

Modelo energético sostenible

Natalia Fabra
Universidad Carlos III de Madrid

El Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible defiende un modelo energético basado en la “garantía de suministro, la eficiencia económica y el respeto al medioambiente”. Sin embargo, no especifica las opciones regulatorias necesarias para su consecución. En este artículo se discute por qué, bajo el diseño actual del mercado eléctrico en España, estos tres objetivos serán difícilmente alcanzables, o sólo lo serán con un elevado coste para los consumidores y para la competitividad de la economía. Resulta ineludible acometer una reorientación en el diseño del mercado eléctrico, en línea con las reformas que ya están abordando Francia o el Reino Unido.

El Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible (LES) defiende un “modelo energético sostenible” basado en la “garantía de suministro, la eficiencia económica y el respeto al medioambiente”. El Gobierno reitera su apuesta por el fomento de las energías renovables, que en los últimos años han multiplicado su peso en el mix energético nacional (véase Figura 1). En el largo plazo, la expansión de las energías renovables contribuye a la seguridad del suministro por tratarse de un recurso autóctono. Sin embargo, en el corto plazo, puede poner en peligro la garantía de suministro al reducir la producción, y con ello la rentabilidad, de las centrales de Ciclo Combinado que aportan la fiabilidad que el sistema necesita. El apoyo a las energías renovables deberá por tanto ir acompañado de primas a este tipo de centrales que restablezcan su rentabilidad. Si a estos costes adicionales, necesarios para alcanzar los objetivos del Anteproyecto, se suman los excesos de retribución que bajo el actual diseño de mercado reciben las centrales nucleares e hidroeléctricas, estaremos ante un modelo energético con un coste superior al que debiera. Por ello, resulta necesario acometer una reorientación en el diseño del mercado eléctrico, capaz de introducir en los equilibrios de mercado un reparto eficiente de las rentas que se generan en este sector. Sólo por esta vía podría garantizarse que las inversiones necesarias para promover la expansión de las renovables y la seguridad del suministro se realizan al menor coste, condición ineludible de la sostenibilidad propugnada. En este breve artículo se apuntan algunas alternativas que permitirían afrontar este triple objetivo.

Objetivos e instrumentos regulatorios

Es difícil estar en desacuerdo con los tres objetivos que promulga el Anteproyecto de LES: seguridad del suministro, eficiencia económica y respeto al medioambiente. El problema radica en cómo alcanzarlos, haciéndolos compatibles entre sí.

El Anteproyecto no especifica ni condiciona las distintas opciones regulatorias necesarias para la consecución del modelo energético que promulga, limitándose a formular objetivos de política energética aunque reconozcamos que no es poco. Pero si esas opciones no se concretan, traduciéndose en nuevas leyes sectoriales, las bases del Anteproyecto quedarán vacías de contenido porque la discusión y la controversia, donde realmente se centran, es en los instrumentos y no tanto en los objetivos. Esto es lo que distingue a unos Gobiernos de otros, y no las buenas intenciones.

Efectivamente, se necesitan instrumentos regulatorios adecuados para promover los objetivos de la LES. Si no fuera así, no sería necesaria una Ley: bastaría con dejar al mercado actuar de manera espontánea para que se alcanzara la seguridad de suministro y la eficiencia económica, al tiempo que se respeta el medioambiente. Por tanto, tras la LES subyace el reconocimiento de que el mercado falla, al menos en estos aspectos. Y esta cuestión, que debería estar escrita negro sobre blanco en el Anteproyecto, es condición necesaria para empezar a actuar. Pero esto no quiere decir que podamos ni debemos prescindir del mercado. Muy al contrario, debemos considerarlo como el mejor instrumento. Un instrumento que debe ser diseñado tomando en consideración las características de los diferentes sectores energéticos, en particular las del Sector Eléctrico.

La apuesta por las renovables

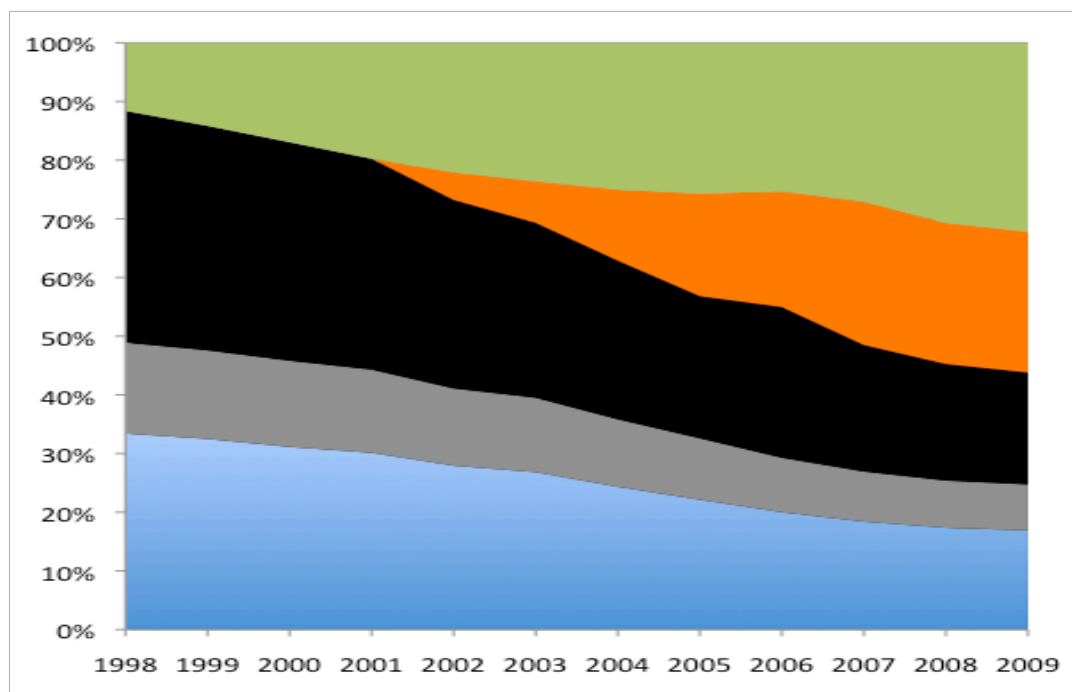
La política energética del Gobierno apuesta por las energías renovables. Y el Sector Eléctrico constituye el instrumento más eficaz para la integración de las energías renovables en la dieta energética del país. Además, a través de la incorporación del coche eléctrico a la demanda de electricidad, el Sector Eléctrico puede contribuir a minorar el uso de combustibles fósiles en el Sector del Transporte,

principal responsable de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en los sectores difusos.

La energía eléctrica producida a través de fuentes renovables (principalmente, eólica y solar) ha experimentado crecimientos muy intensos en España: desde 1998 hasta 2009, la potencia instalada en régimen especial (renovable y cogeneración) ha pasado de 4.500 MW a 30.000 MW, y se espera que alcance los casi 48.000 MW en 2016 (la Figura 1 muestra la evolución del mix energético en el Sector Eléctrico Español). España se encuentra en el cuarto lugar en el ranking mundial según su potencia eólica instalada (más de 18.200 MW, después de haber aumentado más de un 16% en el último año), precedida por EEUU, Alemania y China. En términos de su participación en la cobertura de la demanda, las energías renovables ya han alcanzado en 2009 el 26%¹, y se establece que en 2020 alcancen el 42% para cumplir los objetivos de la Unión Europea, que el Anteproyecto de LES asume.

¹ Las aportaciones principales a este porcentaje provienen de la producción eólica (13%) y la solar (3%). La energía eólica se consolida como tercera tecnología en la cobertura de la demanda, precedida por la producción de centrales nucleares y Ciclos Combinados.

Mix energético en el Sector Eléctrico Español según la potencia instalada, 1998-2009 (Fig.1)



Fuente datos: REE

■ Régimen Especial (renovables y cogeneración)
 ■ Ciclos Combinados
 ■ Carbón y Fuel-Gas
 ■ Nuclear
 ■ Hidráulica

Garantía de suministro y energías renovables: ¿son compatibles?

La garantía de suministro y las energías renovables presentan en el Sector Eléctrico algunos problemas de incompatibilidad. Las fuentes primarias autóctonas de energía renovable disminuyen la dependencia energética exterior de España, contribuyendo así a la garantía de suministro a largo plazo (Nieto 2009). Sin embargo, en el corto plazo, un elevado peso de las energías renovables puede generar problemas de garantía de suministro, al dificultar la igualación instantánea, e imprescindible, entre oferta y demanda de electricidad. La disponibilidad de las energías renovables depende de variables exógenas, muy volátiles y en muchos casos difícilmente predecibles, como la pluviosidad, la radiación solar o la intensidad del viento². Para absorber las variaciones en la disponibilidad de las fuentes renovables, la garantía de suministro en el sector eléctrico exige el mantenimiento de una capacidad de reserva firme y flexible (conformada por las centrales de Ciclo Combinado) que aporte fiabilidad al sistema. De lo contrario, en periodos de sequía, baja radiación solar o falta de viento, se podrían producir colapsos generalizados y cortes indiscriminados en el suministro eléctrico, inasumibles en cualquier país desarrollado. El problema radica en que la capacidad de reserva, por ser reserva,

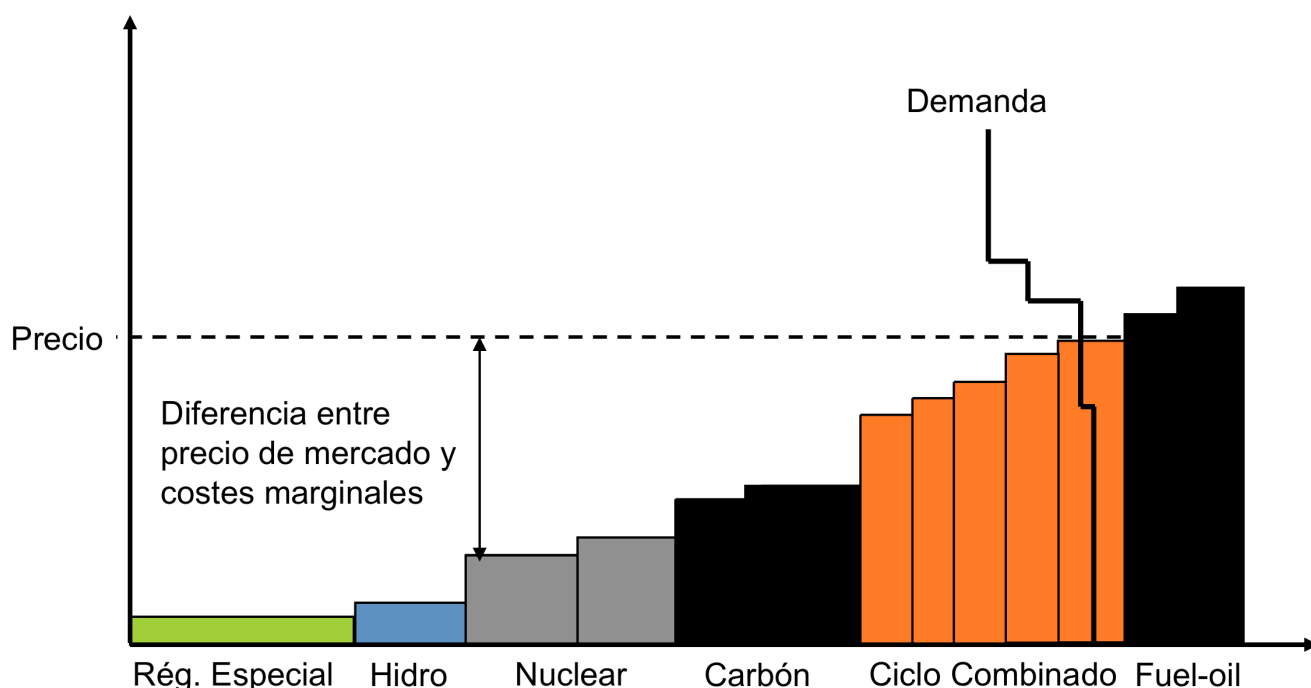
² Por ejemplo, la aportación de la energía eólica a la cobertura de la demanda en 2009 varió, para distintos periodos horarios, del 1% al 54%. Recientemente, en Febrero de 2009, la energía eólica ha alcanzado un máximo histórico de producción instantánea, 12.880 MW. Véanse los Informes del Sistema Eléctrico de REE.

tendrá pocas horas de utilización (menos, cuanto mayor sea el peso de las renovables en la cobertura de la demanda). Las bajas tasas de utilización reducen la rentabilidad de estas centrales, incluso a valores negativos, afectando al correspondiente proceso inversor y así a la garantía de suministro.

Los objetivos de fomento de las renovables y la garantía de suministro son incompatibles bajo un diseño de mercado que ignore esta cuestión. Por ello, del Anteproyecto se trasluce la necesidad de profundizar en el pago de primas a las centrales de Ciclo Combinado (pagos por capacidad o incentivos a la inversión) en un nuevo escenario en el que las energías renovables constituyan el vector predominante en la dieta energética de España.

Del mismo modo, el Anteproyecto se detiene en el concepto de planificación como instrumento que encuadre el fomento a las inversiones en energía renovables. Pero soslaya, o no hace explícito, que el desarrollo de las energías renovables no puede hacerse a cualquier coste. Seguramente, parte del fuerte desarrollo de las energías renovables en España se deba al pago de primas que han devenido altas por la rápida disminución de los costes de inversión. La política de primas a las renovables tiene que ser lo suficientemente flexible como para reflejar los costes de la tecnología en cada momento (caracterizados por una curva de aprendizaje con fuerte pendiente), al tiempo que proporciona un marco estable y predecible a los inversores.

Determinación de los precios del pool eléctrico y costes marginales de las distintas tecnologías (Fig. 2)



Los precios del mercado eléctrico y la retribución de las centrales nucleares e hidroeléctricas

La electricidad se vende y compra en España a través de una serie de mercados, con distintos plazos: las subastas CESUR, que se organizan con una periodicidad semestral, en las que los comercializadores de último recurso adquieren la electricidad para satisfacer las demandas de los pequeños consumidores; los mercados a plazo OTC, altamente opacos, a cuyos precios están tendiendo a converger los precios de las subastas CESUR; y el mercado de producción, que se organiza cada día en torno a una bolsa, conocida como pool eléctrico. Este último sigue siendo un mercado de referencia para el resto de mercados, así como un instrumento fundamental para la determinación de la retribución de las empresas eléctricas generadoras. La Figura 2 ilustra el proceso de formación de precios en el pool eléctrico, y la Figura 3 muestra la evolución de los precios horarios mínimos, medios y máximos en este mercado desde 1998 hasta 2009.

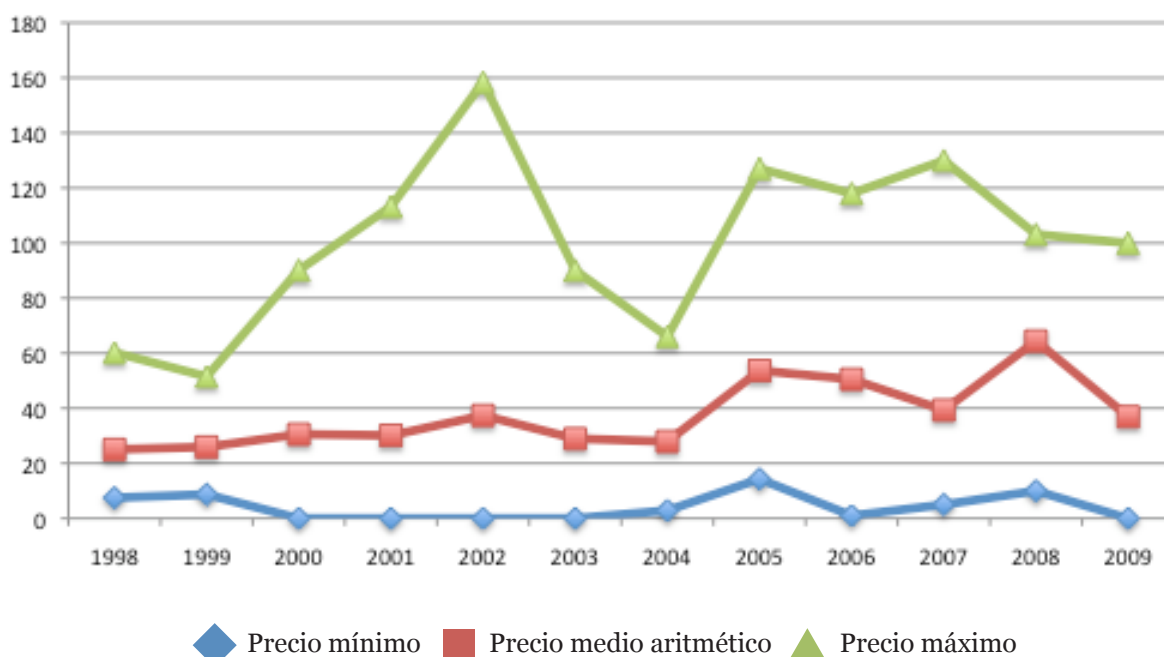
En el futuro que vislumbra la LES, los precios que determina este mercado eléctrico, entendido en su conjunto, no afectarían a la retribución de ninguna tecnología, salvo la de aquellas que precisamente no debiera determinar. Si las energías renovables están sujetas a su propio marco retributivo, y las centrales de ciclo combinado ven su retribución complementada con pagos por capacidad (por no mencionar las ayudas al carbón nacional), ¿qué queda para el mercado? Queda la hidroelectricidad y la energía nuclear, cuyos costes variables se encuentran entre los más bajos de todo el sistema, y cuyas inversiones ya están altamente recuperadas. Este mercado, cuyos precios responden fundamentalmente a los costes de los combustibles fósiles, sobre-remunera a las actuales centrales hidroeléctricas

y nucleares³, sin que juegue un papel relevante en la eficiencia de su producción ni aporte una señal efectiva a los inversores. Ello es así porque, a costes históricos, no existe libertad de instalación en estos segmentos tecnológicos y, como consecuencia, su presencia en el mercado sólo responde a una posición, de hecho o de derecho, no disputable. Tampoco el mercado jugó papel alguno para ajustar la retribución de estas centrales en el momento de su inversión, porque las inversiones se hicieron al amparo de un marco regulatorio que aseguraba la percepción de unas ciertas tasas de rentabilidad. Tasas de rentabilidad, por cierto, muy inferiores a las que los propietarios de estas centrales están percibiendo bajo el actual diseño de mercado, sin que el cambio regulatorio traído de la mano de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 les haya supuesto riesgo alguno. Al contrario, los entonces establecidos Costes de Transición a la Competencia (CTCs) eliminaron todo riesgo a las empresas, sin una contrapartida igual para los consumidores. Éstos no sólo han asumido el riesgo implícito en todo cambio regulatorio, sino que además lo han acabado pagando en forma de sobre-retribuciones a las centrales hidráulicas y nucleares⁴. La seguridad jurídica y la confianza legítima no deben predicarse sólo para las empresas, sino también para los consumidores.

³ Por aportar algunos órdenes de magnitud, la CNE estimó que, en el tercer cuatrimestre de 2008, la sobre-retribución de centrales nucleares e hidroeléctricas se situó entre los 550 y los 1.100 Millones de Euros (según se considere que los costes fijos ya están totalmente recuperados o no). En este mismo periodo, las primas a las energías renovables ascendieron a los 600 Millones de Euros.

⁴ La Dirección de Inspección, Liquidaciones y Compensaciones de la CNE estima que la diferencia entre los CTCs totales máximos reconocidos y el total cobrado hasta el 1 Julio de 2006 asciende a 2.274 Millones de Euros del año 2010. Véase Voto Particular Consejero CNE J. Peón (2009).

Evolución de los precios del Pool Eléctrico Español, 1998-2009 (Fig. 3)



El cambio regulatorio necesario

Los costes de la energía eléctrica aumentarán por la doble vía de las primas a las energías renovables (con cuotas crecientes en la cobertura de la demanda) y de las primas a las centrales de Ciclo Combinado. Pero si se mantiene el esquema de retribuciones actual, los objetivos que persigue la LES tendrán un coste para los consumidores superior al que debiera: a las primas de renovables, Ciclos Combinados y otras tecnologías que aporten fiabilidad al sistema, habrá que sumar la sobre-retribución que perciben las centrales nucleares e hidroeléctricas. Las primas a las renovables son bien visibles y necesarias; las cobradas por las centrales de Ciclo Combinado pasan desapercibidas pero también serán necesarias; finalmente, los excesos de retribución de las centrales nucleares e hidroeléctricas, además de ser invisibles, son innecesarias y carecen de justificación económica. Seguir trasladando a generaciones futuras déficits tarifarios alimentados por esas sobre-retribuciones, atenta contra la equidad inter-generacional y contra la propia eficiencia que el Anteproyecto de LES abandera.

Otro de los principios a los que aspira el Anteproyecto es el fomento “de las condiciones adecuadas para la existencia de un marco energético competitivo”. Pero, ¿está dispuesto el Gobierno a acometer una reorientación en el diseño del mercado eléctrico? El mercado eléctrico en España, bajo su diseño actual, difícilmente será un mercado competitivo. Y ello no es debido a las particularidades de la electricidad (no almacenabilidad, inelasticidad de su demanda, etc.) o al elevado grado de concentración empresarial (que pudiera revertirse)⁵, sino sobre todo a la existencia de elevadas barreras a la entrada y salida, en algunos casos infranqueables, como en los segmentos hidroeléctrico y nuclear. Estas barreras, al imposibilitar la consecución de un mix óptimo, impiden que, en el mejor de los casos, la competencia sobre los costes marginales genere una retribución adecuada (ni excesiva ni insuficiente) de las diferentes tecnologías.

Por ello, mientras no exista competencia efectiva entre los inversores para acceder a todos los segmentos tecnológicos, no se producirá el ajuste de rentabilidades que sí se produce en otros sectores. La solución tiene que pasar, ineludiblemente, por reequilibrar el reparto de las rentas en el sector eléctrico. Ello se puede hacer sin afectar a la eficiencia del sector; muy al contrario, tal solución será su único garante. Porque sin recursos que apoyen el fomento de las renovables y la garantía de suministro a corto plazo, los objetivos irrenunciables que promulga la LES serán difícilmente alcanzables, o sólo alcanzables con un elevado coste para los consumidores y para la competitividad de la economía en su conjunto.

El tratamiento para las nuevas inversiones tiene que ser distinto al de las centrales que entraron en funcionamiento antes del cambio regulatorio del 1997. Ello es así porque la competencia por las nuevas inversiones debiera producir el

reajuste de rentabilidades que no se produjo en el caso de las anteriores. Sin embargo, la competencia entre inversores no basta para que se realicen las inversiones óptimas. Por una parte, los inversores pueden posponer la construcción de nuevas centrales hasta que su retribución esperada cubra sus costes medios con suficiente certidumbre. Por otra, la capacidad de producción puede no alcanzar su nivel óptimo porque los inversores privados no internalizan las externalidades positivas que aportan al aumentar la garantía de suministro.

En estos momentos, en España no pelagra la garantía de suministro porque contamos con excesos de capacidad. Sin embargo, en diversas ocasiones de las que nuestro país no ha sido ajeno, el comportamiento cíclico de la inversión ha demostrado que los excesos de capacidad pueden verse rápidamente absorbidos, generando problemas de garantía de suministro difícilmente reconducibles en el corto plazo. En un horizonte cercano, podríamos estar ya ante este problema.

Para no llegar tarde, en España deberíamos empezar a reflexionar sobre un modelo regulatorio mejorado que hiciera compatibles la garantía de suministro, la expansión de las renovables y la eficiencia económica. Es decir, un modelo regulatorio robusto capaz de encajar y sobrevivir a las pruebas de esfuerzo que los cambios tecnológicos, las restricciones sociales o políticas y los ciclos económicos, someten a la gestión eficiente de los mercados.

La reforma podría asentarse sobre dos pilares básicos: introducir competencia en la etapa de la inversión, y dotar al regulador de instrumentos eficaces para atender su triple responsabilidad de promover la eficiencia, la expansión de las renovables y la garantía de suministro. Pero, ¿cuál es el coste de las renovables, y cuánto hay que pagar por la garantía de suministro que el mercado por sí sólo no aporta?

Porque la respuesta sólo la tienen los inversores, utilicemos las subastas para extraer la información de la que éstos disponen y poder así determinar la retribución de las nuevas inversiones. Por ejemplo, en vez de fijar las primas de las renovables por Real Decreto, ésta podría determinarse a través de subastas en las que los inversores declararían la retribución mínima que exigen para llevar a cabo sus inversiones, compitiendo por hacerse con una posición en un hueco limitado. De igual modo, el regulador podría celebrar subastas de contratos de suministro a largo plazo con las nuevas centrales que aporten la garantía de suministro que el sistema requiere⁶. En ambos casos, la competencia entre los inversores a través de las subastas aseguraría que el precio con el que se retribuyen las nuevas inversiones fuera el adecuado, al tiempo que se cumplen, ni por exceso ni por defecto, los objetivos de cantidad en

⁵ En Fabra (2007) se discuten algunas de las particularidades de la electricidad relevantes para el análisis de competencia en el Sector Eléctrico.

⁶ Estos contratos podrían establecer pagos indexados al precio del mercado de la energía, que se determinarían, por ejemplo, por diferencias. De esta manera se mitigarían además incentivos al ejercicio del poder de mercado. Véase Bushnell et al. (2008).

materia de renovables y garantía de suministro. Además, estas medidas proporcionarían el marco estable y predecible que legítimamente exigen los inversores⁷.

¿Y para las inversiones antiguas, las anteriores a la Ley del Sector Eléctrico de 1997? Procédase como se ha procedido con la central nuclear de Garoña. No cerrándolas, sino determinando su vida económica - aquella que ha permitido la recuperación regulada de las inversiones -. La vida útil restante permitirá, bajo contratos regulatorios de largo plazo, devolver al sistema las inversiones ya pagadas, contribuyendo así a cubrir los mayores costes que la sostenibilidad energética proyecta desde el presente, sobre el futuro. Así se ha hecho ya en Bélgica⁸. No estaríamos innovando nada.

Más allá de España

Todas estas cuestiones están pendientes de solución en España y en muchos países de la Unión Europea. Sin embargo, otros países ya han empezado a abordar sin complejos el problema que impide conjugar adecuadamente, bajo la regulación actual, los objetivos que promulga la LES. Durante 2009, Bélgica ya ha dado algún paso extrayendo los beneficios extraordinarios que generarán sus centrales nucleares más allá de su vida económica. Francia ya ha empezado a barajar alternativas con su proyecto de Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité (NOME), cuya aprobación en forma de Ley se espera para mediados de 2010. Y, muy recientemente, el regulador británico (Ofgem) ha anunciado que prepara una propuesta para una transformación radical de su modelo energético. Su diagnóstico comparte ciertas semejanzas con las preocupaciones que se vislumbran en la LES: "La combinación de la crisis financiera global, los duros objetivos medioambientales, la mayor dependencia del gas importado y el cierre de centrales antiguas plantea dudas sobre si el actual sistema energético sirve para garantizar un suministro seguro y sostenible". Sin embargo, a diferencia del Anteproyecto de LES, la propuesta del regulador británico contempla medidas concretas, como la creación de "una central de compras de energía que determinaría la cantidad y el tipo de nueva capacidad de generación que se necesita y que firmaría contratos a largo plazo con las centrales eléctricas". Propuestas o medidas de esta naturaleza brillan por su ausencia en la LES.

Pero se trata sólo de un anteproyecto. Todavía es posible y hay tiempo para que el proyecto que finalmente presente el Gobierno al Parlamento contenga las orientaciones regulatorias que faltan.

⁷ En Fabra y Fabra Utray (2009) se describen estas medidas en mayor detalle.

⁸ En Bélgica, las empresas eléctricas han acordado recientemente el pago de entre 215 y 240 Millones de Euros anuales al Gobierno, a cambio de la extensión de la vida útil de tres reactores nucleares. Se estima que esta cifra representa el 30% de los beneficios que estas centrales obtendrán a través del mercado.

Referencias

- Bushnell, J., E. Mansur y C. Saravia (2008), Vertical Arrangements, Market Structure and Competition: "An analysis of Restructured U.S. Electricity Markets", American Economic Review. Vol. 98, No. 1.
- Comisión Nacional de la Energía (2008), Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Disponible en <http://www.cne.es>.
- Fabra, N. (2007), La Electricidad: Mercados, Inversiones, y Garantía de Suministro, Economía Industrial 364. Disponible en <http://www.eco.uc3m.es/nfabra>.
- Fabra, N y J. Fabra Utray (2009) Un diseño de mercado para el Sector Eléctrico Español, Papeles de Economía Española 121. Número Especial sobre Energía y Cambio Climático. Disponible en <http://www.eco.uc3m.es/nfabra>.
- Nieto, I. (2009) Prospectiva y geoestrategia de la energía, Papeles de Economía Española 121. Número Especial sobre Energía y Cambio Climático.
- Ofgem (2010), Project Discovery: options for delivering secure and sustainable energy supplies, Reference number: 16/10. Disponible en <http://www.ofgem.gov.uk>.
- Peón Torre, J. (2009), Voto Particular sobre el Informe 1/2010 de la CNE al Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible. Disponible en <http://www.cne.es>.
- Red Eléctrica de España, Informes del Sistema Eléctrico Español. Disponibles en <http://www.ree.es/>.

Natalia Fabra

Profesora Titular de Fundamentos del Análisis Económico en el Departamento de Economía de la Universidad Carlos III de Madrid y miembro del Centre for Economic Policy Research. Es Doctora en Economía por el Instituto Universitario Europeo de Florencia, y ha sido investigadora en el University of California Energy Institute (Berkeley), Institut d'Économie Industrielle (Toulouse), y Nuffield College (Oxford). Su investigación trata sobre diversos temas relacionados con la organización industrial; entre ellos, el análisis y diseño de los mercados eléctricos, o la política de la competencia. Sus artículos están publicados en diversas revistas, entre las que destacan The Rand Journal of Economics, The Journal of Industrial Economics, The International Journal of Industrial Organization, o The Energy Journal.

<http://www.eco.uc3m.es/nfabra>