del mismo: (a) los productores aceptaron fijar los parámetros contractuales, operativos y retributivos, incluyendo una mayor rentabilidad de las inversiones que reflejara los riesgos derivados de las obligaciones adicionales que asumía la ARTC; (b) a cambio, ésta ofreció más flexibilidad en relación con los aspectos bajo negociación; (c) una señal de la ACCC indicando que podría aceptar un acuerdo que incluyera una mayor rentabilidad; y (d) un deseo de ambas partes de acabar con la incertidumbre regulatoria y dar por terminado el proceso regulatorio.

Hay tres aspectos adicionales de este nuevo esquema de negociación de las condiciones de acceso a las redes ferroviarias, por su interés para la operación de otras infraestructuras de red, como las eléctricas o gasistas. El primero trata sobre la eficiencia en toda la cadena de valor mediante la gestión de la capacidad ferroviaria existente y la inversión en nueva capacidad. Aunque la ARTC reconocía el objetivo de las empresas mineras de alcanzar un elevado grado de coordinación con las

³ En realidad, el documento aprobado, de 270 páginas, incluye: (1) un proceso de petición de acceso, negociación de las condiciones y resolución de disputas (con arbitraje final vinculante de la ACCC), (2) un contrato de acceso estándar (que puede ser modificado posteriormente por las partes), (3) un esquema de ingresos regulados con techo para negociar los precios de acceso a las redes, (4) un esquema de incentivos para todos los agentes implicados, (5) un conjunto de protocolos relacionados con la gestión de la capacidad en las redes y (6) procedimientos para fomentar la inversión en nueva capacidad.



operaciones mineras y portuarias, también quería garantizar suficiente flexibilidad para gestionar las operaciones comerciales de los agentes. En la propuesta finalmente aprobada, la ARTC incluyó un método para el cálculo preciso de la capacidad disponible en la red, diversos parámetros de coordinación entre capacidad ferroviaria y portuaria, protocolos de actuación en situaciones de insuficiente capacidad y un esquema que permitirá a los usuarios de la red comprar y vender derechos de capacidad. En cuanto a las nuevas inversiones, la ARTC puede proponer y financiar proyectos si cuentan con el visto bueno de los usuarios o, en caso contrario, con la aprobación de la ACCC. Además, si los usuarios plantean un proyecto que la ARTC no desea financiar, los propios usuarios podrán aportar la financiación y la ARTC está obligada a garantizar su desarrollo y construcción, cumpliendo ciertos requisitos técnicos y de seguridad.

El segundo aspecto que debe destacarse se refiere a los precios de acceso, que deben fomentar un uso eficiente de la red y facilitar la recuperación de los costes de las nuevas inversiones. Para la promoción del uso eficiente de las redes, se optó por fijar unos servicios indicativos cuyos precios estarían ligados a la configuración más eficiente posible que pudiera lograrse en la red. En cuanto a la flexibilidad para la recuperación de los costes y fomentar la inversión en activos cuya utilización tendrá una demanda inicial limitada, la ARTC podrá optar por un método progresivo para ajustar la recuperación de las mismas al período en que la demanda es más elevada. Otro punto destacable se refiere a los procedimientos para asegurar que la ARTC cumple sus obligaciones. En las condiciones de acceso aprobadas se fijan una serie de indicadores para evaluar la gestión de la red, incentivos para mejorar dicha gestión y mecanismos de compensación en caso de insuficiente capacidad disponible, todo ello encaminado a lograr una operación eficiente por parte del gestor.

De esta experiencia derivan los autores del artículo varias lecciones: (1) un proceso de negociación puede dar lugar a beneficios para las partes involucradas en distintos contextos, (2) una mayor flexibilidad de las partes aumenta la probabilidad de éxito, (3) un acuerdo general sobre los aspectos más críticos al inicio ayuda a que avance el proceso de negociación de los detalles, (4) el reconocimiento de una rentabilidad ajustada a los riesgos que asume el operador de las redes facilita la negociación de otros aspectos, (5) la actitud proactiva del regulador ayuda a avanzar en momentos clave de la negociación, (6) permitir que las partes involucradas se centren en la realidad de la industria (sin que el resultado tenga que estar en línea necesariamente con decisiones regulatorias precedentes) facilita el consenso y (7) una personalidad de liderazgo de los representantes de cada parte (incluyendo el regulador) incrementa la probabilidad de éxito.

El proceso de negociación de las condiciones de acceso a la red ferroviaria de New South Wales que se llevó a cabo en Australia demuestra que la flexibilización de los procesos regulatorios puede dar lugar a ganancias de bienestar para todas las partes implicadas (regulador, gestor de las redes, operadores y consumidores). Por un lado, la negociación permite llegar a unos términos de acceso y una tasa de rentabilidad de los activos que de otro modo probablemente no se habrían logrado. Esto demuestra que, frecuentemente, los usuarios están dispuestos a pagar algo más de lo que el regulador estima oportuno con el fin de obtener unos servicios más adaptados a sus necesidades en comparación con lo que el regulador habría especificado. Además, los acuerdos negociados facilitan





el intercambio de información en el sector y mejoran la relación entre las partes, al menos a corto plazo, debido a las ventajas que ambos obtienen en el acuerdo. Finalmente, los procedimientos de negociación reducen los costes de búsqueda de acuerdos que satisfagan a todas las partes implicadas y, probablemente, los costes de transacción ligados a las negociaciones bilaterales entre partes interesadas y el regulador y a la resolución de conflictos en el caso de marcos regulatorios no adaptados a las necesidades de los agentes.

Enlaces a fichas de "Energía y Sociedad" relacionadas: [Actividades reguladas](#), [Las tarifas de acceso: estructura, Costes y liquidación de los ingresos](#).

Eficiencia energética y precios de la energía.

*En un artículo publicado por [Sia Conseil](#) y galardonado con el tercer premio en el concurso *Génération Energies*, Veronika Kontra, estudiante del programa Erasmus en la Rotterdam School of Management, argumenta que el precio de la energía es probablemente el principal obstáculo a mejoras significativas en eficiencia energética en la Unión Europea. Los defensores de medidas para impulsar la eficiencia energética, centrados en aspectos como el aislamiento de los edificios, los esquemas de etiquetado o el desarrollo de contadores inteligentes, podrían estar comportándose como los participantes en el famoso experimento del gorila invisible, sin ver lo que aparece delante de sus ojos: unos precios muy bajos de la energía.*

Enlace: [V. Kontra, "Is the price of energy an invisible gorilla?", marzo de 2012.](#)

[Génération Energies](#) es un concurso académico patrocinado por la consultora Sia Conseil, junto con el operador y transportista del sistema eléctrico francés, RTE, y el periódico L'Expansion, y abierto a la participación de estudiantes de escuelas de negocio e ingeniería en cinco países. Este año, el concurso valoraba artículos de tipo periodístico sobre el tema "*Reducción del consumo de energía en un 20% hasta 2020: ¿una quimera?*" y ha supuesto un éxito en términos de participación, con más de 160 participantes. Los 10 mejores artículos, elegidos entre todas las entregas por un jurado de expertos, se repartieron 6.400 € en premios y serán publicados en los blogs de Sia Conseil y L'Expansion.

El artículo "*Is the price of energy an invisible gorilla?*" analiza cuál puede ser la explicación a la paradoja que supone que la Unión Europea se encuentre muy lejos de las ganancias en términos de eficiencia energética que debería haber obtenido para alcanzar el objetivo de reducir el consumo de energía en un 20% en 2020, uno de los objetivos 20-20-20. En teoría, las mejoras en eficiencia energética podrían contribuir significativamente a reducir las emisiones contaminantes a un bajo coste. Además de los beneficios medioambientales, la eficiencia energética permite reducir el coste





de las importaciones de productos energéticos, creando oportunidades de negocio y de crecimiento del empleo y generando ahorro para los consumidores.

Sin embargo, pese a las distintas iniciativas regulatorias puestas en marcha en los últimos años, la reducción del consumo de energía en la Unión Europea en la actualidad es un 50% inferior a la necesaria para alcanzar los objetivos de 2020, según cálculos de la Comisión Europea⁴. Para Veronika Kontra, esto indica que los responsables de la política energética en los Estados miembros están haciendo algo mal.

La propia Comisión Europea menciona entre las causas del escaso avance de las medidas de eficiencia energética a señales insuficientes de precios, información asimétrica, mercados incompletos (o inexistentes), elevados costes iniciales de las inversiones y fallos regulatorios, como escasa supervisión y pocas garantías de cumplimiento de la regulación vigente o medidas insuficientes en favor de la eficiencia energética. Aunque la Comisión Europea identifica un conjunto de medidas sectoriales que podrían ayudar a superar las barreras a la inversión en eficiencia energética, reconoce que "...los resultados concretos dependerán del nivel de ambición de las iniciativas regulatorias y no regulatorias y del ritmo al que se implementen...". Esto quiere decir que el éxito de la eficiencia energética depende crucialmente del compromiso político.

Sin embargo, según la autora del artículo, resultará complicado que los representantes políticos promuevan las medidas adecuadas para fomentar la eficiencia energética. El término "señales insuficientes de precios" es un eufemismo para referirse a precios de la energía anormalmente bajos y que no reflejan las condiciones de oferta y demanda o el coste de las externalidades que implican el consumo y la producción de energía. De esta forma, los intereses de los representantes políticos están alineados con la "protección" de los consumidores y las empresas a través de precios artificialmente bajos, objetivo que entra en conflicto con los objetivos medioambientales.

Las señales de precio no intervenidas, según la teoría económica, permiten reflejar las condiciones de oferta y demanda en un mercado. Desde el punto de vista de la demanda, debería esperarse un incremento del consumo energético en los próximos años, impulsado por el crecimiento demográfico y los hábitos de consumo. Entre los factores que impulsarán el consumo al alza se encuentran el incremento en el número de hogares unipersonales (lo que implica que el consumo de electrodomésticos como lavadoras, neveras, etc., se reparte entre menos personas), la mayor demanda de electrodomésticos y aparatos que consumen energía y de hogares con mejor acondicionamiento térmico. El incremento en la demanda, junto con el impacto de las externalidades asociadas a la misma, debería reflejarse en un mayor precio de la energía. Los mayores precios de la energía, a su vez, podrían impulsar un cambio en el comportamiento de los consumidores.

⁴ Ver Comisión Europea (2011), "[Summary of the impact assessment](#)", documento de apoyo a la Comunicación "European Energy Efficiency Plan 2011".



La realidad, sin embargo, es que los precios de la energía están sujetos en la Unión Europea a distorsiones ocasionadas por distintas políticas energéticas, como los subsidios a los combustibles fósiles. De acuerdo con análisis realizados por la Agencia Internacional de la Energía, eliminar los subsidios a los combustibles fósiles podría contribuir en un 50% a las medidas necesarias para combatir el cambio climático. Esto es especialmente aplicable a las economías en vías de desarrollo, pero también a economías industrializadas, como la europea.

Entre las políticas que distorsionan los precios de la energía se incluyen precios regulados (por ejemplo, a través de techos, etc.), tarifas “sociales”, deducciones fiscales, descuentos, etc.⁵

Además de los métodos más directos para proteger a los consumidores de precios que reflejen el verdadero valor de la energía, como los precios regulados o las tarifas “sociales”, existen otros métodos más sutiles para controlar los precios finales de la energía. De acuerdo con algunos estudios⁶, en países como Polonia, Hungría o la República Checa, las empresas energéticas estatales absorben, a costa de sus beneficios, el incremento en el coste mayorista de la energía, en vez de trasladarlo a los precios finales de la misma. Estas prácticas de operación a pérdida suponen, de facto, subsidios a los combustibles de origen fósil frente a otras tecnologías de generación más limpias. Por otro lado, los países del este de Europa, donde estas prácticas son más frecuentes, son los que, en teoría, podrían alcanzar mayores ganancias en términos de eficiencia energética.

La conclusión de Veronika Kontra es que, aunque no todas las formas de apoyo a los combustibles fósiles son ineficientes o dañinas desde el punto de vista medioambiental, la intuición económica sugiere que, debido a su efecto sobre las señales de precios, deberían evaluarse de forma detallada todas las políticas que favorezcan el consumo de combustibles fósiles para asegurarse de que no entran en conflicto con los objetivos medioambientales a medio y largo plazo. El mensaje, para quienes quieran defender las políticas de mejora de la eficiencia energética, es que “para salir de un agujero debe dejarse de cavar primero”.

Probablemente una de las reformas necesarias en la mayor parte de los sistemas energéticos europeos, incluyendo el español, para avanzar en los procesos de liberalización consiste en mejorar la calidad de las señales de precios y de los procesos de formación de los mismos para que éstos reflejen de forma adecuada las condiciones de oferta y demanda en cada momento y los costes de las externalidades medioambientales asociados con la producción y el consumo de energía. En este sentido y en el caso concreto del mercado eléctrico, deberían evaluarse con detalle las implicaciones de los esquemas de apoyo a tecnologías de generación, tanto las contaminantes como las limpias, y de determinados aspectos del diseño del mercado (p. ej., techos de precios que distorsionen las señales en momentos de escasez de generación o barreras a la participación de la demanda en la formación de precios en el margen).

⁵⁵ Ver [OCDE \(2011\), “Inventory of estimated budgetary support and tax expenditures for fossil fuels”](#).

⁶ Ver P. Kaderják (2004), “A comparison of electricity models of CEE new member states”.



Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Formación de precios en el mercado mayorista de electricidad](#), [Eficiencia energética y su potencial](#), [Regulación de la eficiencia energética](#), [Eficiencia económica y protección a clientes vulnerables](#).

Evolución de los mercados energéticos

En el periodo analizado (del 23 de abril al 7 de mayo) los precios medios del petróleo Brent correspondientes a los contratos con vencimiento a uno y tres meses continuaron la senda descendente en la que llevan embarcados desde el pasado mes de abril, siendo especialmente significativas las caídas experimentadas en los primeros días de mayo.

Las cotizaciones medias del gas natural de referencia en el Reino Unido (NBP) se mantuvieron relativamente estables en todos los plazos. El precio del carbón europeo API2, en cambio, sufrió una fuerte corrección a la baja, cayendo durante el periodo analizado más de un 6%. Por su parte, las cotizaciones medias de los derechos de emisión de CO₂ (EUAs) no experimentaron cambios significativos, colocándose el contrato EUA-12 en un precio medio de 7,2 €/t.

Los precios de los mercados spot de electricidad en Europa en general evolucionaron a la baja, a excepción del mercado español, donde los precios se mantuvieron en línea con los de la quincena anterior (+0,8%). Por otro lado, los precios de los contratos negociados en el mercado a plazo español descendieron ligeramente, situándose en 55,4 €/MWh en el caso del Q3-12 y cayendo por debajo de 51 €/MWh el Cal-13.

Durante la quincena analizada (del 23 de abril al 7 de mayo), los precios medios del Brent cayeron cerca de un 2% con respecto a los registrados la quincena anterior, situándose de media en 117,8 \$/bbl. A este descenso de los precios contribuyó especialmente la relajación de las tensiones geopolíticas, ya que se reanudó el diálogo entre Irán y las grandes potencias del Grupo 5+1 (EE.UU., China, Rusia, Reino Unido, Francia y Alemania) sobre la estrategia nuclear iraní. Además, los factores externos ejercieron una presión bajista: renovada desconfianza de los mercados por la situación en la eurozona, desaceleración de la economía china y malos datos macroeconómicos de EE.UU. Por otra parte, la idea de poner en el mercado parte de las reservas estratégicas de petróleo de EE.UU. y otros países parece cada vez menos probable.

En la misma línea, las cotizaciones medias del carbón europeo CIF ARA evolucionaron de forma descendente, acumulando descensos de más de un 6%, encontrándose los precios de los contratos a corto plazo cercanos a romper la barrera de los 100 \$/t. La debilidad de la demanda china y



Europea y la abundante oferta de mineral fueron los principales drivers que arrastraron las cotizaciones a la baja.

Los precios medios del gas natural en NBP no experimentaron grandes variaciones durante el periodo analizado, fluctuando en un rango estrecho y colocándose el contrato con entrega en el mes de junio en 23,79 €/MWh y el del tercer trimestre del año en 24,67 €/MWh. Los precios encontraron soporte en el descenso de las temperaturas (que se situaron por debajo de la media estacional), una mayor demanda y restricciones de oferta a causa de paradas no programadas en varios yacimientos, especialmente en el mar del Norte.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ volvieron a recuperar los 7 €/t tras varias semanas de caídas. Las cotizaciones evolucionaron pendientes de noticias acerca del posible "set-aside" (retirada) de derechos correspondientes a la fase 3, a la espera de que se produzcan nuevas conversaciones a este respecto entre la Comisión, el Consejo y el Parlamento Europeo. Igualmente importantes serán las decisiones que se tomen en los próximos meses en Francia en materia energética tras el triunfo en las elecciones el pasado 6 de mayo de François Hollande, cuyo programa contemplaba el cierre de las centrales nucleares del país.

Con la excepción de España, los precios medios spot de los principales mercados eléctricos europeos sufrieron marcados descensos, que llegaron a ser de hasta de un 10% en el caso de Francia. La misma tendencia siguieron los precios negociados en el mercado a plazo de electricidad en Francia y Alemania, donde las cotizaciones del Q3-12 cayeron en torno a un 2%. En España, los precios a plazo cayeron en menor medida (-1% el Cal-13, por ejemplo).

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	29/03-12/04	14/03-28/03	Variación (%)
España OMIE	38,59	38,28	0,79%
Portugal OMIE	41,14	41,98	-2,00%
Francia	41,76	46,43	-10,06%
Alemania	41,28	44,84	-7,93%
Italia GME	69,00	70,26	-1,79%
Nord Pool	30,73	33,35	-7,85%

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



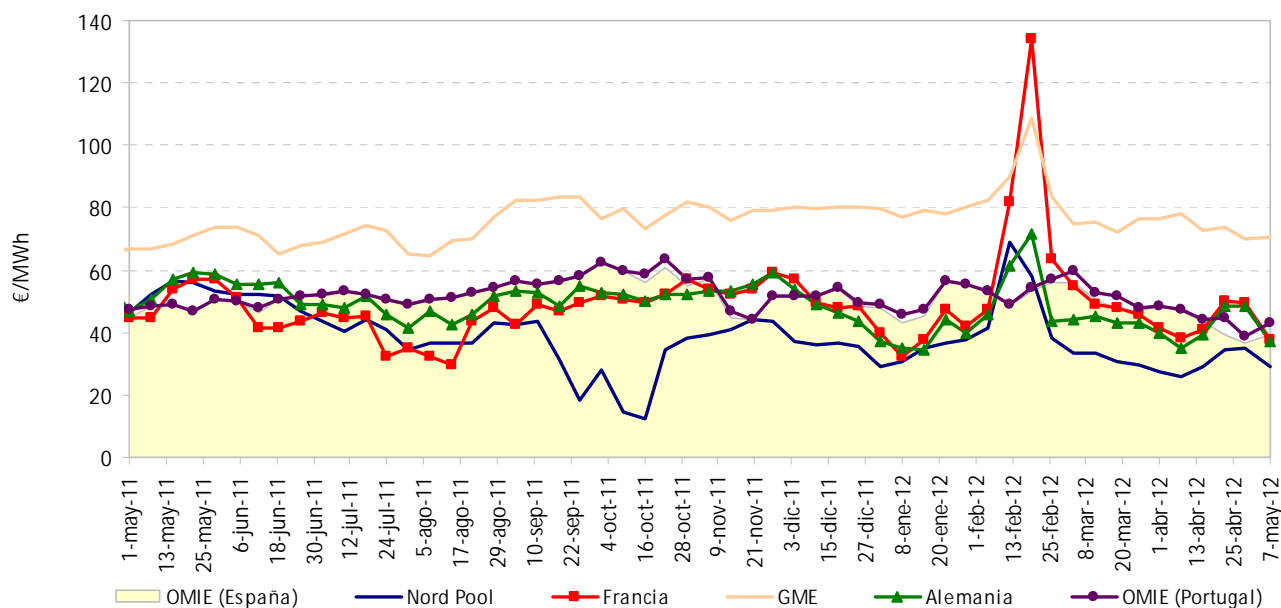


Tabla 2. Evolución de las cotizaciones medias a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂.

	Unidades	29/03-12/04	14/03-28/03	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	117,77	119,85	-1,73%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	117,07	119,16	-1,76%
Gas natural (NBP) entrega en May. 2012	€/MWh	23,79	23,78	0,03%
Gas natural (NBP) entrega en Q3 2012	€/MWh	24,67	24,58	0,40%
Carbón API2 ARA entrega en May. 2012	\$/t	93,65	100,09	-6,43%
Carbón API2 ARA entrega en Q3 2012	\$/t	97,43	103,11	-5,51%
Derechos de CO₂ entrega en Dic. 2012	€/t	7,20	7,13	0,91%

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

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

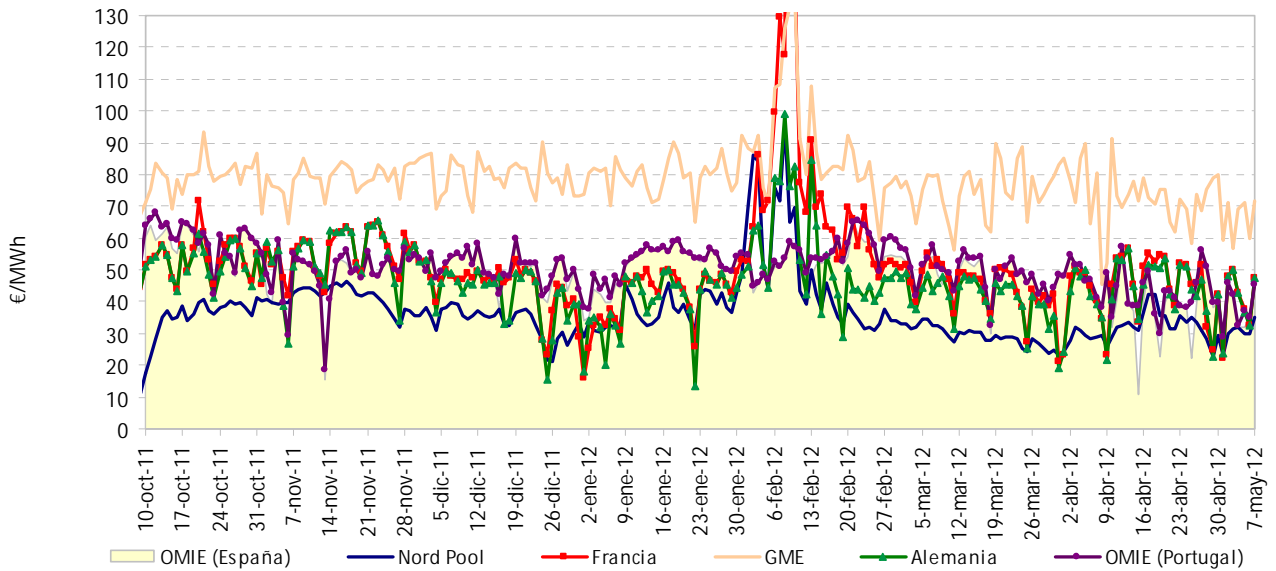


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.



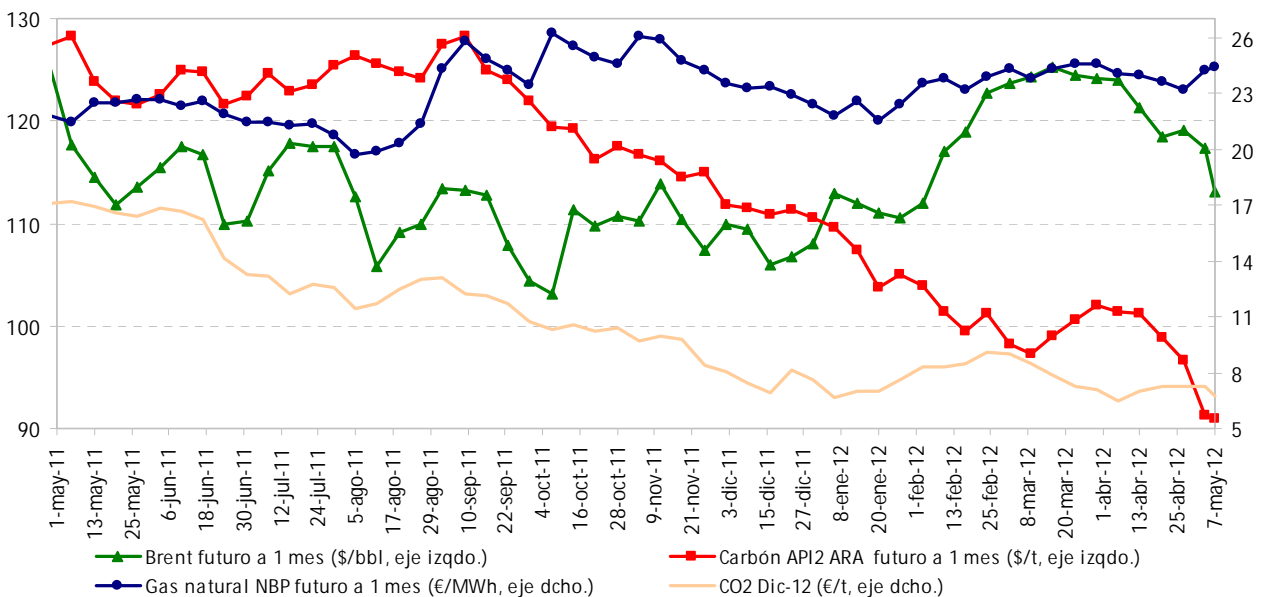


Gráfico 2. Evolución de los precios medios spot diarios de la electricidad en Europa.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de las siguientes fuentes: EEX, Reuters y European Climate Exchange.



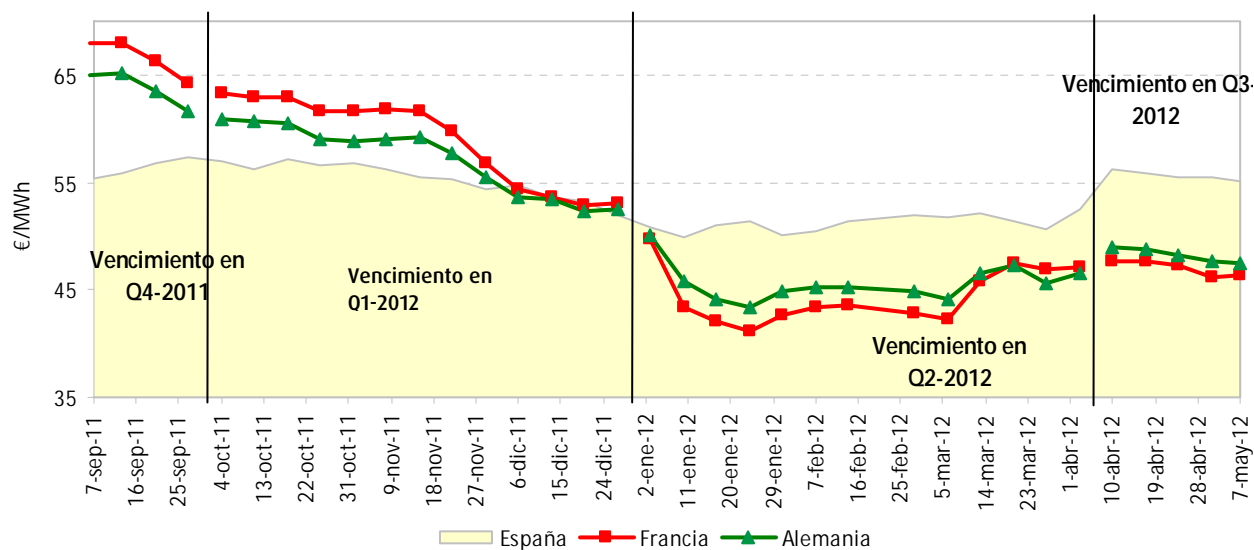


Tabla 3. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa (€/MWh).

	29/03-12/04	14/03-28/03	Variación (%)
España entrega en Q3 2012	55,43	55,73	-0,55%
España entrega en 2013	50,95	51,54	-1,15%
Francia entrega en Q3 2012	46,48	47,47	-2,09%
Francia entrega en 2013	56,98	57,84	-1,47%
Alemania entrega en Q3 2012	47,69	48,71	-2,08%
Alemania entrega en 2013	56,10	56,90	-1,42%

Fuente: OMIP, Powernext 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).

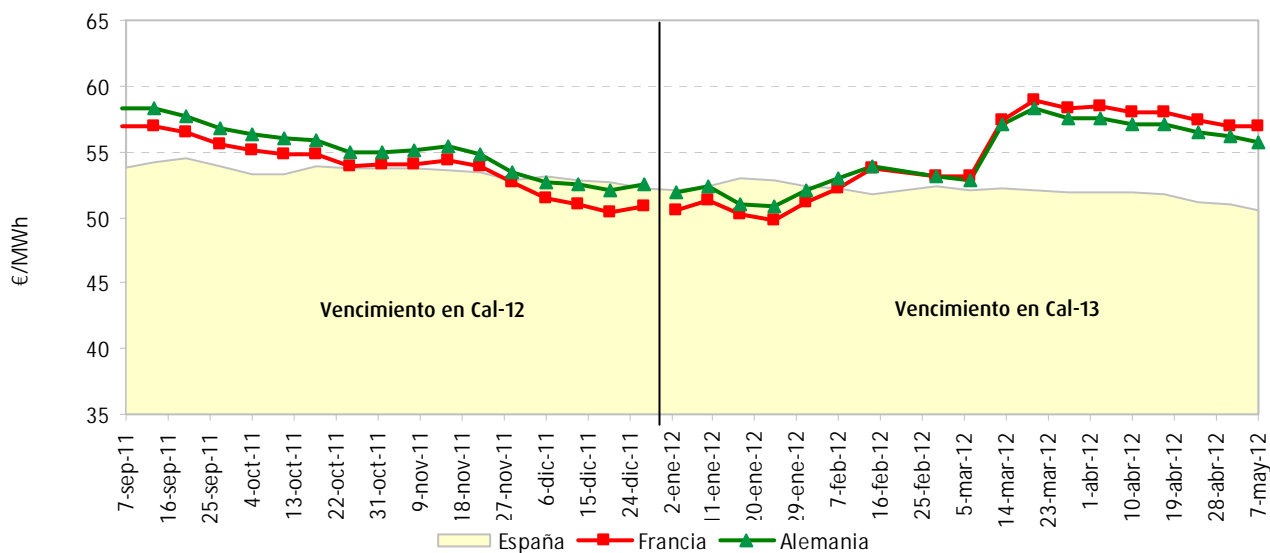


Fuente: OMIP, Powernext y EEX.





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



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

