

Políticas energéticas de los países miembros de la AIE. Revisión de España 2015

Resumen ejecutivo y recomendaciones clave

Agencia Internacional de la Energía

Desde finales de los años 90 hasta el año 2008 España disfrutó de un *boom* económico, tras el cual la economía entró en una recesión que duró hasta finales de 2013. Aunque la economía está creciendo otra vez, el suministro total de energía primaria (TPES¹), el consumo final total de energía (TFC²), la demanda eléctrica y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con la energía, permanecen en un nivel mucho más bajo que el que tenían antes de la recesión.

España mantiene mucha de su habitual fortaleza en el sector energético, especialmente con relación a la seguridad del suministro, pero al mismo tiempo la situación económica ha traído nuevos retos que urgen la acción del Gobierno. Esto es particularmente cierto en el sector de la electricidad.

Un aspecto importante de la política energética española es el creciente papel de la

Unión Europea (UE) como fuente de objetivos estratégicos y de las obligaciones que estos conllevan. Desde 2009, la liberalización progresiva y la integración transfronteriza de los mercados del gas natural y la electricidad han continuado, especialmente a través de la aplicación del Tercer Paquete del Mercado Interior de la Energía de 2009. Asimismo, España y otros países miembros de la UE están introduciendo medidas de amplio espectro a fin de cumplir los objetivos de la UE para 2020 en cuanto a la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI³), las energías renovables y la eficiencia energética.

Seguridad de suministro

La dependencia de España de las importaciones de energía ha disminuido desde aproximadamente el 80% de su demanda energética en 2009 hasta un 70% en 2014. Semejante éxito puede ser atribuido en

parte al rápido aumento del suministro de energías renovables. Las importaciones de petróleo están bien diversificadas respecto a los países de suministro y España mantiene unas reservas de petróleo ligeramente más altas que las exigidas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE⁴) a sus miembros. Por otra parte, en 2010 España aumentó sus requerimientos de *stocks* mínimos de 90 días a 92 días.

España posee un tercio de la capacidad total de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL⁵) de la Unión Europea, y ha efectuado con éxito la diversificación de los orígenes de las importaciones. El gas es importado desde más de diez países y las mayores compañías importadoras de gas pueden basar únicamente la mitad de su total anual en un solo país. Los *stocks* de gas obligatorios para situaciones de emergencia se establecen en 20 días, aumentando aún más la seguridad del suministro. Satisfecha

¹ Total Primary Energy Supply (TPES)

² Total Final Consumption (TFC)

³ Greenhouse Gases (GHG)

⁴ International Energy Agency (IEA)

⁵ Liquefied Natural Gas (LNG)

con los esfuerzos españoles para fortalecer la seguridad del suministro energético tanto en el sector del petróleo como en el del gas, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) alienta a España a evaluar su potencial de gas de esquisto.

En el sector de la electricidad, España ha construido un gran parque de generación, muy bien diversificado, así como un sistema eléctrico altamente fiable. España ha efectuado con éxito la integración de una gran cuota de energía eólica y solar, limitando al mismo tiempo los vertidos de renovables. Dada la relativamente baja capacidad transfronteriza del país, las variaciones en la generación de electricidad tienen que ser tratadas principalmente dentro del sistema ibérico. No obstante, esta situación ha mejorado recientemente y se han programado ya nuevas interconexiones con Francia (ver "Integración de mercados e interconexiones transfronterizas" abajo).

La seguridad del suministro de energía ha mejorado, fruto de la legislación y la regulación, pero también como resultado de los aumentos significativos de capacidad instalada durante los últimos 15 años y de la menor demanda de energía primaria y electricidad durante la recesión. El gran exceso de capacidad en generación de electricidad y terminales de GNL resultante, ha supuesto sin embargo una fuerte tensión en la estabilidad financiera de los sistemas eléctrico y gasista.

Estabilidad financiera de los sistemas eléctrico y gasista

Tras su toma de posesión en diciembre 2011, el nuevo Gobierno dio prioridad urgente a la estabilización financiera del sector público. La deuda pública había aumentado desde menos del 40% del producto interior bruto (PIB) en 2007 a un

nivel aproximado al 80% del PIB en 2011, y seguía creciendo a un ritmo insostenible. El Gobierno había heredado también un enorme desequilibrio entre los costes y los ingresos regulados del sistema eléctrico. Este desequilibrio, conocido como déficit tarifario, se tomó como una responsabilidad financiera del Estado; su resolución pasó a ser una de las áreas principales para el enfoque de la política energética.

El déficit tarifario, que había estado acumulándose desde 2001, empezó a partir de 2005 una espiral fuera de control. Entre 2005 y 2013, los costes del sistema eléctrico crecieron un 221% mientras que los ingresos aumentaron solo en un 100%. Los subsidios a la electricidad de origen renovable constituían el concepto de coste individual más alto. En 2012, la deuda acumulada en el sistema había alcanzado más de 20.000 millones de Euros y estaba previsto que aumentase en miles de millones cada año, a no ser que se hiciera algo para evitarlo. En 2012 el Gobierno eliminó temporalmente los subsidios a instalaciones nuevas. Además, redujo la remuneración de las actividades en las redes de transporte y distribución, aumentó las tarifas de acceso e introdujo un impuesto del 7% por la generación de electricidad (22% para la energía hidráulica). No obstante, a finales de 2012 el déficit había crecido hasta 26.000 millones de Euros.

En julio 2013, el Gobierno introdujo un amplísimo paquete de reformas para el mercado eléctrico. La reforma reducía en varios miles de millones de euros al año la remuneración y la compensación por las actividades en el sistema eléctrico. Introducía también el principio de "no introducción de ningún coste nuevo sin que aumenten los ingresos". Muy importante: la reforma introducía un nuevo método para calcular la compensación para las energías renova-

bles, los residuos y la co-generación (generación conjunta de calor y electricidad). Salvo ciertas excepciones, a mediados de 2015 la reforma había sido puesta en marcha en su totalidad. La reforma cumplió su objetivo: los costes e ingresos del sector están de nuevo equilibrados y el déficit acumulado - que alcanzó su máximo al final de 2013 con 29.000 millones de Euros, o el 3% del PIB - debería desaparecer gradualmente a lo largo de los siguientes 15 años.

La reforma del mercado eléctrico ha sido compleja pero necesaria. La sostenibilidad financiera futura del sistema eléctrico depende tanto del desarrollo macroeconómico como del compromiso firme de los políticos españoles con la reforma. Para superar cualquiera de los riesgos que se intuyen al invertir en infraestructuras eléctricas en España, el Gobierno, al revisar los parámetros para definir una rentabilidad razonable, deberá seguir al pie de la letra los principios de transparencia, predictibilidad y certeza. De forma más general, con objeto de evitar en el futuro cualquier interferencia política, se deberá imponer estrictamente el principio "no introducción de ningún coste nuevo sin que aumenten los ingresos".

Como consecuencia del alto nivel de costes en el sistema eléctrico, los precios para el usuario final en España se encuentran entre los más altos de los países miembro de la AIE. El Gobierno podría reformar los precios para el usuario final eliminando aquellos componentes de coste que no estén relacionados con el suministro de electricidad a los usuarios, recuperándolos a través de mecanismos más apropiados. España debería re-estudiar sus objetivos de energías renovables: el peso podría ser compartido de forma más equilibrada entre los diversos sectores, lo que implica en primer lugar enfocarse más en la limitación del uso de petróleo en el sector del transporte.

Provocado por la recesión, también apareció un déficit tarifario en el sistema de gas natural, al reducirse los ingresos por el uso de infraestructuras (gaseoductos, almacenamiento subterráneo, y plantas de regasificación de GNL) debido a la caída en la demanda de gas. A finales de 2013, se había acumulado un déficit tarifario de 400 millones de euros. Aunque esta cantidad era poco más del 1% del déficit tarifario acumulado en el sector eléctrico, se preveía que se doblase en 2014. En julio de 2014, el Gobierno introdujo un nuevo mecanismo para eliminar progresivamente el déficit tarifario acumulado. De acuerdo con ello, todos los costes nuevos del sistema debían ir asociados a los correspondientes recortes de coste o aumentos de ingresos en otras partes. Asimismo, en caso de que el déficit tarifario anual supere un umbral predeterminado, las tarifas de acceso serán incrementadas de forma automática.

La AIE valora positivamente las acciones llevadas a cabo por el Gobierno, gracias a las cuales se ha eliminado el déficit anual a partir de 2014. El déficit tarifario acumulado ha dejado por ello de crecer y será progresivamente eliminado. El Gobierno debe mantener un sólido compromiso a largo plazo hasta equilibrar los costes e ingresos en el sistema de gas natural.

Integración de mercados e interconexiones transfronterizas

La creación de mercados únicos de electricidad y gas natural ha sido desde hace mucho una prioridad para la Unión Europea. Por razones obvias, la capacidad transfronteriza de interconexión de electricidad es esencial, no solo para la integración de los mercados sino también para la integración de las energías renovables y para la seguridad de suministro. La capacidad de interconexión eléctrica de España sigue siendo

muy baja, alrededor del 4% de la potencia instalada en 2014. Hasta hace poco, los esfuerzos para incrementar la capacidad de interconexión con Francia habían dado muy pocos resultados. En febrero 2015, en un proyecto al que damos la bienvenida, se inauguró la interconexión de 1,4 Gigawatios (GW) Santa Llogaia–Baixas, la primera interconexión nueva en casi tres décadas.

Es evidente que existe un nuevo impulso para disponer de interconexiones adicionales. El Consejo Europeo de octubre de 2014 acordó un objetivo para 2020 aplicable a cada uno de los países miembros del 10% de cuota en capacidad de interconexión, respecto a su capacidad total instalada de generación. Este objetivo subirá al 15% en 2030. Hay fondos de la Unión Europea disponibles para proyectos prioritarios, y los líderes políticos de Francia, Portugal y España están comprometidos con este objetivo. Después de tantos años con resultados limitados, es muy alentador ver los desarrollos reales más recientes y el fuerte apoyo político para incrementar más aún las interconexiones entre la Península Ibérica y Francia. La programación y construcción de nuevas interconexiones debería ser procurada intensamente y los fondos de la UE disponibles utilizados al máximo.

Más allá de las interconexiones físicas, la integración transfronteriza del mercado con el resto de Europa ha mejorado sensiblemente en los últimos años. Desde mayo de 2014, el mercado Ibérico está acoplado con otras áreas del mercado Europeo, permitiendo una utilización óptima de las interconexiones. La integración estrecha de los mercados intradiarios y de balance con el resto de Europa asegurarían un uso más eficiente de las interconexiones existentes.

Con relación al gas natural, la infrautilizada capacidad de GNL de España puede ayudar

a aumentar la flexibilidad, diversidad y seguridad del mercado interior de la UE. Para que eso ocurra, es necesaria una mayor capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y el resto de Europa. La AIE da la bienvenida por ello a las recientes decisiones de aumentar esa capacidad de interconexión, en particular a través del Proyecto MidCat. La AIE reconoce, asimismo, la importancia de dar apoyo político y financiero a ese Proyecto a nivel de la UE, y se alegra también del reciente esfuerzo para desarrollar y ejecutar un hub de gas. Un hub de gas bien organizado sería beneficioso para España al proporcionar un precio de referencia del gas más transparente.

Planificación de un futuro con bajo contenido en carbono

Por razones comprensibles, el enfoque más inmediato del Gobierno desde 2011 ha sido la recuperación de la estabilidad financiera en los sistemas eléctrico y de gas natural. Ahora que estas extensas reformas han sido satisfactoriamente introducidas, el Gobierno debería enfocarse en facilitar las directrices de la política energética a largo plazo. El Gobierno debería sentar las bases de una estrategia energética integral a largo plazo, con particular énfasis en la demanda de energía y la eficiencia energética. Esto debería llevarse a cabo teniendo en cuenta el objetivo de reducción de los GEI a largo plazo. En este contexto, España debería mantener todas las opciones abiertas respecto a la generación de electricidad con bajo contenido en carbono. España debería también incrementar sus esfuerzos para limitar el pico de demanda de electricidad mediante medidas de eficiencia energética.

Las medidas actuales de España para reducir las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, están enfocadas en la eficiencia energética y las energías renova-

bles. España está preparada para cumplir en 2016 el objetivo del 9% de ahorro de energía final en aquellos sectores no incluidos en el sistema europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS⁶, por sus siglas en inglés), respecto a los niveles de principios de los años 2000. En 2013, España ya había logrado ahorros del 10,1% y el Gobierno confía aumentarlos hasta el 15,5% en 2016. A pesar de todo, las políticas y medidas actuales no son suficientes para cumplir con el objetivo de reducir, en los sectores no incluidos en el ETS, las emisiones de GEI en un 10% desde 2005 hasta 2020. Esto es evidente a la vista de los escenarios establecidos en la Hoja de Ruta 2020, adoptada en octubre de 2014.

El transporte es el mayor emisor de GEI de los sectores no incluidos en el ETS y, por ello, es el área natural para enfoque de la Hoja de Ruta 2020. Las medidas se enfocan en el cambio de uso modal, la renovación de las flotas y una forma más eficiente de conducción. En el sector de la edificación, se esperan tantas rehabilitaciones de viviendas como para suponer un 66% de todos los recortes en emisiones. En la industria, el foco

está en la eficiencia energética y el cambio de los combustibles. La Hoja de Ruta no tiene en consideración sin embargo qué clase de incentivos serían necesarios para incentivar las inversiones necesarias y en qué proporción se dividirían entre los sectores público y privado. El aumento de los tipos impositivos de forma neutral para los ingresos, especialmente la fiscalidad sobre combustibles donde los tipos impositivos son - por comparación internacional - relativamente bajos, puede animar a una utilización más eficiente del petróleo, con las consiguientes ventajas en términos medioambientales y de seguridad energética.

Las políticas ambiciosas en términos de eficiencia energética traen beneficios más allá de la reducción de las emisiones: ahorran dinero, reducen la dependencia de las importaciones, y mejoran la calidad del aire. Una nueva fuente de financiación importante es el Fondo Nacional para la Eficiencia Energética, establecido en julio de 2014. La AIE anima también a España a asegurar que cualquier gasto en eficiencia energética y energías renovables contribuye a la relación coste-eficacia general de la política ener-

gética. Desde una perspectiva financiera y económica, la AIE aplaude la decisión de España de recortar significativamente, desde 2011, los subsidios para la producción de carbón (*hard coal*).

Recomendaciones clave

El Gobierno de España debería:

- Desarrollar, a la vista de los objetivos de la UE para 2030, una estrategia energética a largo plazo que cubra todos los sectores, incluyendo la demanda de energía, en estrecha cooperación con todos los agentes interesados.
- Mantener un fuerte compromiso a largo plazo, tanto para lograr un equilibrio entre costes e ingresos en los sistemas eléctrico y de gas natural, como para imponer los principios de transparencia, predictibilidad y certeza cuando se revisen los parámetros de remuneración en estos sistemas.
- Reformar la fiscalidad energética e introducir incentivos fiscales neutros respecto a los ingresos, para promover reducciones de GEI y mejoras de eficiencia energética. ■

Traducción al español del resumen ejecutivo de "Energy Policies of IEA Countries – Spain 2015 Review"

© OECD/IEA, 2015

La versión española del resumen ejecutivo de "Energy Policies of IEA Countries – Spain 2015 Review" ha sido traducida desde su versión inglesa, la oficial de dicha publicación. Aunque la AIE es la autora de la versión original de la publicación en inglés, la AIE no tiene ninguna responsabilidad respecto a la precisión e integridad de esta traducción.

Está prohibida la reproducción, la traducción u otro uso de esta publicación o cualquier parte de ella, sin el permiso escrito previo.

Las solicitudes deben ser enviadas a: rights@iea.org

⁶ EU emissions trading system (EU ETS)