



Boletín de Energía y Sociedad

Número 29, 6 de mayo de 2010

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
El Gobierno publica el Real Decreto que regula el proceso de titulación del déficit tarifario del sistema eléctrico.	p.2
El Gobierno presenta nuevas medidas dentro de su estrategia de eficiencia energética.	p. 4
Reflexiones de interés	p. 7
Hacia un sistema energético europeo (casi) libre de emisiones en el año 2050.	p. 7
Asignación de energía en el corto y en el largo plazo en los mercados de electricidad liberalizados.	p. 10
Evolución de los mercados energéticos	p. 13

EN ESTE NÚMERO...

...comentamos en el apartado de novedades el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico. Asimismo, revisamos las últimas medidas sobre eficiencia energética anunciadas y aprobadas por el Gobierno, incluyendo la "Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España" y el Real Decreto-ley 6/2010.

En el apartado de reflexiones, analizamos un documento de trabajo en el que Christopher Jones (Comisión Europea) y el profesor Glachant (Instituto Europeo de Florencia) analizan las razones y las medidas necesarias para que en el año 2050 el sector energético europeo esté (casi) libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, revisamos un documento de trabajo del centro Statistics Norway que analiza el proceso de asignación de la energía en el corto y largo plazo en los mercados liberalizados de electricidad a través de la interacción entre el mercado spot mayorista y el mercado minorista y los problemas que pueden causar las restricciones sobre los precios en los mercados minoristas.

En el periodo analizado se ha registrado un aumento generalizado en los precios del carbón, del gas natural y de los derechos de emisión de CO2, mientras que los precios medios del Brent han mantenido una cierta estabilidad. Los precios spot medios en España y Portugal continúan siendo inferiores a los registrados en el resto de mercados europeos.





Novedades en el sector

El Gobierno publica el Real Decreto que regula el proceso de titulización del déficit tarifario del sistema eléctrico.

El Real Decreto 437/2010, desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico y supone un paso importante para completar el desarrollo normativo de la titulización del déficit tarifario que fue iniciado en mayo del pasado año con la aprobación del Real Decreto-ley 6/2009. Mediante este real decreto, se establecen los derechos de cobro, cuyos titulares son las compañías eléctricas, que podrán ser cedidos al "Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico", se desarrolla el procedimiento de cesión de estos derechos y se especifican tanto los activos como los pasivos que conforman dicho Fondo. Adicionalmente, se establecen las bases del procedimiento por el que se emitirán los instrumentos financieros del Fondo.

Enlace: 21 de abril de 2010, [Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico](#), Boletín Oficial del Estado (BOE).

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico y supone un paso relevante en el proceso global para su solución iniciado el año pasado con la aprobación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril.

Concretamente, el [Real Decreto-ley 6/2009](#), por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, entre otros aspectos, estableció límites máximos al déficit de tarifa, acotando para los años 2009¹, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas a 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente. Asimismo, esta disposición establece que, a partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso deben ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas sin que pueda aparecer déficit ex ante².

Para poder recuperarlos, los déficits del sistema de liquidaciones del sector eléctrico generan derechos de cobro que consisten en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos. El RD-ley 6/2009, establece que los derechos de cobro no

¹ Según el "[Informe sobre los resultados de las liquidaciones provisionales del sector eléctrico N° 14 de 2009](#)", publicado por la CNE el pasado 13 de abril, dicha liquidación se cerró con un déficit de 4.615 millones de euros. Dado que durante el primer semestre de 2009 se mantuvo la aplicabilidad del régimen establecido por el Real Decreto-ley 11/2007 por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, el déficit tarifario final del año 2009 sería en principio inferior al establecido en la liquidación 14/2009 de la CNE y podría situarse dentro del rango de 4.100 – 4.400 M€.

² Los posibles desvíos entre los ingresos a través de los peajes de acceso y los costes reales de acceso en un periodo de liquidación dado se tendrán en cuenta a la hora de aprobar los peajes de acceso del periodo siguiente.





cedidos hasta ese momento puedan ser cedidos con la garantía de aval del Estado a un fondo de titulización específico, denominado "Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico" (en adelante FTDSE) creado en el propio Real Decreto-ley 6/2009, cuyo desarrollo regulatorio debía realizarse mediante real decreto.

El Real Decreto-ley 6/2009, no determina los titulares iniciales de los derechos de cobro asociados a los déficits de tarifa de los años 2009, 2010, 2011 y 2012 y dejó abiertos algunos aspectos relacionados con los eventuales desajustes temporales entre costes e ingresos de las actividades reguladas. Los artículos 21 y 22 del [Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo](#), regulan estos aspectos.

El RD 437/2010 regula, por tanto, el proceso de titulización de déficit tarifario del sistema eléctrico. En particular, dicho RD regula aspectos como los derechos de cobro susceptibles de cesión al FTDSE así como los titulares iniciales, el proceso de cesión de los derechos de cobro al FTDSE, el activo y el pasivo del FTDSE y la creación de una Comisión Interministerial.

El artículo 2 del RD 437/2010 regula tres tipos de derechos de cobro susceptibles de cesión: los derechos de cobro generados y no cedidos a terceros por los titulares iniciales a 31 de diciembre de 2008³, los derechos de cobro del déficit de 2009 (por un importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009 de 3.500 M€) y los derechos de cobro asociados a la financiación de los déficits peninsulares y extrapeninsulares generados en cada uno de los años 2010, 2011 y 2012. Por otro lado, los derechos de cobro asociados a los déficits generados hasta el año 2009 devengarán un tipo de interés de actualización hasta el momento en que sean cedidos al FTDSE basado en el EURIBOR⁴.

El artículo 4 establece los titulares iniciales de los derechos de cobro asociados a los déficits generados en el periodo 2010 a 2012⁵. En el artículo 5 se establece que los titulares iniciales tienen el derecho a ceder total o parcialmente sus respectivos derechos al FTDSE. Asimismo, el FTDSE deberá adquirir los derechos que le sean cedidos en un plazo máximo de un año desde el momento de la comunicación de la cesión (siempre que no se produzcan situaciones excepcionales en los mercados). En relación con el precio de cesión, el artículo 7 establece que éste será el importe pendiente de cobro en el momento de la cesión (para los derechos generados y no cedidos hasta el 31 de diciembre de 2008), el importe reconocido actualizado al momento de la cesión (para los derechos de cobro del déficit de 2009) mientras que para los derechos de cobro de los déficits generados entre los años 2010 y 2012 será el importe del déficit que se reconozca en las liquidaciones de las actividades reguladas y en las diferentes disposiciones mediante las que se aprueben los peajes.

³ Derechos de cobro peninsulares para 2006 y 2008 y extrapeninsulares para 2001-2002, 2003-2005, 2006, 2007 y 2008.

⁴ En el caso del déficit del 2009 al factor de actualización basado en el EURIBOR se le suma un diferencial de 20 puntos básicos (0,20 puntos porcentuales).

⁵ Los titulares iniciales y los porcentajes asociados son: Iberdrola (35,01%), Hidroeléctrica del Cantábrico, (6,08%), Endesa (44,16%), EON España (1%) y Gas Natural S.D.G. (13,75%).





El activo del FTDSE (definido en el artículo 8) estará formado por todos aquellos derechos de cobro que le hayan sido cedidos, así como por cualquier otro instrumento financiero que permita una gestión más eficiente del mismo. El pasivo del FTDSE (regulado en el artículo 11) estará constituido por los instrumentos financieros que se emitan, cuya emisión se realizara o bien a un precio convenido con las entidades financieras elegidas o bien mediante subasta. Las entidades encargadas de la colocación de estos instrumentos financieros serán elegidas mediante un procedimiento competitivo que se basará en criterios de tipo técnico (capacidad para distribuir instrumentos similares, experiencia y capacidad de asesoramiento) y económico (relacionadas con las comisiones por sus servicios y con las indicaciones de los precios a los que consideran viables la colocación). Para cubrir eventuales desfases de tesorería entre ingresos y pagos del FTDSE, podrá constituirse una línea de crédito del ICO en condiciones de mercado.

La publicación del RD 437/2010 debería permitir que, en los próximos meses, las empresas eléctricas obligadas a financiar el déficit tarifario generado, debido al establecimiento de unas tarifas eléctricas inferiores a los costes reales de suministro, puedan ceder los derechos de cobro al FTDSE, para finalmente recuperar las cantidades adelantadas al sistema eléctrico para la financiación de este déficit, liberando así su balance de esta carga impuesta. A partir de la publicación de la norma, habrá que esperar a que la sociedad gestora del FTDSE finalice de manera efectiva las tareas previas para la efectiva titulación de los derechos de cobro. De la eficiencia en la colocación de estos activos en los mercados financieros dependerá que el coste financiero asociado a la emisión del pasivo del FTDSE sea más o menos gravosa para los consumidores eléctricos españoles, ya que son ellos los que finalmente deben acabar pagando la deuda eléctrica generada.

Enlaces a fichas de "Energía y Sociedad" relacionadas: [El déficit de tarifas](#), [Consecuencias del déficit de tarifas](#).





El Gobierno presenta nuevas medidas dentro de su estrategia de eficiencia energética.

En el último mes, el Gobierno ha anunciado diversas medidas que tienen como objetivo principal la mejora de la eficiencia energética en España. Por un lado, el pasado 6 de abril se presentó la "Estrategia integral para impulsar el vehículo eléctrico en España", que establece un plan de acción cuyo objetivo es desarrollar una flota de 250.000 vehículos eléctricos (puros e híbridos enchufables) en 2014. Por otra parte, el Real Decreto-ley 6/2010, de 13 de abril, introduce dos nuevos agentes en el sector energético que contribuirán al objetivo de incrementar la eficiencia energética: las empresas de servicios energéticos y los gestores de carga, que ofrecerán servicios de recarga de baterías eléctricas.

Enlace: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, [Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España](#), abril de 2010, y [Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo](#), Boletín Oficial del Estado (BOE).

El Real Decreto-ley 6/2010 (RDL 6/2010), publicado el 13 de abril, establece en su capítulo quinto, una serie de medidas orientadas a la mejora de la eficiencia energética en nuestro país. En primer lugar, introduce el concepto de **empresa de servicios energéticos**⁶ (ESE) en la normativa española. Las ESEs se definen de manera genérica como aquellas empresas que proporcionan servicios orientados a obtener mejoras en la eficiencia en el consumo de energía. Los servicios prestados por estas empresas consistirán en la realización de inversiones materiales, de obras o de suministros necesarios para optimizar la calidad y la reducción de los costes energéticos.⁷ El RDL 6/2010 establece la aprobación, en un plazo de seis meses, de un plan de impulso a este tipo de empresas que incluirá además un programa concreto para las administraciones públicas, para lo que se modifican algunos aspectos del marco regulador de contratos del sector público, agilizando los procesos de contratación de este tipo de empresas con las administraciones públicas y fomentando acuerdos con las empresas.

Por otra parte, mediante este RDL se establece la figura de un nuevo agente en el sector eléctrico, los **gestores de cargas del sistema**, que prestarán servicios de recarga de electricidad, teniendo como función principal la entrega de energía para la recarga de vehículos que utilicen motores eléctricos o baterías de almacenamiento. Estos agentes realizarán el servicio de recarga

⁶ La [Directiva 2006/32/CE](#), que tenía como objetivo el fomento de la mejora rentable de la eficiencia del uso final de la energía en los Estados miembros, introdujo y definió el concepto de empresas de servicios energéticos (ESE).

⁷ Algunos ejemplos de los servicios que prestarán estas empresas en el sector doméstico o de servicios pueden ser la sustitución de sistemas de calefacción por otros más eficientes, la incorporación de sistemas de encendido/apagado de luces por control de presencia en despachos o habitaciones, la sustitución de bombillas incandescentes por bombillas de bajo consumo o mejoras en el aislamiento de los edificios frente al calor y al frío. En el sector industrial pueden mejorar estos aspectos y los relacionados, en general, con los rendimientos energéticos de sus procesos productivos.



principalmente en garajes privados de uso público y en la vía pública. El desarrollo del parque de vehículos eléctricos es uno de los pilares de la estrategia actual de eficiencia energética.

En este sentido, la **“Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico”** (en adelante, la Estrategia), publicada el pasado 6 de abril,⁸ establece una serie de medidas que serán implementadas a través de “Planes de acción”⁹ que sentarán las bases que permitan implantar el vehículo eléctrico (VE) en España. El objetivo cuantitativo de la Estrategia gubernamental es alcanzar en 2014 la cifra de 250.000 vehículos eléctricos en España (puros e híbridos enchufables). Para alcanzarlo, el Gobierno centra sus esfuerzos en cuatro líneas de actuación, que serán desarrollados a través de 15 medidas de acción fijadas por el Plan de Acción 2010-2012:¹⁰

(1) Impulso a la demanda y promoción del uso del VE. La Estrategia se centra en atender, en un primer momento, la demanda del sector representado por las flotas de servicios profesionales de ámbitos urbanos y la demanda de movilidad personal en desplazamientos cortos y medios en las ciudades (al puesto de trabajo, etc.). Para ello, el Plan de Acción elaborará un mapa de flotas públicas y privadas susceptibles de renovarse mediante vehículos eléctricos,¹¹ estableciendo ayudas para la adquisición de estos vehículos, que ascenderán al 20% de su coste con un máximo de 6.000 euros por vehículo para usuarios particulares y flotas privadas e instrumentando otras medidas en el ámbito de las administraciones locales para favorecer el uso del VE frente al vehículo de combustión interna (preferencia de circulación en zonas restringidas, ampliación de los horarios de carga y descarga, rebaja del Impuesto de Circulación o la reserva de espacios públicos, por ejemplo.

(2) Fomento de la industria del VE y de la I+D+i.¹² La Estrategia establece como uno de sus objetivos el desarrollo de la industria de componentes y módulos específicos para estos vehículos y de elementos asociados a ellos (comunicación con VE, infraestructuras de recarga, etc.). Además, la Estrategia establece un programa específico de apoyo a la I+D+i en este sector con el objetivo de identificar y analizar las tecnologías claves, difundirlas en el ámbito empresarial, etc.

(3) Desarrollo de las infraestructuras de carga y gestión de la demanda. La Estrategia define un programa de despliegue de infraestructuras de recarga de los vehículos eléctricos que favorezca su recarga lenta, con escasos requisitos de potencia. Los objetivos definidos por este programa para el año 2014 se centran en la existencia de 62.000 puntos de recarga en domicilios particulares, 263.000 puntos en aparcamientos de flotas, 12.150 en aparcamientos públicos, y 6.200 en vías

⁸ Esta Estrategia forma parte de la [“Estrategia de Economía Sostenible”](#) que está compuesta por un conjunto de reformas que el Gobierno va a implementar para crear empleo e implementar un nuevo modelo económico.

⁹ La Estrategia Integral para el Impulso del VE 2010-2014, se implementará a través de dos planes de acción. El primero, para 2010-2012, es el descrito en este documento. El segundo, para 2012-2014, será presentado en el futuro.

¹⁰ Según el Plan, en conjunto estas medidas supondrán un coste total de 590 M€ entre los años 2011 y 2012.

¹¹ Según la Estrategia, de los 250.000 vehículos eléctricos que estarán circulando en 2014, el 85% pertenecerán a flotas y el 15% restante se tratará de vehículos de uso personal.

¹² El Plan de Acción 2010-2012 estima que el coste de todas las medidas establecidas en este apartado se eleva a 348 M€.





públicas. Adicionalmente, la Estrategia define un programa de gestión de la demanda energética cuyo principal objetivo es aprovechar la introducción de esta nueva forma de demanda eléctrica (VE) para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, mediante un aplanamiento de la curva de demanda provocado por la carga nocturna de estos vehículos. Para ello, el Plan de Acción establece la creación de una tarifa de acceso destinada a promover la carga de VEs en horario nocturno.

(4) Otras actuaciones. Además de las medidas anteriores, la Estrategia propone otras medidas, como planes de comunicación y márketing, trabajar en la eliminación de barreras regulatorias, legales y de normalización que puedan impedir el desarrollo del VE y el fomento de formaciones profesionales específicas y especializadas en el desarrollo de esta tecnología.

Ante la actual situación de crisis económica que se está viviendo en el ámbito internacional y dados los objetivos de reducción de las emisiones contaminantes en el medio y largo plazo, numerosos países han visto en la eficiencia energética una oportunidad para, por un lado, desarrollar nuevas industrias que ayuden a superar las dificultades económicas actuales y, por otro, fomentar una reducción del consumo energético, reduciendo de este modo las emisiones contaminantes y la dependencia de combustibles importados. En el caso de los VEs, una de las principales apuestas de futuro del actual gobierno, habrá diversos factores dentro del sector eléctrico que permitirán el desarrollo con éxito de esta industria como el desarrollo de una normativa que permita un suministro eficiente y sin costes superfluos a esta nueva carga eléctrica o la capacidad de las empresas de distribución de asumir las inversiones necesarias para poner en marcha las infraestructuras en las redes que permitan integrar las nuevas tecnologías, para lo que hace falta actualizar adecuadamente el marco normativo y retributivo vigente de esta actividad.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [El cambio climático y el Protocolo de Kioto](#), [Eficiencia económica y protección a clientes vulnerables](#), [Actividades reguladas](#), [Las tarifas reguladas](#).





Reflexiones de interés

Hacia un sistema energético europeo (casi) libre de emisiones en el año 2050.

En este documento de trabajo, Christopher Jones (Comisión Europea) y el profesor Glachant (Instituto Europeo de Florencia) analizan las razones y las medidas necesarias para que en el año 2050 el sector energético europeo esté (casi) libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Los autores consideran que alcanzar un sistema energético libre de emisiones en el año 2050 es factible, aunque difícil. Los autores remarcan que lograr un nivel de emisiones casi nulo en el año 2050 es un reto importante, pero que brinda importantes oportunidades para la Unión Europea. En su opinión, los próximos años serán decisivos para establecer un marco regulatorio que permita llevar a cabo las inversiones necesarias para superar dicho reto.

Enlaces: [C. Jones y J. M. Glachant, "Why and how the European Union can get a \(near to\) carbon-free energy system in 2050?", MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, marzo 2010.](#)

El punto de partida de los autores de este documento de trabajo, Christopher Jones¹³ y Jean-Michel Glachant¹⁴, es la necesidad de que el sistema energético de la Unión Europea tenga un nivel de emisiones de gases de efecto invernadero nulo en el año 2050. Concretamente, los autores recuerdan que, el informe del Panel Intergubernamental de Cambio Climático de la ONU (IPCC) del año 2007 ("Fourth Assessment report") señaló la necesidad de reducir en el año 2050 el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero entre un 85 % y un 50 % respecto los niveles de del año 2000, para que el incremento de la temperatura global se situara entre los 2° C y los 2,4° C.

Asimismo, los autores señalan que hay una serie de sectores para los que es muy difícil, sino imposible, que se alcancen reducciones significativas de emisiones (por ejemplo, actividades asociadas al sector agrícola, emisiones de otros gases con efecto invernadero diferentes del CO₂, emisiones ligadas al transporte aéreo y marítimo,...). Se espera que las emisiones asociadas a estos representen en el año 2050 alrededor de un 20% de las emisiones actuales. Por todo ello, una reducción en el año 2050 del 80% en el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (respecto las registradas en el año 2000) en el marco de la Unión Europea, requiere un sistema energético, así como una industria ferroviaria y de transporte por carretera y edificaciones con mecanismos de calefacción y refrigeración, con emisiones (casi) nulas¹⁵.

¹³ Christopher Jones, jefe de gabinete del Comisario Piebalgs (Comisario europeo de Energía, 2004 -2009).

¹⁴ Profesor de la Cátedra Loyola de Palacio de Política Energética y Director de la Escuela de Regulación, en el Centro Robert Schuman del Instituto Europeo de Florencia.

¹⁵ En este mismo sentido, el informe "[Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe](#)", señala que Europa deberá alcanzar en el año 2050 una reducción de emisiones de al menos el 80% en relación a los niveles de 1990. Dicho informe





Para conceptualizar los factores que determinan el nivel de emisiones, los autores señalan que éstas vienen determinadas por la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones GEI} = [\text{Población}] * [\text{PIB}] * [\text{intensidad energética}] * [\text{intensidad de emisiones}]$$

Dado que ni la población, ni la riqueza¹⁶, ni la intensidad energética pueden ser cero, alcanzar un nivel de emisiones nulo requiere que la intensidad de emisiones sea nula. Los autores diferencian asimismo, entre el término “escala de un sistema”¹⁷, asociado al volumen de energía consumido (y por tanto asociado al concepto de eficiencia energética) y el término “diseño del sistema” referido al mix energético que permite producir un volumen de energía determinado (asociado a la intensidad de emisiones de un mix energético concreto). Por tanto, eficiencia energética (que determinará la escala del sistema o volumen de energía consumido) e intensidad de emisiones, son los dos factores sobre los que actuar para alcanzar el nivel de emisiones totales deseado.

En relación con la eficiencia energética, los autores señalan que en un escenario “continuista”, definido como un escenario en el que se prorrogan hasta el año 2050 las medidas contenidas en el [“Plan de acción sobre Eficiencia Energética”](#)¹⁸, el consumo de energía en Europa en 2050 sería un 10% superior al consumo energético actual. Así, las mejoras en eficiencia contenidas en dicho plan permiten, en términos generales, cancelar los incrementos de consumo energético que se derivan del propio crecimiento económico¹⁹.

En el artículo se analiza un “escenario agresivo” de consumo final en el año 2050, bajo el que se obtendría una reducción del consumo energético del 37% respecto los niveles actuales de consumo (suponiendo una tasa de crecimiento del PIB del 2% anual hasta el año 2050). Para alcanzar este “escenario agresivo” la demanda energética de la industria debería reducirse un 30%, la demanda de los hogares un 40%, mientras que el consumo del sector servicios, agrícola y otros debería reducirse un 35% y el del transporte debería reducirse un 40% respecto el consumo energético en el año 2007. Para poder alcanzar el nivel de consumo energético previsto en el “escenario agresivo” debería fomentarse la mejora en eficiencia en nuevas edificaciones, ya que en términos de coste es más eficiente actuar en nueva edificación que en mejoras de edificaciones existentes. Otras áreas

considera que este objetivo de reducción de emisiones es solo posible si la producción de energía eléctrica se realiza sin emisiones (o con un nivel de emisiones inferior al 5% de las emisiones de previstas bajo el “escenario base” (continuista).

¹⁶ Riqueza o producción en el sentido macroeconómico del término, es decir medida por ejemplo por el PIB anual de un país.

¹⁷ La “escala del sistema”, se obtiene del producto de tres factores: población, riqueza e intensidad energética. De estos tres parámetros o factores, únicamente puede modificarse la intensidad energética, que podrá reducirse a través de mejoras en la eficiencia energética.

¹⁸ El “Plan de Acción de Eficiencia Energética” es una iniciativa de la Comisión Europea con el objetivo de alcanzar una reducción del 20% sobre las previsiones de consumo energético en el año 2020. Esta senda supone un ahorro energético del 1,5% anual. El periodo de vigencia del plan es entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2012. En el año 2009 debería haberse producido una actualización del plan que finalmente ha sido postergado y se llevará a cabo en el año 2010. Puede consultar más información sobre las medidas de eficiencia energética impulsadas por la Unión Europea [aquí](#).

¹⁹ Los autores suponen un crecimiento anual del PIB del 2%.





de actuación que permitirían alcanzar el objetivo de reducción de consumo en el año 2050 establecido en el escenario agresivo, sería la mejora en la eficiencia de aparatos electrodomésticos, de procesos de producción de bienes manufacturados, así como en transporte, especialmente a través del desarrollo del vehículo eléctrico.

En lo que se refiere al “diseño del sistema”, es decir, al mix energético utilizado (que determina a su vez la intensidad de emisiones) que permita alcanzar el objetivo de un sistema energético sin emisiones o emisiones cuasi nulas en el año 2050, los autores señalan tres áreas de actuación: energías renovables, energía nuclear y uso de combustibles fósiles con mecanismos de captura y almacenamiento de CO₂ (“Carbon Capture and Storage”, CCS en adelante). Los autores consideran que no existe una única tecnología que predomine sobre las restantes y que, aunque no es fácil sustituir el sistema energético actual por alternativas con bajas o nulas emisiones, si se mantiene la capacidad de producción nuclear actual, junto con un volumen limitado de producción térmica (con tecnología CCS) se podría producir en el año 2050 toda la energía necesaria mediante fuentes con emisiones cuasi nulas de gases de efecto invernadero.

Si además, se implantara el “escenario agresivo” de mejora de la eficiencia energética, podría alcanzarse un sistema energético sin emisiones “empleando únicamente parte del potencial que las energías renovables tienen en la Unión Europea”. Finalmente, los autores consideran que, según las sendas de evolución de costes producción eléctrica publicadas por la Agencia Internacional de la Energía, los precios de la energía bajo los escenarios sin emisiones planteados no serían excesivamente elevados.

En relación con las medidas regulatorias necesarias para alcanzar el objetivo de un sector energético con cero emisiones en 2050, los autores señalan como aspecto clave para reducir la “escala del sistema” la mejora de la eficiencia energética en los edificios, dado que el 40% del consumo energético de la Unión Europea está ligado a las edificaciones. En este sentido, los autores consideran que deberían aumentarse los requisitos de eficiencia mínima en la nueva construcción, e introducir incentivos fiscales a la mejora de la eficiencia energética de edificios ya construidos. Para alcanzar este objetivo, los autores consideran que el próximo “Tercer Plan de Actuación sobre la Eficiencia Energética” debe sentar las bases para avanzar en la mejora de la eficiencia energética.

Respecto a las iniciativas regulatorias que modifiquen el “diseño del sistema”, los autores consideran que el sector eléctrico juega un papel vital. Los autores señalan en primer lugar, que el actual mecanismo europeo de negociación de derechos de emisión (“EU Emissions Trading Scheme”, EU ETS) no es adecuado para empresas de menor tamaño y que en su configuración actual el sistema es insuficiente. Por ello, y aunque el EU ETS jugará un papel importante en la reducción de emisiones es muy probable que sea necesario establecer objetivos y mecanismos específicos de apoyo a las energías renovables. Los autores consideran de hecho, “que es difícil prever un escenario futuro con nulas emisiones en el que no haya como mínimo un 50% de energías renovables”.





Por todo ello, los autores abogan por un “marco regulatorio para la energía renovable” en el que, entre otros aspectos, se establezcan reglas comunes sobre acceso a la red para aquellos proyectos que afecten a más de un estado miembro (por ejemplo, la red eólica marina del norte de Europa, [“Baltic and North Sea off-shore wind connections”](#), o el [“Plan Solar Mediterráneo”](#)), se fomente el desarrollo de redes inteligentes (“smart grids”) que permitan la integración efectiva de generación intermitente, se desarrolle la capacidad de interconexión entre países miembros.

En términos generales, los autores consideran que, aunque este objetivo es muy ambicioso, es alcanzable, aunque para ello, los gobiernos y reguladores europeos deben establecer prioridades y marcos normativos que permitan a las empresas privadas acometer las inversiones en volúmenes y tipología necesaria para que los objetivos para el año 2050 puedan alcanzarse.

El artículo pone de manifiesto que una vez se han tomado decisiones políticas respecto la lucha contra el cambio climático y se han establecido objetivos de emisiones futuras de gases de efecto invernadero y/o objetivos de generación mediante energías renovables, es necesario desarrollar marcos regulatorios y sistemas de incentivos claros y estables, que den las adecuadas señales de inversión a las empresas privadas de forma que en un contexto de mercados competitivos se alcancen los objetivos finales planteados por los reguladores y/o los políticos. Establecer objetivos futuros, requiere además desarrollar marcos regulatorios estables sobre los que las empresas desarrollen sus estrategias y tomen sus decisiones, de forma que puedan alcanzarse los niveles de eficiencia energética y de emisiones (intensidad energética) que la sociedad a través de los políticos ha establecido como deseables.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [El esquema cap-and-trade y los incentivos a reducir emisiones](#), [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#), [Regulación y maximización del bienestar social](#).





Asignación de energía en el corto y en el largo plazo en los mercados de electricidad liberalizados.

En un documento de trabajo recientemente publicado, dos investigadores del centro Statistics Norway analizan cómo se asigna la energía en el corto y largo plazo en los mercados liberalizados de electricidad a través de la interacción entre el mercado spot mayorista y el mercado minorista. La principal conclusión del estudio es que una demanda totalmente inelástica en el mercado spot mayorista no necesariamente dará lugar en una situación de escasez de oferta o a un fallo de mercado (demanda no atendida) siempre que los incentivos que generan los precios en el mercado spot mayorista puedan trasladarse al mercado minorista. Los autores argumentan que un mercado no tiene que funcionar de forma optimizada para poder gestionar adecuadamente una situación de escasez de oferta, y que los problemas de asignación de energía en el corto y largo plazo surgen cuando hay restricciones sobre los precios minoristas que a lugar a un nivel de demanda excesivamente elevado.

Enlace: [T. Ericson y B. Halvorsen, "Short- and long-term allocation of power in liberalized electricity markets", Statistics Norway Discussion Paper n° 612, marzo de 2010.](#)

Ericson y Halvorsen comienzan su artículo mencionando brevemente las experiencias extremas sufridas por los mercados eléctricos de Noruega y California a comienzos de la década de los 2000.

En Noruega, un sistema marcadamente hidráulico, un otoño extraordinariamente seco dio lugar a un invierno de 2002-2003 en el que la oferta se redujo y los precios spot se incrementaron en más de un 300% entre octubre y comienzos de enero. Este incremento de precios pudo, en gran medida, ser traspasado a los consumidores, lo que hizo que la demanda se redujera en una magnitud suficiente como para que la seguridad del sistema no se viera en riesgo.

Por el contrario, en California la combinación de precios elevados del gas natural, bajos niveles de reservas hidráulicas y un nivel elevado de demanda (temperaturas extremas en verano e invierno) dio lugar a precios spot muy elevados en el invierno de 2000 y a varias interrupciones en el suministro. Sin embargo, debido a la existencia de un tope de los precios de los consumidores finales, los precios mayoristas no pudieron ser traspasados a los precios minoristas, por lo que los consumidores carecieron de incentivos para moderar su demanda y se produjeron graves interrupciones en el suministro (fallos de mercado).

De acuerdo con los autores, para entender por qué estos dos mercados respondieron de forma tan distinta a situaciones similares se deben analizar los mecanismos de asignación de la capacidad y la energía en el corto y largo plazos. Mientras la capacidad de generación se asigna en el corto plazo de acuerdo con la oferta y la demanda en el mercado spot, la asignación de la energía (o uso de la capacidad de generación a lo largo del tiempo) dependerá de la interacción entre los mercados mayorista y minorista. La experiencia de Noruega y California muestra, según los autores, que aunque un mercado pueda asignar la capacidad de generación en el corto plazo, puede tener





problemas de exceso de demanda (y, por tanto, interrupciones en el suministro) si los precios en el mercado minorista están sujetos a restricciones regulatorias.

En el caso noruego, una de las características más sobresalientes del mercado minorista en el invierno 2002-2003 era que la mayor parte de los hogares consumía electricidad bajo contratos (estándares) de precio variable, con actualizaciones de precios cada dos semanas (o a intervalos más espaciados).²⁰ Un contrato que estaba popularizándose en aquel momento entre los hogares era el “contrato spot”, que actualizaba los precios de la electricidad cada mes en línea con la evolución del precio spot de la electricidad en Noruega. Dado que una gran parte de los hogares no disponía de contadores con discriminación horaria,²¹ los incentivos a ahorrar energía se centraban en el total del período y no en horas/días concretos.

¿Cómo se asignaba la potencia (en el corto plazo) y la energía (en el medio y largo plazo) en un mercado como el Nord Pool? Por un lado, el precio spot de la electricidad en el mercado mayorista depende de la interacción entre las curvas (horarias) agregadas de demanda y oferta. La curva de demanda es muy vertical a partir de un cierto nivel de precios y tiene una pendiente negativa en un rango de precios bajos.²² La curva de oferta, por otro lado, tiene una pendiente positiva (que, en el caso de Nord Pool, depende principalmente de las valoraciones que hacen del agua embalsada los distintos generadores). Al alcanzar el límite de la capacidad instalada, la curva de oferta se vuelve prácticamente vertical.

Por otro lado, en el mercado minorista la curva de oferta tiende a ser completamente horizontal (en el nivel de precios de la energía en los contratos para consumidores finales – el valor medio del precio spot durante un periodo, por ejemplo, en el caso de los hogares sujetos al “contrato spot” mencionado anteriormente). La curva de demanda, sin embargo, tenderá a tener pendiente negativa, en la medida en que haya un cierto grado de respuesta de la demanda ante cambios en los precios (por ejemplo, porque los precios de los contratos se actualicen con cierta frecuencia).

La interacción entre estos dos mercados implica que en una situación de escasez de generación que no llegue al límite de la capacidad,²³ incluso en el caso de que la demanda sea completamente inelástica en el mercado mayorista, una cierta flexibilidad en la demanda en el mercado minorista permitirá ajustar gradualmente la demanda en el mercado mayorista a las condiciones de escasez.

²⁰ Vea más información sobre el desarrollo del mercado minorista de electricidad en Noruega en el [Boletín Energía y Sociedad Número 12](#).

²¹ Los hogares debían enviar información sobre sus consumos entre 4 y 6 veces al año (aunque podían hacerlo más a menudo). El precio final de la energía consumida era una media de precios ponderada por un perfil de precios genérico durante el periodo entre dos lecturas del contador.

²² Esto se debe a la demanda de los comercializadores con producción propia, que saltan del lado de la oferta al lado de la demanda en el mercado (y viceversa) en función de los precios. Por ejemplo, cuando los precios son más bajos que su coste de producción, estos agentes preferirán comprar la energía que necesitan para atender sus obligaciones de suministro.

²³ Si la demanda en el mercado mayorista es muy elevada y vertical, podría no existir un punto de corte con la curva de oferta (que se vuelve vertical en el límite de capacidad), dando lugar a situaciones de racionamiento de energía.



Esto es debido a que el incremento en el precio de los contratos de suministro derivado de los precios spot más elevados tenderá a reducir la demanda de los consumidores finales con contratos de precio variable, con lo que la demanda de los comercializadores se ajustará igualmente en el mercado mayorista, dando lugar a un descenso en el precio spot, ceteris paribus.

De acuerdo con Ericson y Halvorsen, esta explicación simple sobre la interacción entre los mercados mayorista y minorista de electricidad permite entender por qué el mercado californiano fue incapaz de hacer frente con éxito a la situación de escasez que se vivió en el invierno del año 2000: el incremento en los precios spot mayoristas, debido a diversas causas, elevó el coste de suministro de energía en el mercado minorista. Como el mercado minorista estaba sujeto a un tope de precios, la demanda no respondió a la situación de escasez que señalaban los precios en el mercado mayorista. De hecho, las temperaturas por debajo de la media en el invierno de 2000 incrementaron la demanda de electricidad. Como consecuencia, en determinados momentos la demanda de energía en el mercado minorista era tan elevada que dio lugar a situaciones de racionamiento de energía en el mercado mayorista y, por tanto, a apagones.

La conclusión del análisis de Ericson y Halvorsen es que no es suficiente liberalizar el mercado mayorista (en el sentido de permitir que los precios reflejen fielmente el valor de la electricidad en cada momento) para que un mercado eléctrico pueda hacer frente a situaciones de escasez de generación sin que se produzcan fallos de mercado (i.e., apagones). Debe existir suficiente flexibilidad en la formación de precios en el mercado minorista para que los consumidores puedan responder ante situaciones de escasez. Incluso si la respuesta de los consumidores finales no es inmediata, porque únicamente una pequeña fracción de la demanda final tenga contratos cuyos precios se ajusten periódicamente, y existen rigideces en el corto plazo (es decir, situaciones de precios muy elevados en el mercado spot), el mercado podrá generalmente responder en el medio y largo plazo evitando situaciones de falta de suministro, aunque la asignación de recursos no sea la óptima.

La principal conclusión del sencillo análisis de Ericson y Halvorsen es que la intervención en los precios del mercado minorista causa a menudo más problemas de los que las autoridades reguladoras (los Gobiernos) pueden predecir. La respuesta de la demanda es necesaria no sólo para evitar situaciones de riesgo para el suministro eléctrico cuando existe relativa escasez de generación, sino también para inducir decisiones eficientes de consumo. En general, la lección que se extrae del análisis económico de un mercado liberalizado es que, el coste en el largo plazo de la intervención sobre los mecanismos de precios es mucho mayor que el coste político derivado de situaciones puntuales de precios elevados de la energía. En el mercado eléctrico español, aunque existe liberalización plena en el mercado minorista, continúan existiendo tarifas reguladas (Tarifas de Último Recurso, TUR) que afectan a millones de consumidores domésticos y que impiden que las señales sobre el valor real de la energía (los precios spot mayoristas) se trasladen a las decisiones de consumo de los clientes finales. La teoría económica sugiere que los objetivos de la TUR, en términos de equidad y protección de clientes vulnerables, podrían alcanzarse sin interferir con las señales de precios en el mercado.





Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Regulación y maximización del bienestar social](#), [El proceso de liberalización del sector energético](#), [Formación de precios en el mercado diario de electricidad](#), [Las tarifas reguladas](#), [Eficiencia económica y protección a clientes vulnerables](#).

Evolución de los mercados energéticos

El precio medio de los contratos Brent a 1 y 3 meses se situó durante el período analizado (del 24 de abril al 6 de mayo) en 86 \$/bbl y 87,67 \$/bbl, respectivamente, lo que supone un incremento inferior al 1% respecto a los precios medios registrados en la quincena anterior.

Durante el periodo analizado se ha registrado una tendencia general ascendente en las cotizaciones del carbón, el gas natural y los derechos de emisión de CO₂. Así, en el caso del mercado de carbón (contrato con entrega en Europa, API2 ARA), la cotización media del contrato con entrega en junio y con entrega en el tercer trimestre de 2010, se ha situado en el entorno de los 90\$/t. En lo que se refiere al gas natural, las cotizaciones en NBP de los contratos con vencimiento en el mes de junio y en el tercer trimestre de 2010, han experimentado también un incremento cercano al 15% respecto a los valores medios registrados en la quincena anterior. En el mercado de derechos de emisión, el precio medio del contrato con vencimiento en 2010 registró un incremento del 11%, situándose el precio medio en los 15,69 €/t.

En relación a los mercados eléctricos, se ha registrado un moderado en los precios de los mercados eléctricos peninsulares, mientras que en el resto de los mercados europeos los precios medios se han mantenido sin cambios.

Durante el periodo de análisis, los precios medios de los contratos Brent han moderado su crecimiento y se han estabilizado en torno a los 86-88 \$/bbl. Concretamente, el precio medio de los contratos Brent a 1 y 3 meses han ascendido a 86 \$/bbl y 87,67 \$/bbl respectivamente. A pesar de que el crecimiento de ambos contratos con respecto al periodo anterior no supera el 1% de incremento, durante el período analizado (del 24 de abril al 6 de mayo), los precios de cierre de los contratos a 1 y 3 meses han llegado a alcanzar valores máximos cercanos a los 89 \$/bbl y los 91 \$/bbl, respectivamente.

La cotización del carbón continúa con su tendencia alcista durante todo el mes de abril y la primera semana de mayo. Así, la cotización media del contrato API2 ARA con vencimiento en junio y en el tercer trimestre de 2010 se ha situado en los 88,46 \$/t y los 94,69 \$/t respectivamente. Estos valores suponen un incremento del 11% respecto a los precios medios registrados en el periodo anterior.





En el caso de los precios de gas natural negociados en el Reino Unido (National Balancing Point, NBP), los precios medios de los contratos con vencimiento en junio y en el tercer trimestre de 2010 se han situado en los 13,80 €/MWh y los 14,25 €/MWh, lo que supone incrementos del 15% respecto al anterior periodo analizado. En el caso de los precios de gas natural en EE.UU., la cotización del Henry Hub con entrega a un mes se mantiene muy estable, en consecuencia, aumenta aún más diferencial entre los precios a ambos lados del Atlántico.

En el mercado de derechos de emisión de CO₂, los precios mantienen la tendencia ascendente iniciada a principios de abril. Así, la cotización media del contrato EUA-2010 se ha situado en los 15,69 €/t (frente a los 14,14 €/t en la quincena anterior), lo que supone un incremento de un 11% respecto la quincena anterior.

En el caso de los mercados eléctricos europeos, los precios spot de la electricidad han permanecido estables durante el periodo analizado, siendo España y Portugal los mercados donde se ha registrado el mayor incremento. Pese al incremento experimentado, los precios spot medios en la Península Ibérica no sobrepasan la barrera de los 30 €/MWh y continúan por debajo de los precios del resto de Europa. En relación a los precios a plazo de la electricidad, durante el periodo analizado, se ha producido un ligero aumento. Así, la cotización media del contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2010, en Francia, Alemania y España se ha situado en torno a los 45 €/MWh. En el caso del contrato anual con vencimiento en 2011 (Cal-11), la cotización media en España durante el periodo analizado ha ascendido a 43,74 €/MWh, mientras que en Francia y Alemania el precio medio se ha situado en los 54,43 €/MWh y 51,70 €/MWh, respectivamente.



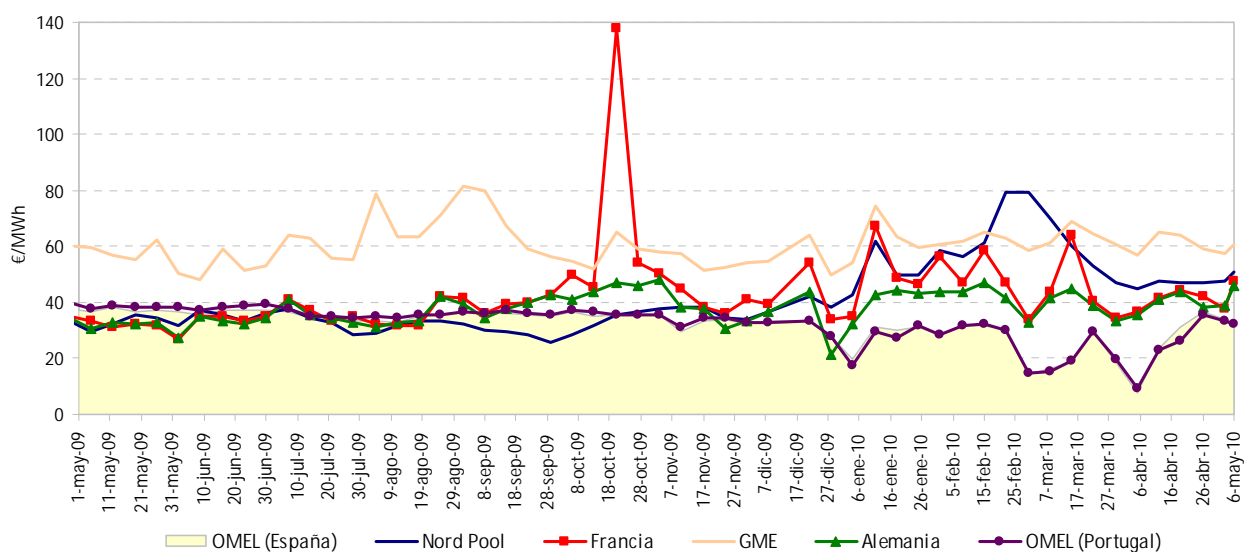


Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa

	Precio medio spot (€/MWh)		
	24/04-06/05	06/04-23/04	Variación (%)
España OMIE	33,79	29,48	+14,62%
Portugal OMIE	33,69	26,91	+25,19%
Francia	39,87	43,64	-8,64%
Alemania	39,11	42,27	-7,48%
Italia GME	58,80	63,10	-6,81%
Nord Pool	48,06	47,32	+1,56%

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

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

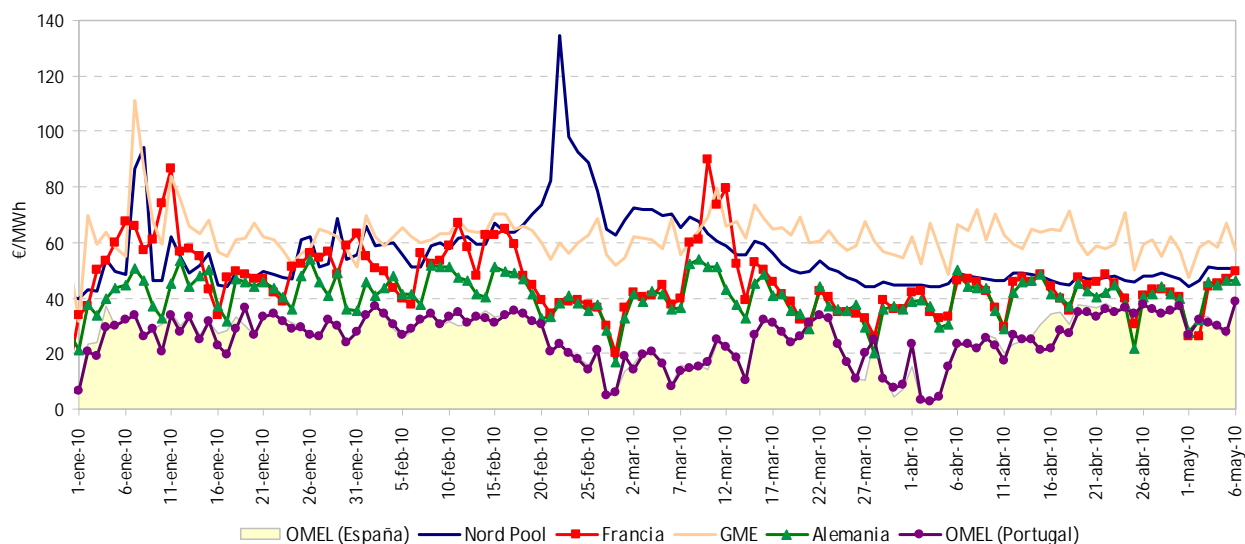


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





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.

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

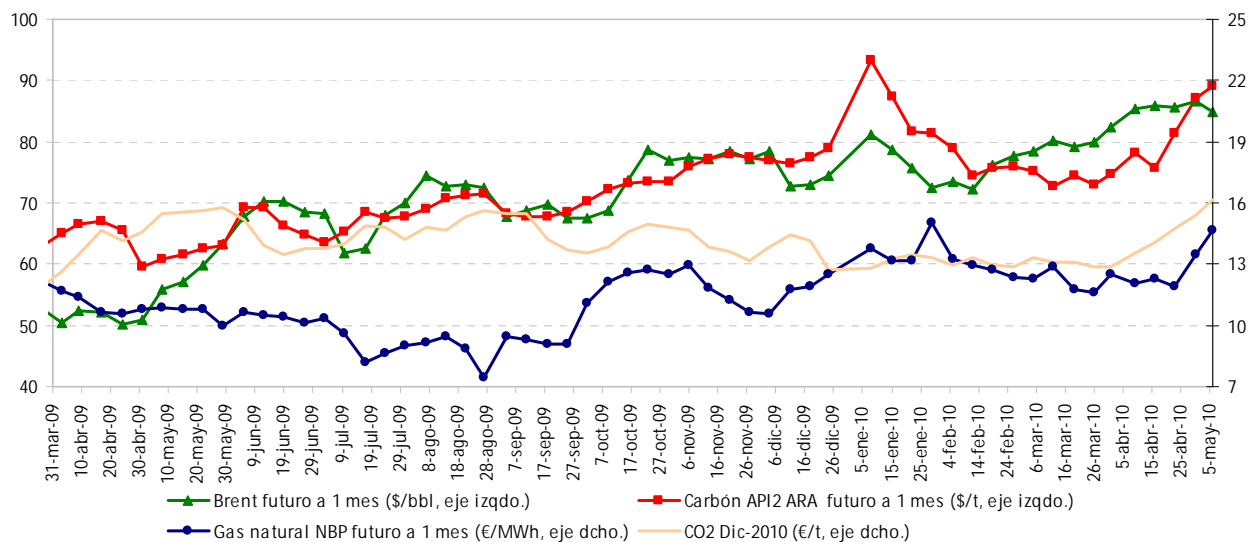
	Unidades	24/04-06/05	06/04-23/04	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	86,00	85,56	+0,86%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	87,67	86,89	+0,90%
Gas natural (NBP) entrega en Junio-2010	€/MWh	13,80	12,09	+14,18%
Gas natural (NBP) entrega en Q3-2010	€/MWh	14,25	12,30	+15,84%
Carbón API2 ARA entrega en Junio-2010	\$/t	88,46	78,49	+10,90%
Carbón API2 ARA entrega en Q3-2010	\$/t	94,69	85,50	+10,75%
Derechos de CO₂ entrega en Dic.-2010	€/t	15,69	14,14	+10,98%

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





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).



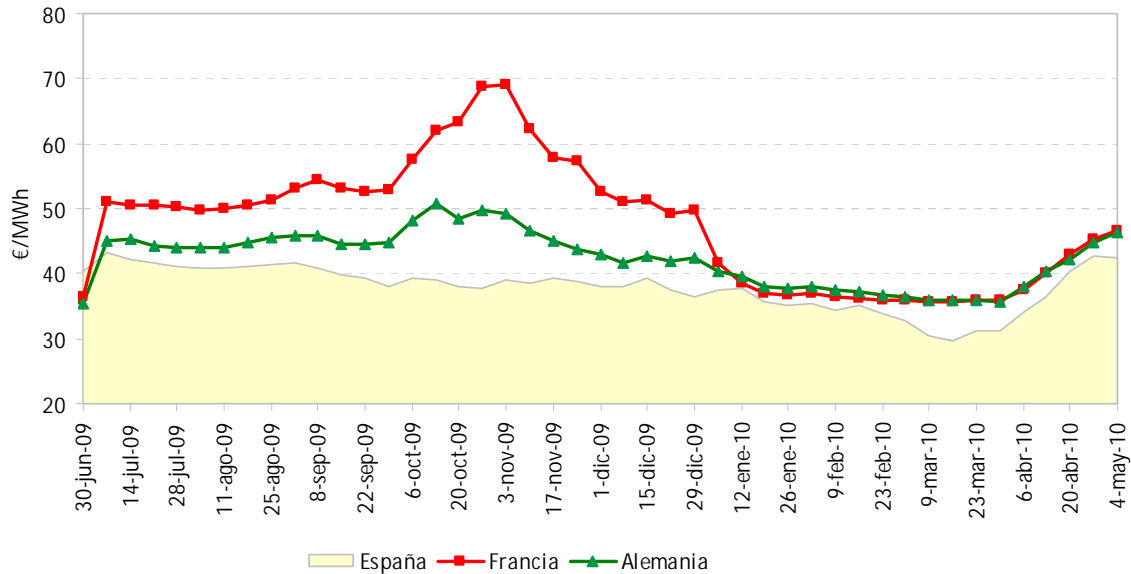
Fuente: Elaboración propia a partir de las siguientes fuentes: EEX, Reuters y European Climate Exchange.

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

	24/04-06/05	06/04-23/04	Variación (%)
España OMIE entrega en Q3-2010	43,52	41,22	+5,58%
España OMIE entrega en 2011	43,74	41,60	+5,14%
Francia entrega en Q3-2010	46,19	42,01	+9,94%
Francia entrega en 2011	54,43	51,18	+6,35%
Alemania entrega en Q3-2010	45,74	41,69	+9,74%
Alemania entrega en 2011	51,70	48,74	+6,08%

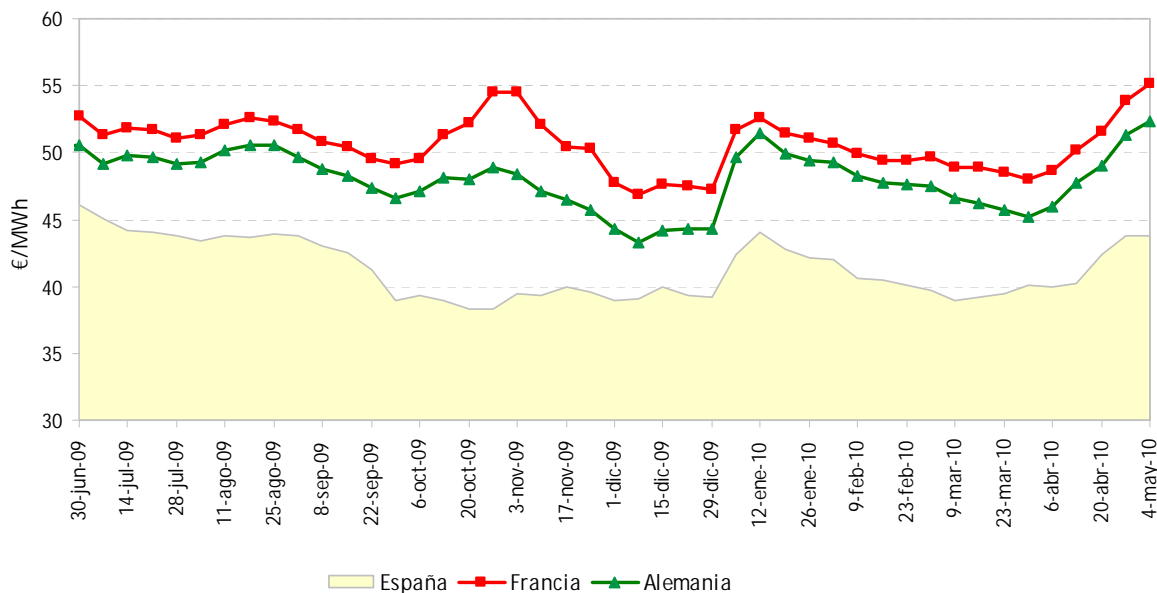


Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).



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

Gráfico 5. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en 2011, Cal + 1 (medias semanales).



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