



Boletín de Energía y Sociedad

Número 38, 6 de octubre de 2010

www.energiaysociedad.es

CONTENIDO

Novedades en el sector	p. 2
La Comisión Europea presenta una actualización de su previsión de las tendencias en el sector energético europeo hasta el año 2030.	p. 2
Reflexiones de interés	p. 5
Análisis del valor de las tecnologías de almacenamiento de energía.	p. 5
Imperfecciones de los mercados frente a imperfecciones de la regulación.	p. 8
Evolución de los mercados energéticos	p. 11

EN ESTE NÚMERO...

...comentamos la última edición del informe de la Comisión Europea "EU Energy Trends 2030", en el que actualiza sus previsiones sobre la evolución de algunas de las principales magnitudes del sector energético europeo para las dos próximas décadas, como la demanda energética, la estructura de del parque generador, el desarrollo de las energías renovables o los niveles de reducción de emisiones previstos. Los escenarios analizados por la Comisión Europea reflejan la situación económica, el entorno de precios energéticos y las nuevas medidas y políticas implementadas en la Unión Europea en los últimos años.

En el apartado de reflexiones, presentamos un artículo de R. Sioshansi en el que analiza las potenciales fuentes de beneficios derivados del uso de instalaciones y equipos de almacenamiento de energía. Sioshansi argumenta que, debido a que los costes de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía son todavía relativamente elevados, resulta relevante estudiar el valor social de todos los usos combinados de estas instalaciones e identificar vías de mercado para facilitar que afloren señales económicas que permitan estimarlo.

Además, revisamos un ensayo reciente de Paul Joskow en el que presenta una metodología para evaluar la bondad de las reformas regulatorias. Joskow argumenta que la aprobación de cualquier reforma regulatoria debería basarse en la comparación entre los beneficios y costes derivados de las imperfecciones del mercado y los beneficios y costes derivados de la intervención de instituciones de regulación imperfectas.

El precio medio de los contratos Brent a 1 y 3 meses durante el periodo analizado (del 21 de septiembre al 5 de octubre) aumentó en torno a un 2% respecto del nivel medio registrado durante la quincena anterior. El precio del carbón europeo (API2 ARA) con entrega a corto plazo en torno al 3,5%, mientras que tanto los precios del gas natural en NBP como los de los derechos de emisión de CO₂ cayeron. Por otra parte, se produjeron aumentos en los precios de spot de la electricidad en Francia y Alemania y descensos en España y Portugal.





Novedades en el sector

La Comisión Europea presenta una actualización de su previsión de las tendencias en el sector energético europeo hasta el año 2030.

La Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea acaba de publicar el informe "EU Energy Trends 2030" donde actualiza sus previsiones sobre la evolución de algunas de las principales magnitudes del sector energético europeo para las dos próximas décadas, como la demanda energética, la estructura de del parque generador, el desarrollo de las energías renovables o los niveles de reducción de emisiones previstos. Para realizar sus previsiones, la Comisión ha tomado como referencia la situación de 2009 y ha construido dos escenarios diferentes que incorporan medidas regulatorias recientemente aprobadas.

Enlaces: [Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea, "EU Energy Trends to 2030", septiembre de 2010.](#)

En el año 2003 la Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea (en adelante "la Comisión") publicó por primera vez el informe "Trends 2030", en el que presentaba un escenario sobre la evolución de diferentes magnitudes del sector energético, como la demanda energética, la generación de electricidad o las emisiones de CO₂, entre otras, tomando como horizonte el año 2030. Tras dos actualizaciones posteriores (2005 y 2007), el pasado 14 de septiembre la Comisión publicó la última actualización de este informe, tomando como referencia la situación de 2009 e introduciendo dos escenarios que reflejan las medidas regulatorias aprobadas en los últimos años.

Desde la anterior actualización de este informe, elaborada en 2007, hasta esta última, el contexto económico en el ámbito global y en la Unión Europea ha sufrido dramáticos cambios. El brusco retroceso sufrido por la economía mundial y europea, desde el otoño de 2008, que ha provocado considerables descensos de la producción industrial y de la demanda de energía y electricidad¹ en el año de referencia 2009, así como la aprobación de nueva legislación europea, son los factores fundamentales que dan lugar a cambios significativos de las conclusiones respecto de las de los informes de años anteriores .

En este informe, la Comisión presenta dos escenarios, denominados "Escenario Base" y "Escenario de Referencia". Ambos escenarios, desarrollados con el modelo PRIMES², presentan previsiones sobre los principales indicadores del sector energético (balances de energía, demanda y precios,

¹ La demanda eléctrica en España en el año 2009 fue un aproximadamente un 4,6% inferior a la registrada en el año 2008, según los datos de REE. Para más información pulse [aquí](#).

² Este modelo, desarrollado por un consorcio liderado por la "National Technical University of Athens (E3MLab)", simula soluciones de equilibrio de mercado para la oferta y la demanda en la Unión Europea y en sus Estados miembros.





entre otros) de la Unión Europea en su conjunto (UE27) y de cada uno de sus 27 Estados miembros de manera individual, teniendo en cuenta las actuales tendencias y políticas implementadas durante los dos últimos años.

El primero de los escenarios ("**Escenario Base**") tiene en cuenta las recientes tendencias demográficas y de desarrollo económico, incluyendo la reciente recesión económica y el entorno de alta volatilidad en los precios de las importaciones energéticas, así como las medidas y políticas implementadas en la UE hasta abril de 2009, especialmente la normativa sobre comercio de emisiones 2013-2020 y algunas medidas de eficiencia energética.

El segundo de los escenarios ("**Escenario de Referencia**") está basado en los mismos supuestos macroeconómicos, de precios y de tecnologías, pero incorpora también una serie de políticas y medidas adicionales³ que fueron implementadas en el periodo comprendido entre abril y diciembre de 2009, entre las que se encuentran los objetivos establecidos en la [Directiva de la Unión Europea para la promoción del uso de energía de fuentes renovables](#), los de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores difusos, ambos con fecha límite en el año 2020, así como nuevas medias de eficiencia energética entre ellas las de la nueva directiva de eficiencia en edificios. Este escenario asume que los objetivos establecidos por la UE se alcanzarán en el año 2020, tanto para el conjunto de la UE como para cada uno de los Estados miembros.

Como se ha indicado anteriormente, los resultados que se obtienen bajo los dos escenarios analizados en este informe muestran grandes diferencias con respecto a los alcanzados en la anterior actualización, del año 2007. En concreto, se aprecia un descenso en el consumo de energía primaria y en el uso de combustibles fósiles con respecto al informe de 2007, lo que tiene un efecto positivo en la seguridad del suministro, al disminuir las importaciones.

En el escenario más ambicioso ("Escenario de Referencia"), en el año 2030 las energías renovables supondrán un 36,1% del total de la generación eléctrica prevista.⁴ Entre las energías renovables destaca el predominio de la energía eólica (incluyendo tanto terrestre como marina), que podría llegar a alcanzar más del 17% del total de la generación prevista en ese año. Mientras que las energías renovables ganan terreno, el volumen de generación previsto mediante combustibles fósiles se contraería significativamente, reduciéndose la cuota de mercado prevista para la generación con gas hasta un 17,8% del total (23,2% en 2010) y para el carbón hasta un 21,1% (27,6% en 2010). El porcentaje de generación nuclear previsto por la Comisión para 2030 se sitúa

³ Las medidas implementadas en este periodo se basan en su mayoría en el diseño ecológico, como por ejemplo la revisión de la [Directiva Europea sobre rendimiento energético en edificios](#), la [Regulación sobre el etiquetado de ruedas](#) o sobre la [Limitación de emisiones en los vehículos pesados](#), entre otras.

⁴ Según el informe, en el año 2010 la generación con energías renovables supone un 19% del total.





por debajo del observado en 2010 (24,1% en 2030 frente a 28% en 2010), aunque se estima que su volumen de generación podría permanecer en valores absolutos similares a los actuales.⁵

Según las previsiones de la Comisión, el precio de la electricidad⁶ en la UE bajo ambos escenarios se situará en niveles considerablemente superiores a los actuales, debido, entre otros factores, a los cambios estructurales previstos en el mix energético y al incremento de los precios de los combustibles y de los derechos de emisión.

La mayor diferencia entre los dos escenarios analizados se centra en los menores precios estimados del CO₂ en el “Escenario de Referencia”⁷, debido al mayor porcentaje de energías renovables y a la menor demanda de electricidad prevista, derivada del mayor impulso a la eficiencia energética previsto. Según la Comisión, estos precios reducidos podrían no ser suficientes para permitir inversiones adicionales en mecanismos de captura y almacenamiento de CO₂ (“carbon capture and storage”, CCS).

El futuro del sector energético europeo, en general, y del sector eléctrico, en particular, en las dos próximas décadas se presenta incierto y dependerá de la evolución de un gran número de factores, entre los que se encuentra el grado de cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones y de generación con energías renovables establecidos en el ámbito de la UE. Aunque parece evidente que tanto las importantes medidas de apoyo a las energías renovables establecidas en muchos países como el resto de medidas adoptadas (por ejemplo, las destinadas a incrementar la eficiencia energética) van a permitir incrementar de manera considerable el peso de las renovables en el mix energético en los próximos años y reducir las emisiones contaminantes, no está tan claro que sean lo suficientemente efectivas como para cumplir con los objetivos fijados por la UE en materia de CO₂.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Eficiencia energética y gestión de la demanda](#), [Energías renovables y tecnologías del Régimen Especial](#), [El cambio climático y sector eléctrico](#).

⁵ Por su parte, el “Escenario Base”, que no tiene en cuenta el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones contaminantes y de renovables, prevé que en 2030 el porcentaje de generación con energías renovables crezca respecto a los valores actuales, aunque en menor medida que bajo el “Escenario de Referencia”. En concreto, la Comisión estima que la cuota de generación de las energías renovables se sitúe en un 32,1% del total de la generación esperada en 2030, frente a un 25,9% de la nuclear, un 22,2% del carbón y un 18,7% del gas.

⁶ El informe prevé que el precio medio de la electricidad después de impuestos se incremente desde 110 €/MWh en 2010 hasta 141 €/MWh.

⁷ Según el informe, bajo el Escenario de Referencia el precio de los derechos de emisión de CO₂ en el 2020 se situará en 25 €/tCO₂ y en 39 €/tCO₂ en 2030. Mientras tanto, el Escenario Base prevé precios de 16,5 €/tCO₂ en 2020 y de 18,7 €/tCO₂ en 2030.





Reflexiones de interés

Análisis del valor de las tecnologías de almacenamiento de energía.

En un documento de trabajo publicado por el Robert Schuman Centre for Advanced Studies, del European University Institute, el profesor de la Universidad del Estado de Ohio Ramteen Sioshansi analiza las potenciales fuentes de beneficios derivados del uso de instalaciones y equipos de almacenamiento de energía. Sioshansi argumenta que, debido a que los costes de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía son todavía relativamente elevados, resulta muy relevante estudiar y estimar el valor social de todos los usos combinados de estas instalaciones e identificar vías de mercado para que determinados servicios (por ejemplo, relacionados con la calidad de servicio) puedan ser valorados adecuadamente.

Enlace: [Ramteen Sioshansi, "Some Policy and Research Questions Related to Energy Storage", EUI Working Papers RSCAS 2010/58, julio de 2010.](#)

En la primera parte del artículo, Sioshansi revisa brevemente la historia de las instalaciones de almacenamiento de energía en EE.UU. Hasta hace pocos años, este tipo de instalaciones se veía como alternativa a las inversiones en generación de punta. La crisis del petróleo y la escasez de gas natural en EE.UU. a mediados de los '70 generaron un interés creciente en el desarrollo de instalaciones de bombeo, impulsado adicionalmente por nueva normativa que limitaba el desarrollo de centrales de generación que utilizaran fuelóleo o gas natural como combustible.⁸

Así, hacia mediados de los '70 se habían instalado unos 20 GW de bombeo en un entorno de precios elevados de la energía. Sin embargo, a partir de los '80 el interés por este tipo de inversiones prácticamente desapareció en EE.UU. debido a la caída en los precios del petróleo y del gas natural, a la reducción de los costes de inversión en ciclos combinados de gas natural ya la derogación de la normativa que restringía el desarrollo del gas natural en el sector de generación de energía eléctrica. Las instalaciones de bombeo se consideraban poco competitivas en relación con los ciclos combinados (con un coste de inversión inferior al del bombeo en un 50%, aproximadamente), teniendo los análisis de viabilidad casi únicamente en cuenta los beneficios ligados al ahorro en el consumo de energía primaria.

⁸ En concreto, la Powerplant and Industrial Fuel Use Act (FUA) de 1978 limitaba el uso industrial de fuelóleo y de gas natural y la construcción de nueva capacidad de generación que utilizara estos combustibles, incentivando la construcción de centrales nucleares, de carbón y de otras tecnologías. Vea más información [aquí](#).



Desde comienzos de la década de los 2000 el interés por las instalaciones de almacenamiento de energía ha aumentado considerablemente. El autor revisa en la segunda parte del artículo los posibles usos del almacenamiento de energía que han sido estudiados en la literatura.⁹

Generación de energía. En este ámbito, los principales usos del almacenamiento son (a) el desplazamiento de generación cara por generación barata (almacenar energía en horas en las que el coste de generación marginal es bajo y volcar dicha energía en horas en las que el coste de generación marginal es elevado) y (b) la sustitución de inversiones en capacidad de generación con tecnologías convencionales.

Servicios de ajuste del sistema eléctrico. Muchas de las tecnologías de almacenamiento permiten ofrecer servicios complementarios de forma eficiente, con bajos tiempos de respuesta a los requerimientos de operación y capacidad de ajustar la producción de forma casi instantánea.¹⁰ Además, y a diferencia de los generadores térmicos convencionales, las instalaciones de almacenamiento no soportan los costes de operación adicionales que supone funcionar por debajo de la plena carga.

Servicios de transporte y distribución de electricidad. Los almacenamientos pueden ser sustitutos de inversiones en infraestructuras de transporte y distribución de electricidad, sean éstas nuevas o incrementos de las existentes. Por ejemplo, los almacenamientos situados en nodos estratégicos de la red podrían ayudar a resolver restricciones locales eficientemente. Una ventaja adicional de esta forma para resolver restricciones es que podrían ajustarse a la escala necesaria, mientras que los activos de transporte y distribución tradicionales suelen requerir tamaños mínimos, pudiendo así estar sujetos a sobredimensionamientos y bajas tasas de utilización. Los almacenamientos también podrían servir para minorar las pérdidas en las redes (éstas dependen del nivel de utilización de las líneas) o como generación de apoyo en casos de emergencia.

Servicios a los consumidores. Almacenamientos como la calefacción con acumulación facilitan la gestión del gasto energético por parte de los consumidores (siempre que dispongan de tarifas con discriminación horaria). Por otra parte, los almacenamientos pueden mejorar la calidad y fiabilidad del servicio de suministro eléctrico, reduciendo o eliminando el impacto de desequilibrios en la energía activa o reactiva.

⁹ Ver, por ejemplo, EPRI (2003), "EPRI-DOE handbook for energy storage for transmission and distribution applications", Tech. Rep. 1001834, Eyer et al. (2004), "Energy storage benefits and market analysis handbook", Tech. Rep. SAND2004-6177, Sandia National Laboratories, Denholm et al. (2010), "The role of energy storage with renewable generation", NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory o Eyer y Corey (2010), "Energy storage for the electricity grid", Tech. Rep. SAND2010-0815, Sandia National Laboratories.

¹⁰ En general, las instalaciones de almacenamiento de energía podrían, en teoría, ofrecer un rango amplio de servicios complementarios, incluyendo la regulación de frecuencia, la reserva de capacidad de distinta naturaleza (rodante y no rodante, con distintos horizontes de respuesta), servicios ligados a la calidad de onda (gestión de energía reactiva, etc.) e, incluso, servicios de arranque autónomo.





Integración de las energías renovables. La creciente penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos ha impulsado el interés por el estudio de las ventajas que pueden ofrecer los almacenamientos. Por un lado, estos almacenamientos pueden incrementar el valor de tecnologías como la eólica, cuyos ingresos están correlacionados negativamente con los precios del mercado, (almacenando energía en horas de precios bajos –cuando la eólica más produce– y volcándola en momentos de precios elevados –cuando la eólica menos produce). Por otra parte, la combinación de tecnologías como la eólica o la solar fotovoltaica con almacenamientos puede dar lugar a una curva de carga con mayor firmeza (es decir, con menor variabilidad). Los almacenamientos pueden ayudar también a resolver otros problemas que aparecen conforme la penetración de las renovables aumenta, como los vertidos de energía en horas de demanda baja, los problemas de calidad de onda asociados a la variabilidad de la generación renovable o el incremento en las restricciones locales o nodales.

En la última parte del artículo, el autor analiza cuestiones relativas a cómo favorecer que aflore el valor social de las instalaciones de almacenamiento. Uno de los problemas de las tecnologías de almacenamiento (tanto las tradicionales, como el bombeo, como las nuevas tecnologías, como baterías o instalaciones de aire comprimido) en muchos sistemas eléctricos es que muchos de los servicios que pueden prestar (servicios complementarios, servicios de integración de renovables, etc.) no son valorados al no existir mecanismos de mercado que den lugar a señales de precios. El autor argumenta que este hecho sugiere que para que la inversión en almacenamientos sea eficiente habría que crear nuevos mercados para algunos de los servicios que éstos pueden prestar.

Otro problema adicional es que en los análisis de inversiones en almacenamientos no se suelen tener en cuenta todos los servicios que éstos podrían prestar o los efectos sobre el bienestar social que pueden tener.¹¹ Esto sugiere que deben estudiarse con más detalle las implicaciones de los nuevos usos de los almacenamientos de energía.

El artículo de R. Sioshansi describe el papel que los almacenamientos de energía pueden tener a la hora de adaptar de forma eficiente los sistemas eléctricos a los cambios que experimentarán en las próximas décadas (penetración de renovables, demanda más activa, nuevas tecnologías como el coche eléctrico, etc.). Para que la inversión en estas tecnologías sea eficiente será necesario entender el alcance de los beneficios sociales de este tipo de instalaciones y adaptar los marcos regulatorios y retributivos para que afloren las señales económicas adecuadas.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [Tecnologías y costes de la generación eléctrica](#), [Energías renovables: tecnología, economía, evolución e integración en el sistema eléctrico](#).

¹¹ En algunos casos puede ser positivo, incrementando tanto el excedente del consumidor como el del productor, y en otros casos negativo (p. ej., equipos instalados para resolver congestiones en las redes de distribución podrían tener efectos negativos en términos de desplazamiento de cargas, en función de si las puntas de demanda en distribución y transporte son coincidentes o no).



Imperfecciones de los mercados frente a imperfecciones de la regulación.

El profesor emérito del MIT y presidente de la Fundación Alfred P. Sloan, Paul Joskow, ha publicado recientemente un breve ensayo en el que analiza cómo deben evaluarse las reformas regulatorias que tienen por objetivo liberalizar mercados previamente regulados. Según Joskow, plantear la cuestión como una elección entre “regulación” o “mercado” no es constructivo. La vía para evaluar cualquier reforma es comparar los costes de las imperfecciones de los mercados con los costes netos de las imperfecciones que supone la regulación. Esto supone, necesariamente, responder a la pregunta “¿qué es lo mejor que podemos hacer en un mundo imperfecto?”.

Enlace: [Paul Joskow, “Market imperfections versus regulatory imperfections”, borrador, 20 de junio de 2010.](#)

Joskow comienza su ensayo indicando que en los últimos 30 años muchos países, entre ellos EE.UU., han modificado muchos de los mecanismos que utilizan los gobiernos para regular la estructura, el comportamiento y los resultados de muchos mercados de bienes y servicios. Este proceso de reforma de muchos sectores es generalmente conocido como “desregulación de los mercados”, término que, según Joskow, resulta equívoco, ya que tanto la introducción de mecanismos de mercado como las nuevas formas de regulación de actividades monopolistas implican un complejo proceso de reglas y normativas que tienen influencia sobre la entrada en los mercados, los controles de precios, los procesos de reestructuración y privatización en muchas industrias, los controles medioambientales y otros aspectos relacionados con la actividad económica.

En el contexto de la crisis económica y financiera global que se inició a mediados de 2008, se han extendido múltiples voces que alertan sobre los “males” de la desregulación de los mercados, lo que sugiere, en palabras de Joskow, que los procesos de liberalización han supuesto costes muy elevados para la sociedad. Joskow argumenta que la evidencia sugiere que la realidad es más bien la contraria: no sólo los esquemas de regulación de los sectores vigentes antes de los años 70 y 80 en muchos sectores generaron elevados niveles de ineficiencia productiva y asignativa, sino que, además, los costes más significativos derivados de los procesos de “desregulación” están ligados a reformas regulatorias y procesos de liberalización y privatización de alcance limitado.

Por otra parte, la existencia de instituciones de regulación con, en teoría, poder para proteger de forma efectiva a los consumidores no es necesariamente una garantía de buen funcionamiento de los sectores económicos. Joskow cita como ejemplo el colapso del sector financiero en los EE.UU. y el reciente vertido de petróleo en el Golfo de México. En el primer caso, según Joskow, un análisis superficial del marco regulatorio y de supervisión sugiere que el fallo no tuvo que ver con la falta de regulación, en general, sino con que el marco regulatorio no pudo responder ni adaptarse de forma adecuada a los cambios en los productos y mercados financieros, manteniéndose bajo una fuerte influencia de las presiones políticas de múltiples grupos de interés. En el caso del vertido de BP, las responsabilidades en materia de protección y supervisión medioambiental estaban muy bien definidas entre las múltiples instituciones regulatorias, pero no funcionaron bien en la práctica, en





parte por la falta de adaptación a los cambios tecnológicos, la falta de recursos y una excesiva dependencia técnica y de conocimiento de las compañías privadas en caso de un accidente.

Según Joskow, la principal lección que debemos extraer de estos casos es que “más regulación” *per se* no necesariamente mejorará el funcionamiento de los mercados y, probablemente, tendrá efectos perversos. La implicación es que las reformas regulatorias deben evaluarse bajo el prisma de una comparación entre los beneficios de la capacidad asignativa de los mercados, los costes de las imperfecciones de los mercados, los potenciales beneficios y costes de aumentar o relajar el control en un determinado mercado y las imperfecciones de la regulación en la práctica.

En la segunda parte del artículo Joskow matiza que los mercados en las economías modernas funcionan en el marco de un conjunto de instituciones básicas, como los derechos de propiedad, las leyes que regulan las compensaciones en caso de daños o perjuicios, la legislación contractual y comercial o las instituciones encargadas de velar por su cumplimiento, por ejemplo. Dadas las “instituciones básicas del capitalismo” y dado que hay un consenso generalizado en que los mercados competitivos son mecanismos útiles a la hora de asignar recursos escasos entre usos alternativos de forma eficiente, Joskow plantea que la “hipótesis nula” contra la que deben compararse distintas alternativas de regulación y reforma de los mercados es la combinación de mercados competitivos e instituciones básicas de regulación. En este contexto, los argumentos a favor de la intervención regulatoria en los mercados no deben ceñirse únicamente a la identificación y cuantificación de posibles imperfecciones de los mercados, como la existencia de monopolios, externalidades, asimetrías y costes de información, mecanismos de toma de decisión imperfectos, racionalidad acotada¹² de los agentes o costes de transacción, ya que, según Joskow, las imperfecciones del mercado son la norma, más que la excepción.

El problema es que no existe un regulador benevolente, con recursos infinitos y perfectamente informado que pueda corregir los efectos de todas estas imperfecciones de mercado. Por ello, argumenta Joskow, la metodología de análisis de las reformas de la regulación debe analizar los beneficios y los costes derivados de la intervención regulatoria por parte de instituciones de regulación que, al igual que los mercados, son inherentemente imperfectas. De esta manera, el análisis de las alternativas de cambios en la regulación no debe basarse en el supuesto de que las instituciones de regulación defienden un interés público claramente definido, están bien informadas, pueden mitigar de forma fácil y económica las imperfecciones de mercado identificadas y no están sujetas a la presión de grupos de interés. En este contexto, la evaluación de las alternativas regulatorias, en definitiva, debería basarse en un análisis coste-beneficio en el que se tendrían en cuenta los beneficios y costes derivados tanto de los mercados imperfectos como de la actuación de instituciones de regulación imperfectas. Los costes de la regulación, además, deben

¹² El concepto de racionalidad acotada (“bounded rationality”, en inglés) se refiere, de forma general, a la idea de que dado que los agentes que toman decisiones no tienen los recursos (o la habilidad) para llegar a soluciones óptimas, optan por simplificar los problemas y las opciones disponibles y elegir entre ellas utilizando su racionalidad, sin necesariamente buscar la solución óptima, sino una solución satisfactoria dadas las restricciones a las que se enfrentan.





ser analizados de forma dinámica, teniendo en cuenta no sólo los costes directos de implementación, sino los costes indirectos ligados al efecto de los cambios tecnológicos sobre el comportamiento de consumidores y empresas, los procesos productivos, los productos y servicios y el funcionamiento de las industrias en general. Según Joskow, estos costes dinámicos son los más significativos.

Al final del ensayo, Joskow trata de responder a la pregunta “¿qué es lo mejor que podemos hacer en un mundo imperfecto?” Entre las restricciones de partida que deben considerarse se incluyen las siguientes: (1) aunque sus objetivos puedan ser adecuados, los reguladores tienen información imperfecta, (2) el proceso regulatorio supone costes burocráticos elevados y es conservador en relación con el tratamiento de nuevos procesos y tecnologías, riesgos, innovaciones en las formas de regulación, etc., (3) el proceso regulatorio está sujeto a presiones de grupos de interés y a la tendencia a la “fiscalidad oculta” o “captura regulatoria”, (4) en un contexto en el que varias instituciones se repartan las responsabilidades de la regulación de un sector, las empresas buscan el paraguas de regulación de aquellas instituciones bajo las cuales obtendrán mejores resultados, y (5) la regulación no es gratis, por lo que los reguladores necesitan recursos humanos, financieros, tecnológicos y de información adecuados para cumplir con sus responsabilidades.

La metodología de análisis coste-beneficio para evaluar nuevas propuestas de regulación que propone Joskow puede resumirse en un número de preguntas sencillas que, además de identificar y cuantificar los costes y beneficios derivados de las imperfecciones de mercado identificadas y de las propuestas de intervención en el mercado, tengan en cuenta los requerimientos de recursos y de información que supondría su implementación, los procedimientos que habría que adoptar para minimizar las interferencias de grupos de interés, cómo deberían medirse los resultados de la acciones del regulador y, finalmente, cómo se comparan los costes netos y los beneficios netos de las propuestas de reforma regulatoria.

Las reflexiones de Joskow ponen de relieve la necesidad de desarrollar e implementar procesos regulatorios que permitan evaluar de forma científica todos los costes y beneficios derivados de intervenciones en mercados competitivos. Todos los mercados presentan imperfecciones, pero también presentan imperfecciones las actuaciones de las instituciones de regulación. En este sentido no siempre es justificable una intervención extrema para solventar un fallo de mercado y el análisis coste-beneficio de mayor o menor regulación dará lugar, en algunos casos, a una intervención más estricta y, en otros, a una menor intervención. Sin embargo, la principal conclusión que debe extraerse del ensayo de Joskow es que es erróneo plantear el problema de la regulación de un mercado como un problema binario: “mercado” o “regulación”.

Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas: [El papel de la regulación en la maximización del bienestar social](#), [El proceso de liberalización de los sectores energéticos](#), [“Windfall profits”](#) y [“windfall losses”](#).





Evolución de los mercados energéticos

El precio medio de los contratos Brent a 1 y 3 meses durante el periodo analizado (del 21 de septiembre al 5 de octubre) aumentó en torno a un 2% respecto del nivel medio registrado durante la quincena anterior, alcanzándose para los contratos a 1 y 3 meses precios medios de 76,7 \$/bbl y 80,7 \$/bbl, respectivamente. Los precios medios de los contratos del carbón europeo (API2 ARA) con vencimiento en el mes de noviembre y en el primer trimestre del próximo año (Q1 2011) registraron crecimientos de en torno al 3,5% respecto a la quincena anterior, lo que los llevó a alcanzar los 95,1 \$/t y los 96,4 \$/t respectivamente. Los precios del gas natural en NBP (hub del Reino Unido) experimentaron descensos de magnitud dispar, dependiendo del horizonte de vencimiento (-0,6% para las entregas en noviembre y -2,5% para las entregas en Q1 2011). En el caso de los derechos de emisión de CO₂, el precio medio del contrato EUA-10 decreció ligeramente (-0,85% respecto de la quincena anterior, situándose en los 15,3 €/t).

Por otra parte, en los últimos quince días se observaron aumentos notables en los precios de spot de la electricidad en los mercados en Francia y Alemania, al mismo tiempo que descensos en los mercados de la Península Ibérica.

Durante la quincena analizada, los precios del barril Brent a corto plazo experimentaron cierta estabilidad en la primera semana para pasar a crecer en la semana posterior, rebasando la barrera de los 80\$/bbl. Este nivel de precios no se registraba desde principios del pasado mes de agosto. Los contratos acabaron el periodo analizado en niveles de 83,5 \$/bbl y 84,3 \$/bbl para los vencimientos a 1 y 3 meses respectivamente, gracias al alza en los mercados bursátiles, así como de los tipos de cambio \$/€. Los precios medios quincenales se sitúan para los vencimientos a 1 y 3 meses en 79,7 \$/bbl y 80,7 \$/bbl, acumulando crecimientos respecto de la quincena anterior del 1,9% y el 2,8%, respectivamente. La misma tendencia alcista se observa en los precios de los contratos de carbón API2 ARA, que, para los vencimientos en noviembre y Q1 2011, registraron precios medios de 95,05 \$/t y 96,40 \$/t respectivamente, con incrementos del 3,8% y 3,3%.

Los precios spot del gas natural en el Reino Unido (NBP) sufrieron retrocesos durante la quincena analizada. Esta tendencia fue algo más acentuada para el vencimiento en el primer trimestre del año, por lo que los precios medios registrados durante este periodo se situaron en 18,63 €/MWh y 20,06 €/MWh, respectivamente (-0,6% y -2,5% respecto de la quincena anterior, respectivamente). Los precios del gas en el mercado de referencia en los EE.UU (Henry Hub) mantienen una tendencia general descendente en los vencimientos para el mes siguiente, cayendo esta quincena en un -2% y ampliándose aún más el diferencial para el corto plazo con los precios europeos. En el mercado de derechos de emisión de CO₂, el precio del contrato con vencimiento en diciembre de 2010 experimentó ligeros descensos dentro de una cierta estabilidad, situándose en el periodo analizado con un precio medio de 15,27 €/t frente a los 15,4 €/t de la quincena anterior.





Los precios spot de la electricidad en Europa experimentaron evoluciones muy dispares: mientras en los mercados francés y alemán se registraron importantes incrementos en los precios (por encima del 15%), tanto los precios en Nord Pool como en España permanecieron estables, dándose en Portugal e Italia moderados descensos en los precios. Estas evoluciones dejan los precios peninsulares por debajo del resto de precios europeos, situación que no se observaba desde el pasado mes de julio. En los mercados a plazo en España, Francia y Alemania se mantiene la estabilidad generalizada para los vencimientos en el Q1 2011 y Cal 2011. El precio del contrato Q1 2011 se situó en 45,3 €/MWh, mientras que el Cal 2011 se situó en 46,0 €/MWh.

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

	Precio medio spot (€/MWh)		
	21/09-05/10	06/09-20/09	Variación (%)
España OMIE	45,59	45,85	-0,57%
Portugal OMIE	46,73	48,48	-3,61%
Francia	49,77	43,15	+15,34%
Alemania	49,84	42,72	+16,69%
Italia GME	63,75	65,08	-2,05%
Nord Pool	49,23	49,08	+0,31%

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.

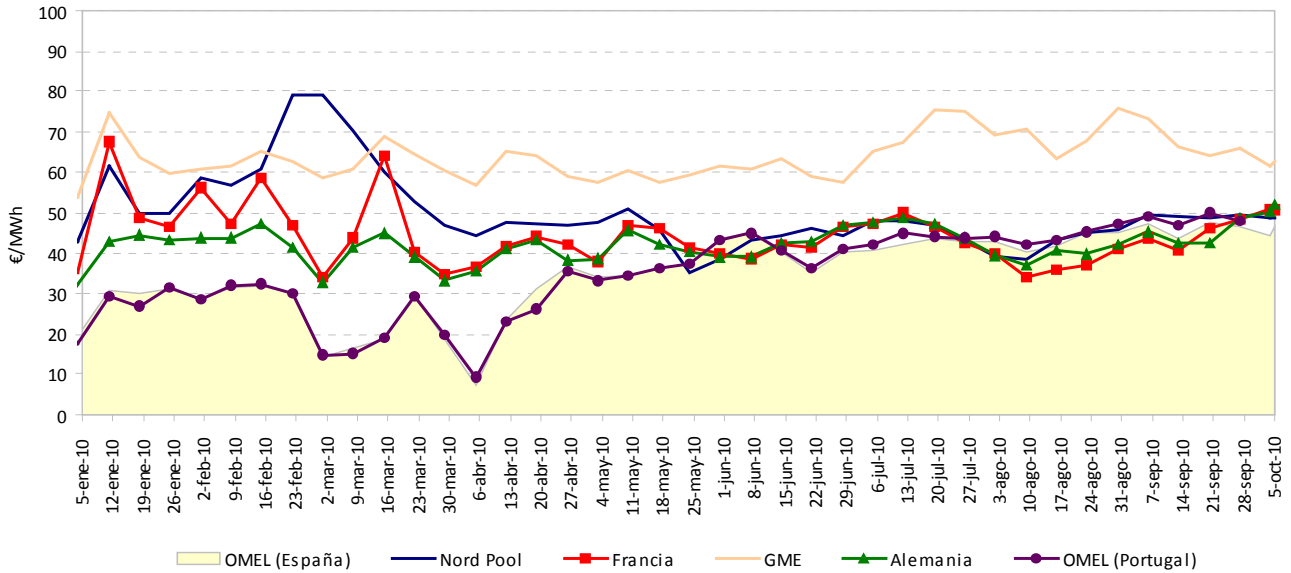
	Unidades	21/09-05/10	06/09-20/09	% Var.
Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)	\$/bbl	79,69	78,19	+1,92%
Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)	\$/bbl	80,69	78,52	+2,77%
Gas natural (NBP) entrega en Nov. 2010	€/MWh	18,63	18,74	-0,59%
Gas natural (NBP) entrega en Q1 2011	€/MWh	20,06	20,57	-2,46%
Carbón API2 ARA entrega en Nov. 2010	\$/t	95,05	91,60	+3,77%
Carbón API2 ARA entrega en Q1 2011	\$/t	96,40	93,31	+3,31%
Derechos de CO₂ entrega en Dic. 2010	€/t	15,27	15,40	-0,85%

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



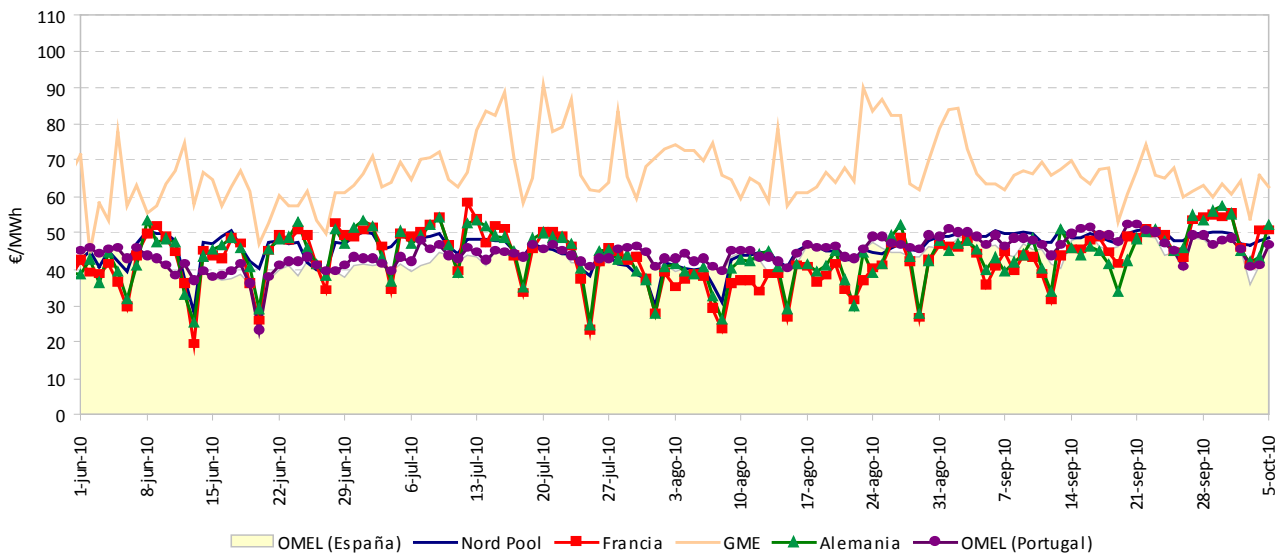


Gráfico 1. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.



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.

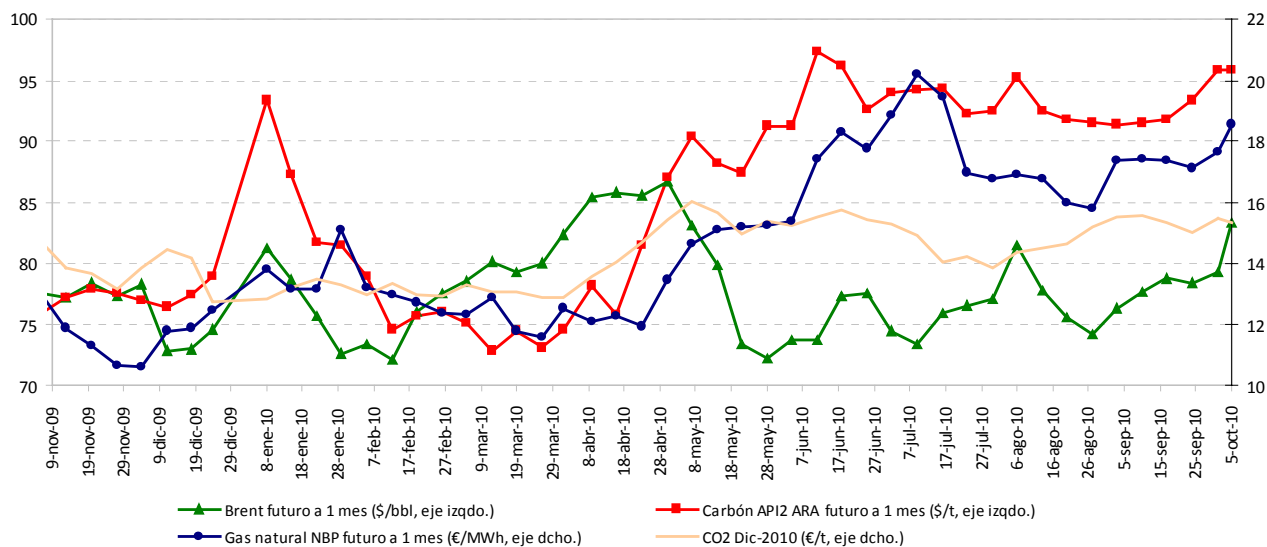


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EEX, Powernext, Nord Pool y OMEL.





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).

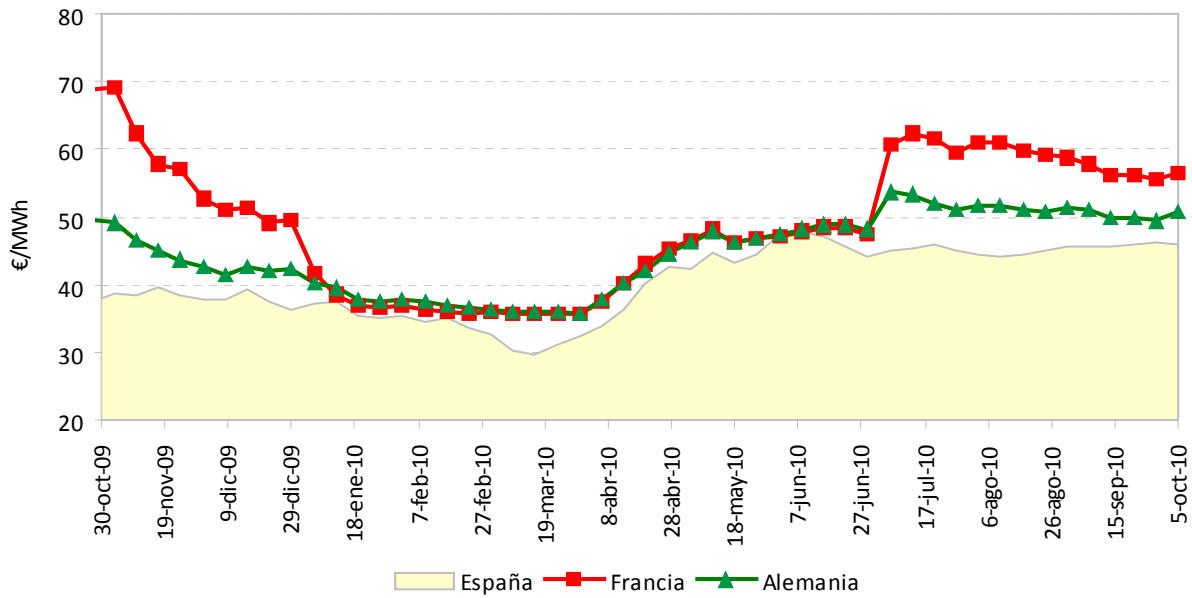
	08/09-22/09	24/08-07/09	Variación (%)
España entrega en Q1 2011	45,98	45,74	+0,52%
España entrega en 2011	57,43	58,48	-1,80%
Francia entrega en Q1 2011	51,15	51,87	-1,38%
Francia entrega en 2011	45,34	45,11	+0,50%
Alemania entrega en Q1 2011	51,15	51,94	-1,51%
Alemania entrega en 2011	51,15	51,87	-1,38%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.



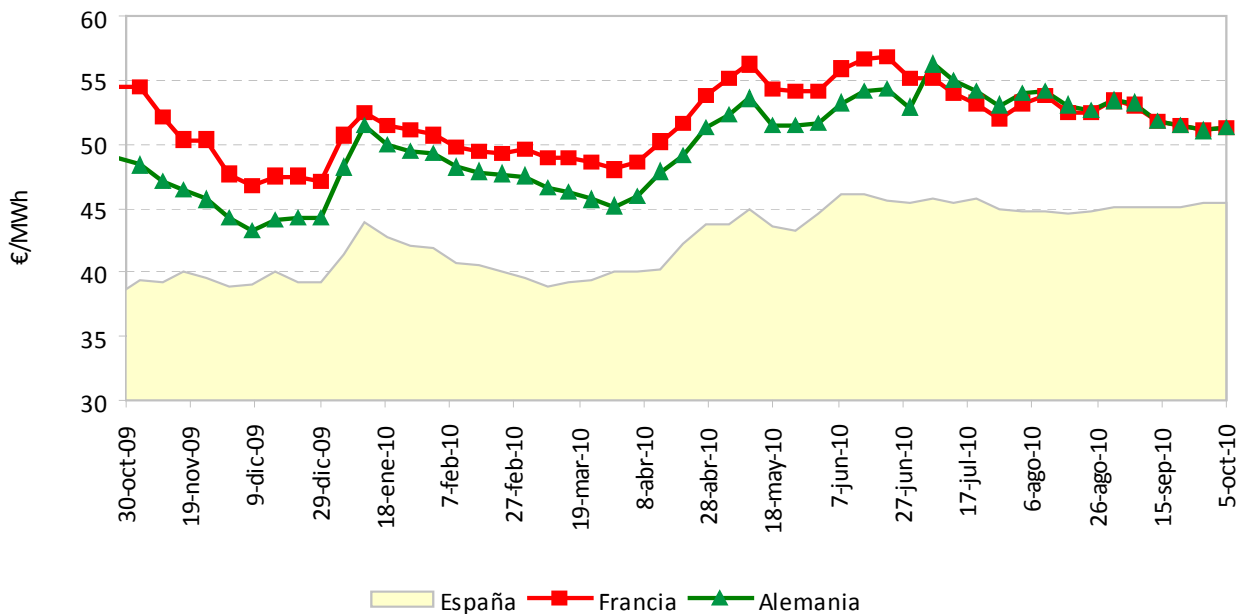


Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa – contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.

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



Fuente: OMIP, Powernext y EEX.