

Algunas cuestiones relevantes en la transición del modelo energético español



César Lanza

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.
Tecnova I&S. Miembro de IEEE Power and Energy Society y de IAEE International Association for Energy Economics

Resumen

En este artículo se tratan diversos aspectos que, a juicio del autor, conviene tener presentes a la hora de analizar la evolución a medio plazo de los sectores de la energía (electricidad y gas, esencialmente). La transición energética es un proceso que está en curso y sus efectos se advierten en términos físicos, económicos y regulatorios. El cambio gradual de modelo obedece a los tres objetivos principales que declara a medio plazo la política de la Unión Europea: la descarbonización, la competitividad en costes y la seguridad de suministro. Se exponen a lo largo del artículo algunos hechos relevantes y opiniones sobre las cuestiones mencionadas.

Palabras clave

Sistema eléctrico, gas natural, política energética, Unión Europea

Abstract

This article considers various aspects that, in the author's opinion, should be taken into account when analysing the medium-term development of the energy sectors (essentially electricity and gas). Energy transition is a process already underway and the effects of this transition will be noticed in physical, economic and legislative terms. The gradual change of the model corresponds to the three main objectives established for the medium term by EU policy: decarbonisation, competitiveness and security of supply. This article establishes several key factors and offers a series of opinions regarding these questions..

Keywords

Electricity system, natural gas, energy policy, European Union

La transición energética es un término que ha devenido uso corriente, casi un tópico. Se viene empleando para referirse a una serie de cambios sustantivos dentro del modelo de provisión de bienes y servicios relativos a la energía, especialmente aquellos que se perciben con mayor claridad en los últimos años, tanto a escala nacional como global. No puede decirse que ello sea un fenómeno nuevo pues los sectores de la energía poseen una dinámica de evolución cuasi-permanente, reflejo de su enorme importancia pública, su pujanza en términos económicos y la extraordinaria vivacidad que muestran los actores involucrados en ese tipo de negocios. La transición comprende un amplio espectro porque afecta significativamente y en primer lugar a las propias fuentes de energía. Ejemplos notorios de ello son, en la electricidad, la emergencia en cierto sentido desbordante de las denominadas energías limpias o renovables, y en los hidrocarburos, la puesta en explotación de lo que se conoce como yacimientos no convencionales (*shale* y otras variantes).

Ambos hechos han propiciado una convulsión sin precedente en dos sectores cuya trayectoria se presumía en buena medida inercial hasta hace unos pocos años. Además, la evolución del modelo energético se manifiesta de manera perceptible en todo lo relativo a las tecnologías y procesos que van de un extremo a otro de la cadena de valor en ambos sectores, el eléctrico y el de los hidrocarburos. En consecuencia se observa cómo muchas de las actividades que se desarrollan en el mundo de la energía se encuentran sometidas a cambios de cierta envergadura: la producción, el consumo, las redes, los agentes económicos, la regulación, los mercados, los costes, etc. Los cambios que entraña la transición no constituyen en sí mismos una novedad reciente, pero es cierto que se notan ahora con mayor nitidez y en dominios más amplios.

A pesar de la magnitud del fenómeno nada de lo anterior cambia bruscamente de un día para otro. La transición

energética se produce año tras año de forma cuasi-continua como consecuencia del efecto sucesivo de factores diversos: las prioridades y objetivos que establece la política y su desarrollo regulatorio; los avances que vienen de la mano de la innovación tecnológica; el descubrimiento o la posibilidad de aprovechamiento de nuevas fuentes; el crecimiento de la demanda inducido por los países emergentes; el juego cambiante de los intereses involucrados en todo ello, tanto el público como los privados, así como otras circunstancias que afectan a un ámbito tan amplio y complejo. Se trata de un proceso de largo alcance, si nos atenemos a los objetivos establecidos para el año 2030 o incluso a mayor plazo, y contempla aspectos globales y otros que son nacionales.

En general, puede decirse que hay tres principios rectores de alto nivel que inspiran explícitamente la política energética de la Unión Europea y, por tanto, son trasladables a la transición energética en España: la descarbonización, la competitividad en costes y la seguridad de suministro. El primero de ellos es consecuencia de la acción internacional para confrontar el cambio climático de origen antrópico y afecta a las propias fuentes de energía, así como a buena parte de los procesos involucrados en los sectores de la electricidad y los hidrocarburos, desde la producción hasta los usos y el consumo. El segundo objetivo proviene de la deseada evolución hacia unos mercados energéticos más abiertos y eficientes, superando algunas rigideces nacionales y las limitaciones del modelo oligopolístico de competencia prevalente en este tipo de industrias. Finalmente, la seguridad de suministro, que en un mundo donde los recursos se encuentran irregularmente repartidos y son origen de múltiples conflictos, se plantea en términos de diversidad de fuentes y suministradores, libertad de comercio y, en último extremo, aseguramiento en términos equitativos de la energía necesaria para hacer frente a las necesidades que marcan el bienestar social y el desarrollo económico de las naciones.

Aún siendo tales objetivos comunes en gran medida a la práctica totalidad de los países, cada uno de ellos posee cierta potestad para interpretarlos y establecer los medios pertinentes en términos que no son necesariamente homogéneos a lo ancho y largo de la Eurozona. España hace frente a los objetivos de la transición energética dentro de una acción política en buena medida común o al menos coordinada con los restantes miembros de la Unión Europea, pero con singularidades que no pueden ignorarse. Algunas de las circunstancias que afectan a nuestro país son relativamente desfavorables como consecuencia de una política energética nacional que, al

margen de otras consideraciones, ha dado lugar en los últimos años a desequilibrios notorios y patologías preocupantes. Entre ellas la inestabilidad regulatoria y un cierto sentido de improvisación en la gobernanza de los asuntos energéticos, síntomas de debilidad en el avance hacia un modelo consistente a medio plazo.

Este es un artículo de opinión sobre el modelo energético, su presente y las tendencias observables. Debe advertirse que no se abordan en él todas las vicisitudes que afectan a esta cuestión ni se aventuran pronósticos sobre lo que deparará el transcurrir de los años venideros a los sectores involucrados. Basta un breve repaso a la divergencia que suele acompañar en España a las previsiones asociadas a la planificación energética, aún teniendo en cuenta la reconocida experiencia y sabiduría de sus autores, como para renunciar a una pretensión de esa naturaleza. Quien se anime a predecir el futuro debe tener en cuenta algo que dicen los economistas sensatos: *forecasting is as unstable as the relationships implicit in the models it uses*. La dinámica de las relaciones que se establecen en el mundo de la energía, tanto las puramente endógenas como las que lo unen con otros ámbitos igualmente complicados como son los de la política y las finanzas, es en ciertos aspectos inescrutable. Ello no significa, por otra parte, ignorarlo todo. Hay hechos y tendencias, incluso suposiciones o puras hipótesis, que merecen la atención de las personas interesadas. Esa es precisamente la finalidad de este artículo: señalar algunas cuestiones que parecen relevantes en el proceso de transición del modelo energético, aportar alguna información que se pretende libre de sesgo y en último extremo, opinar con libertad e invitar a la reflexión del lector. Numerosos datos cuantitativos y argumentos que sustentan las opiniones aquí vertidas pueden encontrarse en los documentos referidos al final del artículo, en general de acceso público.

Un proceso de amplio alcance

Distinguiremos entre el sector eléctrico y el de los hidrocarburos (y dentro de este especialmente el gas natural), ya que son los dos ámbitos que en principio poseen una relación más directa con las actividades profesionales de los ingenieros de Caminos. En lo que se refiere directamente al sector eléctrico, de forma esquemática y sin ánimo alguno de exhaustividad, conviene tener en cuenta lo siguiente:

- La descarbonización. Es un imperativo que se deriva de la necesaria atenuación del cambio climático de origen antrópico (emisiones principalmente de CO₂ pero también de CH₄ y

otros gases de efecto invernadero), según los compromisos adoptados por cada país o zona geopolítica de referencia. El Consejo de Europa, en su última reunión de octubre del año pasado, pactó una reducción, tomando el horizonte 2030 como referencia, del 40 % en relación con los niveles de emisión de los 28 países de la Eurozona en el año 1990. A pesar de lo anterior, las emisiones de gases de efecto invernadero constituyen a escala planetaria un fenómeno en auge. El compromiso y esfuerzo de Europa y también de los EE. UU. en relación con el objetivo anterior se enfrentan con una situación de hecho dominada por el crecimiento continuo y cuantitativamente muy significativo, al menos hasta el año 2030, de las emisiones que provienen de áreas como China y otros países emergentes. En el año 2014 China y la India emitieron conjuntamente casi 12.000 millones de toneladas de CO₂, con un crecimiento anual en torno al 6 %, mientras que considerando en conjunto la Eurozona y los EE. UU. esas variables alcanzaban respectivamente 9.500 mTon y una disminución en torno al 2 % interanual. El presidente Xi, premier chino, ha advertido en la cumbre Asia-Pacífico celebrada el pasado mes de noviembre que hasta el año 2030 su país no tiene previsto estabilizar o disminuir el volumen de CO₂ que expulsa a la atmósfera.

- La reducción de emisiones en la generación de electricidad en Europa tiene entre otras consecuencias una alteración significativa de la planta física correspondiente. La elevada penetración de las denominadas nuevas energías o energías limpias, especialmente de fuentes eólica y solar, supone elevar la intermitencia y la irregularidad estocástica en la generación a categoría de norma. En un país tan importante dentro de Europa como es Alemania, la transición o *Energiewende* ha supuesto en los últimos años un alza de las renovables desde el 6,3 % (año 2000) a casi el 30% de la producción de electricidad (año 2014), porcentaje de penetración casi idéntico al que actualmente disfrutaban las RES en España, aunque en nuestro caso conseguido a un coste mucho más elevado como consecuencia de algunos errores conocidos de la política energética. Hay que mencionar por otra parte que los costes de algunas tecnologías de generación limpia, en particular la solar fotovoltaica, aún se encuentran en tendencia bajista, lo cual acerca las nuevas instalaciones a una situación potencial de *parity grid* o competitividad en precio dentro de los mercados spot de energía eléctrica. Según datos del DOE de los EE. UU., el coste de la energía generada en instalaciones fotovoltaicas a escala industrial con células de silicio cristalino de última generación en ese país a finales del año 2014 estaba ya por debajo de 100 \$/



MWh, con un recorrido aún por determinar a la baja. En España, el precio medio aritmético de la energía casada en el mercado mayorista horario durante el año 2014 fue de 42 €/MWh, es decir el *gap* del precio de casación del *pool* con el estado del arte de la solar fotovoltaica estaría en torno al 50 % del coste de generación. Los precios de mercado en Norteamérica (Wpico en instalaciones ≥ 5 MW considerando paneles, convertidores e instalación auxiliar) descendió de 4,36 a 1,80 dólares entre los años 2009 y 2013.

- La integración de mercados y sistemas nacionales y la potenciación de las interconexiones eléctricas entre distintos países y zonas apuntan hacia un modelo de equilibrio en el sistema eléctrico en el cual no sólo deben acomodarse instantáneamente la producción y el consumo locales, sino que será preciso considerar además los flujos de intercambio y en su caso el almacenamiento disponible a gran escala en áreas geográficas que desbordan las fronteras de cada país. En el ámbito de la UE, el Consejo Europeo ha establecido en el marco del mercado



interior de la energía que cada país disponga en el horizonte 2030 de una capacidad de intercambio con sus vecinos de al menos el 15 % de la potencia de generación instalada. Igualmente se ha señalado como prioritario poner fin antes del 2020 a la condición de insularidad eléctrica que sufren actualmente algunas áreas como la península ibérica o los países bálticos. Todo ello puede causar cambios conceptuales potencialmente importantes en el funcionamiento técnico y económico del sistema eléctrico. Debe además tenerse en cuenta que en los sectores de la energía, a escala global la práctica totalidad de los agentes en la oferta tienen dimensión global y esa misma tendencia aunque con menor celeridad, se puede apreciar igualmente en lo que se refiere a los organismos de regulación. Es decir, la tendencia a la integración y la transnacionalidad de las actividades afecta globalmente a las actividades, mercados, empresas y reguladores en el sector eléctrico.

- Una interrelación más intensa de las actividades en la cadena de valor, con mayor protagonismo en el futuro de las redes. Especialmente en el contexto del sistema eléctrico, debido a la necesidad de integración de fuentes renovables intermitentes y estocásticas, así como a las tendencias emergentes de la generación distribuida y los nuevos modelos de negocio. Todos esos hechos realzan la importancia de las redes de

transporte y sobre todo de distribución, manifestando en particular una tendencia creciente hacia la incorporación progresiva y sistemática de 'inteligencia' TIC al mundo de la electricidad. Este hecho ya se empieza a advertir con claridad en las redes (Smart Grid y conceptos análogos) pero también es aplicable a las restantes actividades del sistema como son el consumo (gestión activa de la demanda) y si la regulación lo admitiese a la generación distribuida de energía (sistemas inteligentes de gestión de balance neto). En ese sentido hay que observar si la tendencia a hacia el modelo prosumer por parte de los consumidores industriales adquiere suficiente relevancia en los próximos años.

- Una intensidad energética decreciente del PIB en los países desarrollados, como consecuencia de los avances en la eficiencia de los procesos industriales, el auge económico del sector terciario, la conciencia ambiental de los consumidores y el encarecimiento de los precios de la energía. España, un país calificado por la OCDE de eficiencia media en términos energéticos, ha reducido en casi un 10 % su consumo neto anual de energía desde el año 2008, inicio declarado de la crisis, con una reducción neta del PIB en ese mismo período en torno al 7 % (a precios constantes). Lo anterior viene acompañado de una mayor competición en los mercados

globales que afecta a demanda y oferta. Por un lado y a escala macro, en lo que se refiera a la demanda de energía como consecuencia de la incorporación de las economías emergentes a patrones de consumo desarrollados y sus necesidades de aprovisionamiento. Pero también aumento de la competencia en la oferta en determinados mercados locales, debido al exceso de capacidad de producción de algunos países. Adicionalmente, volatilidad de los precios. Consecuencias en buena medida de la irregularidad de la producción de fuentes estocásticas como son el viento y la radiación solar, pero también de las circunstancias cambiantes de la competencia entre agentes en los mercados.

En cuanto al sector de los hidrocarburos, pueden mencionarse las circunstancias siguientes:

- Un cambio sin precedentes en la geoestrategia del petróleo y el gas, debido a la posibilidad técnica y la viabilidad económica de explotación de un número importante de yacimientos no convencionales (shale y otras variantes) distribuidos en diversas áreas del planeta. La producción de shale gas en los EE. UU. se ha multiplicado por 5 en los últimos cinco años, pasando de 7 a 35 bcf/d y actualmente supone casi la mitad de la producción total de gas natural de ese país. Las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía para las tres próximas décadas suponen un crecimiento del 17 % al 31 % en la participación del gas no convencional en la demanda de ese combustible a escala global, lo cual, unido al descenso de los precios reafirmará la importancia de este combustible en los países desarrollados como fuente energética de transición hacia futuros escenarios de descarbonización más radical.

- Tensiones comerciales y políticas derivadas de la reacción de los agentes económicos del sector frente al hecho anterior y reorganización de las correspondientes cadenas de valor. El precio *spot* del crudo Brent a final de 2014 estaba en 55,4 dólares mientras que un año atrás cotizaba al doble (110,5 dólares). Escenarios coyunturales con fluctuación de precios en función de las estrategias e intereses de las partes en competencia, especialmente el bloque OPEC y los nuevos agentes en la oferta.

- Impulso político hacia una sustitución gradual y suave de los combustibles fósiles en sus usos predominantes, como por ejemplo el transporte, por otros vectores energéticos (vehículo eléctrico, cambios en el reparto modal, etc.). A pesar de ello, se trata de un fenómeno aún incipiente y con importancia cuantitativa muy reducida.

- En términos macro, a escala global y medio plazo, las previsiones son de un crecimiento sostenido de la demanda de hidrocarburos como consecuencia del desarrollo económico de los países emergentes. Según algunos expertos cualificados del sector, la demanda global de petróleo crecerá al ritmo medio interanual del 0,8 % de aquí al año 2035 y el gas al 1,9 %.

La transición energética en España

Siendo todo lo anterior en buena medida aplicable a nuestro país, es preciso no obstante recoger algunas particularidades propias del caso español que por tanto influirán en el proceso de transición, su alcance y ritmo. Así, en cuanto al sistema eléctrico pueden tenerse en cuenta los hechos siguientes:

- Un acusado desajuste entre la capacidad de producción instalada en nuestro país y la demanda de electricidad. Este hecho resulta muy perceptible y deriva de la proliferación de instalaciones de renovables propiciada por la política energética a lo largo de la pasada década, coincidiendo desafortunadamente en el tiempo con la ejecución del ciclo inversor de las compañías eléctricas en centrales CCGN. Para mayor inconsistencia, el aumento de capacidad de producción ha venido acompañado en estos últimos años de un descenso de la demanda eléctrica (energía y potencia en puntas) como consecuencia de la situación económica general y el



encarecimiento de los precios de la electricidad. Como datos representativos considérese la disparidad entre los hechos que se mencionan seguidamente. La potencia instalada en el sistema durante la última década creció el 67 %) mientras que la demanda de energía eléctrica lo hizo el 10 %. La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular alcanza actualmente un valor que supera los 102.000 MW, magnitud desmesurada a todas luces si se tiene en cuenta que la punta máxima de potencia instantánea demandada en la última década se situó en torno a 45.000 MW (año 2007). Durante el año 2014 la curva monótona de la distribución horaria de la demanda de potencia en el sistema peninsular (energía total 243.000 GWh) se caracterizaba por unos valores máximo/medio de 39.000/28.000 MW.

- Desequilibrio crónico en términos financieros, es decir el tan traído y llevado problema del déficit de tarifa, que afecta a los costes regulados del sistema. El déficit ‘vivo’ a finales del año 2014 se situaba en torno a 30.000 millones de Euros (3 % del PIB), si se tiene en cuenta la desviación prevista para este último año, que en el mes de octubre ya alcanzaba un valor de casi 3.000 m€. Esta cuestión, que se pretende encauzar por la vía del recurso a los Presupuestos Generales del Estado, está en gran medida relacionada con el sobredimensionamiento de la planta de generación y la fuerte penetración de las RES (la remuneración extra o subvención a este tipo de instalaciones en el período enero-octubre de 2014 ascendió a 6.500 m€). Debe señalarse que aparte de su magnitud económica, el problema del déficit ha sido a su vez origen y causa principal de la inestabilidad regulatoria, una de las principales patologías que sufre el sistema eléctrico español en la actualidad.

- Escenario coyuntural recesivo de la demanda de electricidad. El consumo actual se encuentra en España en niveles equivalentes a los de la década anterior, principalmente debido a la situación económica general del país. La demanda neta del año 2014 en el sistema peninsular fue inferior a la del año 2005 (243 vs 246 TWh) y aún decrece en su evolución interanual (-1,2 % en relación con la del año 2013).

- Infrautilización del parque de producción. Consecuencia inmediata de los dos puntos anteriores, afecta especialmente a las centrales térmicas más modernas y eficientes como son los ciclos combinados de gas, que cuentan con una potencia instalada de aproximadamente 25.000 MW (sistema peninsular). A pesar de constituir la tecnología más avanzada dentro de esa clase, las centrales CCGN operan actualmente muy por debajo de lo que sería su factor de carga en condiciones normales

(en 2014 el número de horas/año equivalentes fue de 876 h., magnitud insignificante en relación con las previsiones que se consideraron en los estudios previos a la inversión, en torno a 6.000 h/año): La situación de los CCGN en España contrasta con el papel de transición que concede internacionalmente al gas natural en el camino hacia la descarbonización del sistema eléctrico.

- Aislamiento relativo entre la Península Ibérica y el resto de Europa. Las interconexiones eléctricas actualmente operativas, incluyendo las que entrarán en operación en los próximos meses, aún se encuentran muy distantes del nivel mínimo de capacidad que exigiría la implantación real del mercado interior de electricidad en términos de flujos de intercambio. En la actualidad la capacidad de interconexión del sistema español se limita a 3.700 MW, de los cuales solo 1.400 MW corresponden a los intercambios con Francia que son los más importantes para poner fin a la condición de isla eléctrica que posee la península Ibérica. Esta situación empezará a cambiar con la entrada en servicio de la nueva conexión Baixas-Sta. Llogaia (1.400 MW adicionales) y demás líneas en estudio.

- El modelo tradicional del sistema eléctrico español, basado en un esquema de equilibrio instantáneo entre producción y consumo nacionales, puede verse alterado a medio plazo y abrir paso paulatinamente a un planteamiento en el cual el almacenamiento de energía y la conectividad internacional jueguen un papel más relevante, junto con las actividades tradicionales de generación, transporte y distribución. La directriz de la UE al respecto es concluyente y establece como objetivo que la capacidad de interconexión de cada Estado miembro alcance como mínimo el 10 % de la potencia de generación instalada en el año 2020 y del 15 % en el 2030. Para España, ello supondría aumentar las conexiones internacionales hasta valores en torno a 10.000 MW y 15.000 MW considerando respectivamente cada uno de esos dos horizontes de referencia. Las nuevas instalaciones planificadas por REE (Pirineos este, País Vasco-Aquitania, Andalucía-Algarve y Galicia-Oporto) aumentarían hasta 5.000 MW la capacidad de interconexión con Francia y hasta 3.000 MW con Portugal. Existen otras tres actuaciones transpirenaicas en estudio que subirían la interconexión con Francia hasta 7.600 MW. A medio plazo (año 2030) el Consejo Europeo ha elevado el objetivo hasta el 15 %, es decir otros 5.000 MW adicionales. Todo ello significará cambios de importancia, tanto en la planta física como en la evolución de los mercados de electricidad, afectando especialmente a las actividades de transporte y en su caso de almacenamiento de energía.

- Sobrecarga económica de la parte regulada del sistema eléctrico. Aproximadamente el 55 % de los costes del sistema eléctrico corresponden a las actividades reguladas, que exceptuando las redes de transporte y distribución, se refieren esencialmente a obligaciones derivadas de la política energética. Las previsiones del Gobierno sobre los costes regulados del sistema correspondientes al año 2014 los situaban en la cifra de 19.600 millones de euros, aunque a finales de octubre de ese año la liquidación provisional arrojaba un desajuste negativo en términos de caja de casi 3.000 m€ (déficit de tarifa).

- Elevados costes finales de la electricidad. A raíz de lo que se indica en el punto anterior, el precio final para el consumidor español se encuentra significativa y consistentemente entre los más altos de la Unión Europea. El precio para el consumidor doméstico se sitúa entre los tres más altos de la Eurozona, superado por Chipre e Irlanda (dos islas) y es casi un 40 % más caro que el de Francia.

- Estructura oligopolística consolidada del sector, algo habitual en este tipo de industria. Con la salvedad de una parte de la actividad de generación más reciente a partir de fuentes renovables y la singularidad que supone REE en la parte regulada, el resto de las actividades se llevan en gran parte por las grandes empresas del sector, de larga tradición en este campo. Un dato a tener en cuenta es el grado de concentración del mercado minorista (cuota de las cinco grandes empresas eléctricas, considerando la CUR y la comercialización libre) que se sitúa en torno al 85 %.

- Un mercado mayorista sui generis, cuyo diseño y reglas son conformes con las directrices de la UE pero, según dicen los expertos (Libro Blanco del año 2005), presenta limitaciones en cuanto al modelo de competencia. El funcionamiento del pool eléctrico se caracteriza entre otras cosas por el hecho de que alrededor del 80 % de la oferta y un porcentaje similar de la demanda son precio-aceptantes, es decir no compiten en precio y asumen el marginal de la casación. Por otra parte no se puede ignorar la importancia que en ese mercado tienen las grandes empresas del sector.

- Integración creciente de nuestro país con los sistemas y mercados eléctricos del entorno. Ello es consecuencia del impulso político de la Unión Europea hacia el mercado interior de la energía.

Por parte del gas natural habría que considerar lo siguiente:



• También existe un exceso apreciable de capacidad en el sector gasista. En este caso la sobrecapacidad se concentra en una parte de la infraestructura (7 plantas de regasificación con capacidad para procesar 65 bcm/año y 13.000 km de gasoductos a presión ≥ 60 bar) pero también en cuanto al volumen de los contratos de suministro (España importa más del 99 % de su consumo de gas natural) en relación con el consumo interno, cuyo valor esté en torno a 330.000 GWh y aún continua decreciendo en tasa de variación interanual (-8 %). Existe sin embargo un déficit notable de capacidad en cuanto al sistema de almacenamientos subterráneos, con el problema agravado que supone la cancelación y según parece pérdida al menos temporal del proyecto denominado Castor, frente a la costa de Castellón.

• La demanda de gas se encuentra afectada actualmente por el bajísimo factor de utilización de las centrales CCGN, cuyo consumo ha caído un 60 % desde el año 2008 al 2014. Esta circunstancia incide no sólo en la rentabilidad de la infraestructura gasista y de las propias centrales sino además en los aspectos comerciales del suministro dada la rigidez de una parte de los contratos de aprovisionamiento (actualmente vivos por más de 20.000 millones de euros). La reexportación puede contribuir a paliar el problema, pero no es una solución a medio plazo.

• Las expectativas en relación con el shale gas son aún inciertas, debido a la falta de información contrastada sobre la magnitud de los yacimientos en territorio español que podrían explotarse en condiciones de rentabilidad económica. Según valoraciones de expertos del sector, el volumen de gas que podría encontrarse almacenado en España en condiciones de explotación se situaría en torno a 2.000 bcm, lo cual podría dar lugar a una demanda adicional de agua para el fracking superior a 500 hm³/año.

• Igualmente a lo que sucede con la electricidad, se constata el interés político hacia la integración física y regulatoria del gas con los países de la UE, tendencia que afecta a nuestro país dada su situación geográfica en relación con los yacimientos del Maghreb y la capacidad de su infraestructura gasista.

A modo de conclusión, o más bien algunas interrogaciones

Sobre la transición energética se puede opinar y argumentar largo y tendido, pues se trata de un proceso multidimensional de grandísimo alcance y afecta a casi todo lo que es relevante en ese mundo: instituciones y empresas (productores, consumidores, financieros y reguladores), actividades de uno a otro extremo de

la cadena de valor, crecimiento económico y cambio ambiental, asuntos domésticos y relaciones internacionales, estabilidad y conflictos, por recordar lo que es más aparente. Este artículo no puede finalizar con algo tan simple como un ejercicio de conclusión para ofrecer y tratar de compartir con los lectores luces que iluminen el futuro. Parece más interesante y es posiblemente más realista, poner punto final con algunas de las muchas interrogaciones que se plantean con motivo del cambio de modelo. Como simple muestra el autor elige tres cuestiones en concreto que poseen suficiente calado: ¿Cómo evolucionará en el mundo de la electricidad la utility, la gran empresa eléctrica que desde tiempo inmemorial ha mantenido una presencia dominante en este ámbito, frente a posibles modelos alternativos amparados por la generación distribuida, la gestión activa del consumo y las redes inteligentes? ¿Cómo se armonizan el interés público y la rentabilidad empresarial en una transición energética cuyo ámbito de decisión se traslada en buena medida a los agentes empresariales y financieros? ¿Qué papel puede desempeñar el agua dentro del proceso de transición a medio plazo del modelo energético en España? Quizá la Revista de Obras Públicas, si a su dirección le parece oportuno, invite a tratar en próximos números alguna de estas enjundiosas cuestiones. **ROP**

Referencias

- *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Communication COM 2014(15) from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, 22/01/2014.*

- *Energy technologies and innovation. Communication COM 2013(253).*

- *Power Statistics & Trends - 2013 Edition. Eurelectric, 2013.*

- *World Energy Outlook, 2014. Energy International Agency.*

- El sistema eléctrico español. Avance del Informe 2014. Red Eléctrica de España.

- Informe anual 2013. Sedigas.

- Memoria 2013. UNESA.

- Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Marzo 2014.

- Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España. José Ignacio Pérez Arriaga, 2005.