

25
Julio
2009

CUA DER NOS *DE ENERGÍA*



Consejo Editorial

Silvestre Arana Knirsch
Socio Principal. J&A Garrigues S.L.P.

Juan Bachiller Araque
Director General. Club Español de la Energía

Pablo Benavides Salas
Embajador de España. Fue Director General de Energía de la Comisión Europea

Iñaki Garay Zabala
Director de Redacción. Expansión

Rafael García de Diego
Director de Asesoría Jurídica y Secretario del Consejo de Administración. Red Eléctrica de España.

Juan Irazo Martín
Director General. Instituto de Estudios Económicos

Jesús Navarro Gallel
Socio Director de Energía. Deloitte

Víctor Pérez Díaz
Catedrático de Sociología. Universidad Complutense de Madrid y Doctor en Sociología. Universidad de Harvard.

Javier de Pinedo Cabezudo
Presidente de Nuclenor

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas.

Índice

Como capturar el potencial de la eficiencia energética por Miguel Sebastián Gascón, Ministro de Industria, Turismo y Comercio	1
La integración de la energía renovable en la operación del sistema: EL CECRE por Luis Atienza Serna, Presidente de Red Eléctrica	4
Seguridad del suministro de gas natural en la Unión Europea por Antonio Llardén Carratalá, Presidente de Enagás	10
Políticas para un transporte sostenible por Pedro Linares, Ignacio Pérez-Arriaga, Álvaro López Peña, Jesús Díaz Carazo, Cátedra BP de Desarrollo Sostenible, Universidad Pontificia Comillas	14
¿Por qué es necesario un acuerdo político para que las relaciones energéticas entre Rusia y la UE funcionen? por Andrei V. Belyi, Profesor Asociado de Temas Políticos de Energía Internacional en la Escuela Superior de Economía, Moscú, Rusia	22
El déficit de tarifa por Pedro Marín Uribe, Secretario de Estado de Energía	33
La industria básica frente a la ordenación de los mercados de electricidad por Juan Estarellas Balle, Presidente de FORTIA, Energía para Grandes Consumidores Industriales, S.L.	37
Primer trabajo del Think Tank sobre la innovación en el área de la energía por Pablo Fernández Ruiz, Presidente del Think Tank de Innovación en el Área de la Energía	42
Las terceras directivas de electricidad y gas por Beatriz Sinobas Ocejo, Subdirectora General Adjunta de Relaciones Energéticas Internacionales, Secretaría de Estado de Energía	47
Visión del precio de la energía en el largo plazo por Tatiana Alonso Gispert, Servicio de Estudios BBVA	53
La logística de hidrocarburos como factor de competitividad por José Luis López de Silanes, Presidente Ejecutivo de CLH	65
El declive de la producción de petróleo convencional por Mariano Marzo Carpio, Catedrático de Recursos Energéticos. Facultad de Geología de la Universidad de Barcelona	71
El Tercer Paquete y los nuevos organismos europeos: ENTSO-E y ACER por Luis Villafruela Arranz, Director Regulación, Red Eléctrica de España	75
Estudio macroeconómico del impacto del Sector Eólico en España por Enrique Doheijo Lozano, Fernando Iwan, Deloitte	83

¿Una nueva carta de la energía? por Pablo Benavides Salas , Embajador de España. Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea	94
La crisis y las cajas como inversores del sector energético por Iñaki Garay Zabala , Director de Redacción Expansión	101
Política de competencia en un mercado regulado: El caso del sector eléctrico español por Marcos Araujo Boyd , Socio-abogado Garrigues	104

Cómo capturar el potencial de la eficiencia energética

Miguel Sebastián Gascón

Ministro de Industria, Turismo y Comercio

La actual crisis económica por la que transitan las economías de todo el mundo es, sin duda, la peor a la que nos hemos tenido que enfrentar en los últimos 70 años. Se trata de una coyuntura económica que tiene innumerables vertientes sectoriales. A lo largo de estos meses se han constreñido los principales indicadores de comercio internacional, de producción industrial, de confianza de los consumidores y empresas hasta alcanzar los peores registros de crecimiento económico en décadas.

Dicho deterioro también ha tenido sus efectos en el ámbito energético, aunque no siempre negativos. El consumo de energía primaria en 2008 se redujo en un 3,3%, en parte como reflejo de la desaceleración económica. Mientras, los precios del crudo y el resto de los recursos energéticos fósiles han descendido drásticamente desde las históricas cotas del verano pasado, si bien en los últimos meses han repuntado de manera notable. La desaceleración ha provocado en los doce últimos meses una reducción de la generación eléctrica del 4%, lo que se ha tra-

ducido en unos niveles de cobertura eléctrica algo más holgados.

Dentro de algunos años, sin duda, los libros de historia recogerán 2009 como el año de la mayor crisis económica desde la II Guerra Mundial. Sin embargo, si no aprovechamos para actuar en el modelo económico y social, estaremos en una mala posición competitiva y más expuestos a sufrir nuevas tensiones en los mercados energéticos internacionales. Dichas reformas sobrepasan el ámbito energético y deben transformar el modelo de crecimiento y cimentarlo en la sostenibilidad.

Porque, pese a la creencia extendida por los sectores neoconservadores, apostar por un modelo más eficiente y sostenible, y acelerar el esfuerzo en momentos de crisis es bueno para la economía y para la sociedad.

Nuestro modelo productivo ha sido altamente despilfarrador, destinando una parte relevante de nuestras capacidades económicas a sectores con baja producti-

vidad. Este dispendio también se ha visto reflejado en la energía. Por poner un ejemplo, España importó en 2008 45.000 millones de euros de productos energéticos para cubrir sus necesidades energéticas. Y esto supone recursos que se drenan de nuestra economía limitando nuestra capacidad de crecimiento.

El desafío es global. El World Energy Outlook 2008 señala que la demanda energética crecerá a un ritmo anual del 1,6% hasta 2030. Esto supone un crecimiento acumulado del 45% y, en términos absolutos, consumir 5.000 millones más de toneladas equivalentes de crudo al año.

Por todo ello debemos cambiar el paradigma de crecimiento y, en lo que a la energía se refiere, avanzar hacia un modelo con una menor intensidad energética y una menor dependencia. Para alcanzar este objetivo es necesario, por un lado, reducir nuestra demanda de energía, es decir, ahorrar y, por otro lado, generar fuentes de energía autóctonas.

En este sentido hay que enmarcar los anuncios realizados por el Presidente del Gobierno en el pasado Debate del Estado de la Nación. La economía sostenible está en sintonía con el Green Deal que propone el Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica o la Green Economy que presentó recientemente el Reino Unido. Se trata de una propuesta que no es tanto una revolución, sino la galvanización de estrategias que ya se están desarrollando en el país y que, mediante este nuevo impulso político, deben llevar a la economía española hacia un nuevo patrón de crecimiento.

Sectorialmente, la política energética de los últimos cinco años ha realizado un gran esfuerzo en la promoción de las energías renovables y en las políticas de eficiencia energética. Las fuentes renovables no sólo suponen mayor respeto ambiental, sino una reducción de nuestra dependencia energética. Los ahorros en un país importador neto de recursos energéticos están plenamente justificados, ya que un aumento de 10 euros en el precio del barril tiene un coste en nuestra economía semejante a toda nuestra política pública en I+D. De los esfuerzos realizados en materia energética dan fe dos datos. Nuestra intensidad energética ha caído un 10% entre 2004 y 2008. Además, nuestra "revolución" energética queda reflejada en la evolución del mix eléctrico: en 2008 las energías renovables cubrieron el 20% de la demanda de electricidad del país.

La economía sostenible nos hace ir más lejos e impregnar los valores de eficiencia y ahorro energético al conjunto de la sociedad y del tejido productivo. Por lo tanto, tienen implicaciones en tres ejes de actuaciones: económico, social y medio ambiental.

La sostenibilidad debe ser un paradigma que se alcance mediante el conocimiento y la innovación para ganar en productividad y competitividad. Para ello no será suficiente con aspirar a unos inputs productivos baratos sino que debemos buscar la eficiencia en cada proceso. Lo que en un origen fue el objetivo de los sectores ecologistas, será en los próximos años el principal vector de crecimiento de la economía internacional. La búsqueda de la eficiencia energética debe ser uno de los grandes objetivos de política económica en nuestro país.

Nuestra economía debe ahorrar energía y además puede. Nuestro consumo energético es un 20% superior al de la media europea, es decir, tenemos un potencial de ahorro de 9.000 millones de euros al año, que corresponde aproximadamente al PIB anual de la provincia de León. Otro dato: en Alemania, la industria aporta el 27% al PIB y consume el 25% de la energía final, mientras que en nuestro país, la industria consume el 31% con un peso del 20% de la economía nacional.

Deberíamos estar en esta carrera por nuestro propio interés, pero las metas son globales y, por lo tanto, quien lidere el esfuerzo estará mejor posicionado para colaborar con el resto del mundo y aprovecharse de las innumerables posibilidades que surgirán.

Por esta razón, el Gobierno anunció la puesta en marcha de un Fondo para la Economía Sostenible dotado con 20.000 M€, disponibles en 2009 y 2010 y que vendrá acompañado de una nueva Ley de la Economía Sostenible que será el marco rector de esta nueva estrategia.

Esta estrategia, esta nueva ley y este fondo no buscan la transformación inme-

diata de España en una economía verde. El objetivo es crear el marco necesario para que surjan nuevas empresas y sectores sostenibles y transformar aquellos que no lo son mediante la eficiencia. Buscar la excelencia en algunos casos y la bondad en el resto.

Para ilustrar como se materializa podemos detenernos en las empresas de servicios energéticos. En España hay unas pocas empresas que ofrecen este servicio, sin embargo en EE.UU en 2008 ya generaron 6.000 millones de dólares y emplearon a 60.000 personas. Y presentan un enorme potencial, ya que sus tasas de crecimiento se sitúan en torno al 20% anual.

Estas empresas ofrecen la planificación, realización y financiación de medidas de eficiencia energética en las instalaciones o procesos de sus clientes (hogares, empresas e instituciones públicas) para optimizar el uso de la energía. A cambio, recibe, como compensación, parte del ahorro energético que esas medidas traen consigo. Es decir, no tienen coste para el cliente, ni para la Administración Pública. El coste de dichas soluciones las pagan los países exportadores de energía, por la reducción de nuestras importaciones. Es decir, encajan en el nuevo modelo productivo.

Es más, según cálculos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sólo llevar a cabo la mejora de eficiencia en todos los edificios públicos podría generar un ahorro de más de 15 millones de barriles equivalentes de petróleo, es decir más de 600 millones de euros.

Pero no sólo se trata de promover nuevas alternativas de negocio, sino de hacer compatibles algunas ya existentes. En esta situación podemos enmarcar el llamado "carbón limpio".

A nivel internacional, observando el desarrollo del mix mundial, el carbón sigue aportando el 28% de la energía primaria del mundo.

En importantes zonas geográficas sigue siendo una parte muy relevante de su mix energético, EE.UU (24%), China (70%) o India (50%). Sólo señalar que el gobierno chino está considerando un impuesto sobre el carbón y otros combustibles fósiles para reducir la intensidad de la actividad económica en emisión de CO₂. En España las perspectivas más optimistas observan que en la estructura de nuestra energía primaria el 55% será de fuentes fósiles (carbón-petróleo-gas natural). Es decir, seguiremos quemando combustibles fósiles y generando CO₂.

Ante esta perspectiva, la Unión Europea está trabajando para que sean las industrias europeas las que lideren los sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. Son tecnologías donde existen puntuales

líderes tecnológicos pero, debido a la falta de madurez de gran parte de los procesos, hay un campo donde crecer. Por lo tanto, hay un importante desarrollo económico-industrial en los sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ que debe aprovechar el tejido empresarial español.

Hemos demostrado como la adecuada combinación de iniciativa privada, el esfuerzo de universidades y centros de investigación y el liderazgo de la administración pública, nos ha llevado a crear líderes en un sector en claro crecimiento como son las energías renovables. Estamos ante un reto similar:

Un buen ejemplo de ello es el proyecto constituido en 2006 y co-liderado por la Fundación Ciudad de la Energía, dependiente del Gobierno de España, y Endesa. Su trabajo conjunto ha obtenido el premio de ser reconocida por la UE como una de las plataformas capaces de desarrollar en el corto plazo una planta térmica experimen-

tal de carbón con sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. Este reconocimiento ha traído consigo una financiación de 180 M€ para llevar a cabo el proyecto. Esto sitúa a España en la vanguardia mundial, liderazgo que comparte con Alemania, Holanda, Reino Unido y Polonia en esta tecnología que hace compatible el carbón con el desarrollo limpio.

Desde 1929 no conocemos una coyuntura económica tan complicada. Como en cada una de las crisis, las economías han salido adelante pero no siempre con la misma fortaleza ante los nuevos retos. Todos los países se están preparando para el día después de la tormenta liderados por sus Gobiernos. No hacer nada, dejar que las cosas ocurran como sugieren algunos no es suficiente. Los actores de nuestra economía, los ciudadanos de este país, pueden liderar la marcha a un nuevo modelo de crecimiento asentado, entre otras virtudes, en la eficiencia y el ahorro energético. ■

La integración de la energía renovable en la operación del sistema: El CECRE

Luis Atienza Serna

Presidente de Red Eléctrica

Por todos es sabido que las energías renovables son fuentes limpias que permiten reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Además, su carácter de recurso autóctono permite disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles, en su mayor parte importados. Consciente de ello, la Unión Europea en su estrategia para la creación de una política energética común que dé soluciones a los problemas energéticos actuales, presentó en 2006 el Libro Verde. Esta política energética gira en torno a los tres ejes básicos:

- La sostenibilidad, una forma de lucha activa contra el cambio climático, que supone el fomento de las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética.
- La competitividad, que implica mejorar la eficiencia de la red europea para lograr así el desarrollo del mercado interior de la energía.
- La seguridad del abastecimiento, que busca equilibrar la oferta y la demanda energéticas interiores de la Unión Europea, en un contexto internacional.

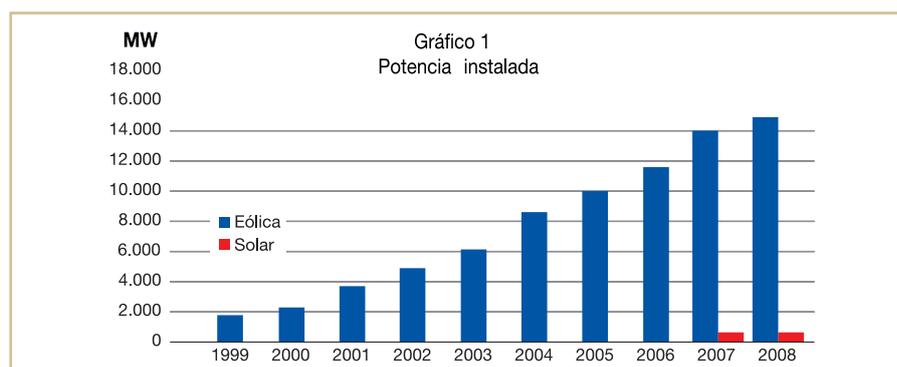
El primer esfuerzo en este sentido fue la publicación de la directiva 87/2003 sobre comercio de derechos de emisión, que ha culminado recientemente con la publicación¹ del denominado «Green Package». Este paquete legislativo establece como objetivos vinculantes para 2020, además de la reducción en un 20% del consumo energético y de emisiones de CO₂, que el 20% de la energía consumida sea de origen renovable.

La política energética en España se ha alineado con los compromisos europeos desde el principio y ha apostado por la incentivación de las renovables como medio de reducción de la dependencia exterior y la lucha contra el cambio climático. En este contexto surge el Plan de

energías renovables 2005-2010, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia energética de España 2004-2012, o más recientemente los Planes de Acción o la regulación específica de incentivación a las energías renovables (R.D. 661/2007).

Una consecuencia de estas políticas, tal y como se puede ver en el *Gráfico 1*, es el fuerte crecimiento de la potencia instalada en el sistema eléctrico español durante los últimos años de instalaciones cuya fuente de energía primaria es de carácter renovable, en particular instalaciones eólicas² y solares.

Sin embargo, en la actualidad, y a pesar de que la energía solar ha recibido un fuerte



¹ El «Green Package», está formado por varias directivas entre ellas la Directiva 2009/28/CE de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

² España es la segunda potencia mundial en cuanto a generación basada en esta energía eólica.

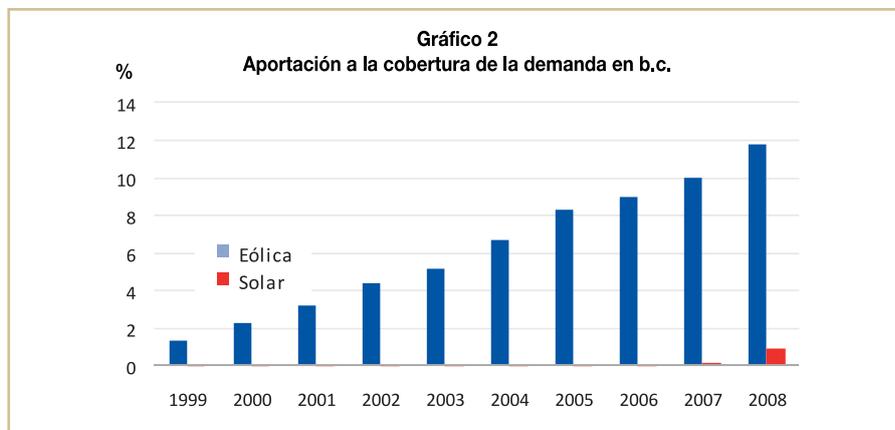
impulso en el último año, dentro del conjunto de energías renovables disponibles, solamente la energía eólica desempeña un papel significativo en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en nuestro país, esperándose que su aportación sea aún más relevante en el corto y medio plazo (Gráfico 2).

La contribución que realiza la generación eólica, como energía autóctona, resulta especialmente positiva considerando que España presenta una dependencia energética del exterior superior al 80%. Mejorar esta situación de dependencia energética, es un objetivo al que contribuye dicha generación, aportando también el valor suplementario de consolidar un conjunto de tecnologías de generación equilibrado en su diversidad y constituir un polo de desarrollo industrial desde posiciones de liderazgo tecnológico.

No obstante, el impulso de las Administraciones Europea y nacional para lograr una mayor penetración de la generación eólica, no debe impedir el análisis que ponga de manifiesto aquellos aspectos de las tecnologías utilizadas por estos generadores que deben ser mejorados, así como los medios para su integración segura en el sistema. Esto no debería suponer una limitación para la instalación de nuevos generadores, que son necesarios para atender la demanda de energía eléctrica, sino una oportunidad de llevar a cabo actuaciones que permitan maximizar la integración de la generación eólica en el conjunto de tecnologías, como es el caso del Centro de Control del Régimen Especial (CECRE) desarrollado por Red Eléctrica.

Singularidades de la energía eólica y de sus generadores

Si bien el ámbito de actuación del Centro de Control del Régimen Especial (CECRE), incluye la totalidad de los



generadores sujetos al Régimen de Especial, los motivos que condujeron a que Red Eléctrica, como Operador del Sistema, a crear este Centro de Control, fue precisamente el extraordinario auge de la generación eólica en España y los problemas asociados con este tipo de energía, derivados, por un lado de las singularidades que presenta esta energía primaria y por otro de la tecnología de los generadores que la transforman en energía eléctrica. Los principales problemas asociados al uso de esta energía son los siguientes:

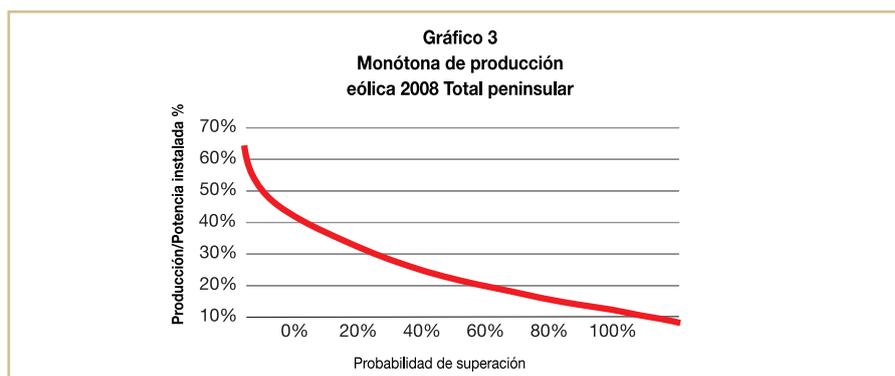
La ausencia de garantía de potencia

A la hora de tener en consideración a la generación eólica se ha de pensar más en términos de energía que de potencia. La razón para ello radica en que, por motivos evidentes, esta fuente de energía primaria

no presenta firmeza en el suministro (garantía de potencia), aunque sí puede contribuir de forma relevante a la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía anual suministrada. Esta característica supone una limitación que adquiere especial importancia en la operación del sistema, por cuanto éste requiere energía por unidad de tiempo (potencia), además de suministro de energía en un periodo largo de tiempo.

En términos operativos, esto supone que para la cobertura de la demanda se deba de disponer de una reserva de potencia adicional para hacer frente a la ausencia de la producción eólica inicialmente prevista

Lo anterior es así porque el factor de utilización de la potencia eólica instalada es bajo, tal y como se puede ver en el Gráfico 3, donde se observa que la probabilidad de que el factor de utilización del



parque eólico supere el 60% es prácticamente nula, siendo la probabilidad de que esté por debajo del 20% un 50%.

En su momento, ante la perspectiva de tener que gestionar un impacto muy significativo de la generación eólica en el total de generación disponible, se identificó la necesidad de contar en la operación del sistema con un Centro de Control especializado en la monitorización de la disponibilidad real de potencia eólica y de su correspondiente programación, calculando, en su caso, la potencia de sustitución necesaria que debería ser generada a partir de otras tecnologías.

Relacionado con este concepto se encuentra la necesidad de disponer de previsiones de producción de los parques eólicos realizadas por sus gestores tan precisas como el estado del arte permita en cada momento. Para soslayar, al menos parcialmente, los inconvenientes que supone no disponer de previsiones suficientemente precisas por parque o sus agrupa-

ciones, el CECRE debe realizar previsiones para el conjunto del sistema eléctrico.

Adicionalmente, los importantes gradientes de potencia registrados en la generación eólica (ver Gráfico 4) refuerzan la necesidad de disponer en el CECRE de los instrumentos de previsión mencionados y de los servicios de ajuste proporcionados por otros generadores que permitan mantener el equilibrio dinámico entre el consumo y la generación de energía eléctrica.

Desconexión instantánea de generación ante huecos de tensión

Con objeto de que la integración de la energía eólica se produzca de forma que no entrañe riesgos para el sistema eléctrico y por tanto, para el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, las características de los generadores deben ser modificadas para que presenten un comportamiento análogo al que tienen el resto de generadores en las centrales tér-

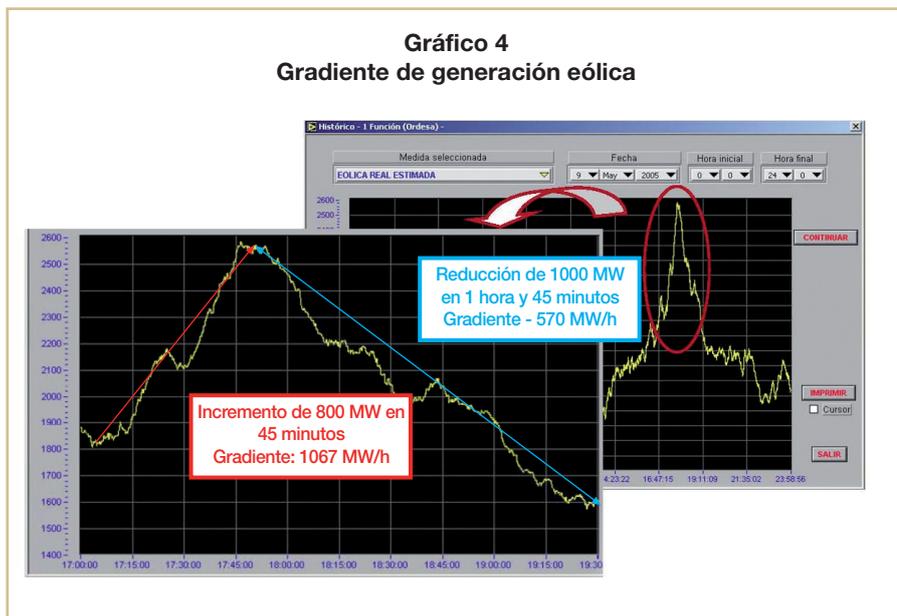
micas, nucleares, hidráulicas, etc. De forma específica reviste gran importancia adecuar el comportamiento de los generadores eólicos frente a los huecos de tensión que se producen en el sistema cuando tiene lugar un cortocircuito, de forma que se eviten las desconexiones que en la actualidad se producen con un serio impacto para la seguridad del suministro, que será mayor a medida que se incremente la potencia eólica instalada.

En tanto que la adecuación tecnológica mencionada no puede ser inmediata, e incluso puede que no sea viable en algunos casos, es preciso calcular en tiempo real la pérdida súbita de generación eólica que podría producirse por un comportamiento inadecuado de los generadores frente a un hueco de tensión, adoptando la medidas de operación necesarias para minimizar el impacto negativo de dicha pérdida sobre la seguridad del sistema eléctrico. Entre las actuaciones posibles se encuentra, en último lugar, la limitación de producción eólica, de forma que, llegado el caso, se produzca una desconexión de potencia asumible por el sistema sin que tenga lugar una perturbación grave que afecte a la continuidad o calidad del suministro.

Desacoplamiento entre la disponibilidad del recurso eólico y las necesidades del sistema

Puesto que la producción de los generadores eólicos responde, esencialmente, a la existencia de viento, es frecuente que dicha producción no tenga el mismo sentido que la demanda neta de potencia del sistema eléctrico, pudiendo ambas, incluso, ser completamente contrarias. Por ello se precisa de un centro de control específico que compatibilice, tanto como sea posible, la generación eólica, el estado del

Gráfico 4
Gradiente de generación eólica



sistema y la demanda neta, impartiendo las instrucciones de control de la generación que sean pertinentes en cada caso.

Proliferación del número de interlocutores del Operador del Sistema

La dispersión en la propiedad y, por tanto, en la interlocución con el Operador del Sistema ha sido una de las características de la generación eólica en España desde el momento en que se produjo su despegue en el año 1999. Esto reviste una especial importancia para la operación en tiempo real, dada la rapidez de respuesta que se precisa en ese ámbito.

Consecuentemente, es preciso disponer de una unidad especializada, que sea el interlocutor con los generadores eólicos, liberando al Centro de Control Eléctrico Nacional (CECOEL) de esta función, no obstante, esencial. De esta forma el CECRE se constituye a su vez en el único interlocutor del CECOEL para la gestión en tiempo real de la generación eólica.

En todo caso, la interlocución en tiempo real se hubiera convertido en algo ingestionable, incluso para el CECRE, de no haberse promulgado el Real Decreto 1454/2005 que establece la obligación de los parques eólicos cuya potencia instalada supere los 10 MW de adscribirse a un Centro de Control de Generación que sea el interlocutor con el Operador del Sistema. Estos centros de control han de estar habilitados por Red Eléctrica y haber superado unas pruebas de control de producción de parques eólicos mediante las consignas enviadas a través del sistema de control del CECRE³. El gráfico 5 presenta el resultado del seguimiento de consignas por parte de un parque eólico bajo control.



Control de la tensión

Aún reconociendo el protagonismo que tiene en todo sistema eléctrico la potencia activa (MW), reflejada en el error de potencia en las interconexiones internacionales y en último lugar en las variaciones de frecuencia, es preciso tener en cuenta la presencia en el sistema eléctrico de la potencia reactiva (MVAR) y la necesidad de una gestión eficiente de la misma. Con los niveles de potencia eólica instalada en el sistema peninsular y dada su dispersión geográfica (si bien concentrada desde el punto de vista de la evacuación de dicha energía en las redes de transporte y distribución) sin olvidar los actuales incentivos que tienen los parques eólicos de mantener unos valores tabulados del factor de potencia hace que en muchas ocasiones los intereses económicos no vayan en el mismo sentido que la gestión adecuada de los parámetros de la tensión para el conjunto del sistema. Por lo tanto, se hace necesario articular mecanismos que faciliten el control de la tensión y sistemas que agilicen la transmisión de órdenes adecuadas para mantener las tensiones dentro de los márgenes adecuados de operación,

con el correspondiente reflejo en la calidad del sistema.

Objetivos y funciones del CECRE

Como se ha dicho anteriormente, el CECRE tiene por objetivo posibilitar la integración de la generación de régimen especial en la operación del sistema eléctrico de forma compatible con la seguridad de éste. Bien es cierto que en la actualidad de toda la generación de régimen especial, es la generación eólica la que demanda la mayor parte de los recursos operativos del CECRE.

Su función principal es supervisar y controlar a los generadores en régimen especial y articular la integración de su producción en función de las necesidades del sistema eléctrico, para lo que debe:

- Supervisar y controlar a los generadores adscritos al régimen especial, con singular focalización en los eólicos.
- Transmitir las consignas de máxima potencia por nudo eléctrico de la Red

³ http://www.ree.es/operacion/regimen_especial.asp

de Transporte y parque eólico a cada Centro de Control de Generación al que estén conectados los parques (periodicidad mínima 1 minuto).

- Ser la Interlocución única en tiempo real del CECOEL con los Centros de Control de Generación encargados de telemandar y maniobrar las instalaciones de generación.
- Recibir la información sobre las unidades de producción que es necesaria para la operación en tiempo real y remitirla al CECOEL. En particular, se recibirá con una periodicidad típica de 12 segundos la siguiente información por parque.
 - Potencia Activa.
 - Potencia Reactiva.
 - Estado de conexión del parque.
 - Medida de Tensión
 - Velocidad del viento
 - Temperatura
- Contribuir al cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.

Permitir sustituir hipótesis de simultaneidad zonal (necesariamente conservadoras) y criterios preventivos, por el control de la producción real, lo que, en cierta medida, para algunas tecnologías como la eólica puede traducirse en:

- Mayor energía producida.
- Mayor potencia instalada.
- Coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de la Red de Transporte con el mantenimiento de las instalaciones de conexión y las instalaciones de generación, minimizando la afeción a los generadores.

- Realizar la captación de programas de generación gestionable y proporcionar previsiones de generación no gestionable (en la actualidad, fundamentalmente eólica).

Arquitectura operativa

El CECRE es una unidad operativa integrada en el Centro de Control Eléctrico Nacional de Red Eléctrica al que traslada información y propuestas de actuación y del que recibe instrucciones. Por tanto se trata de un centro de control con operación 24 horas al día.

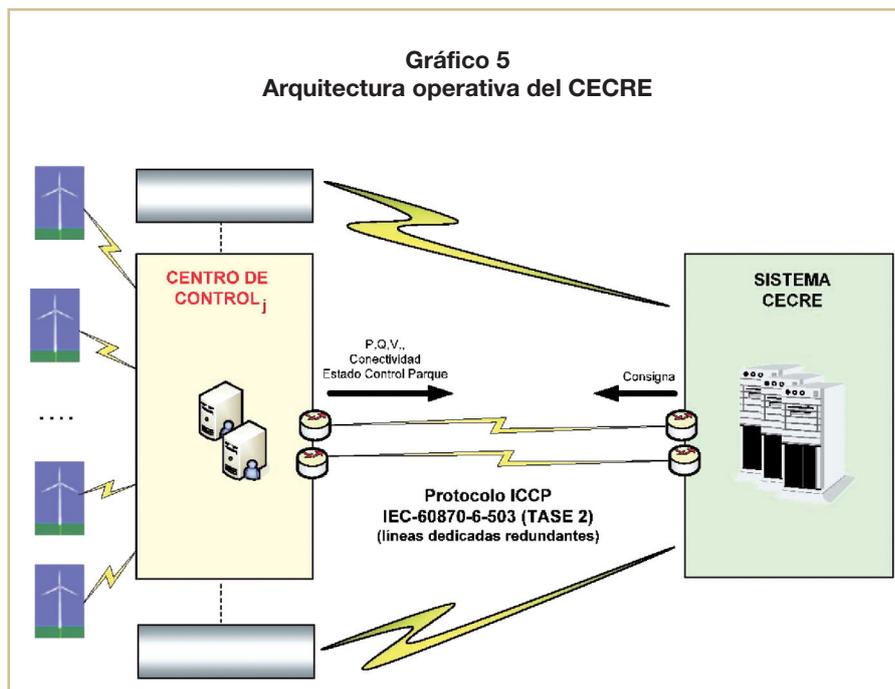
El CECRE ha sido una iniciativa pionera a nivel mundial para la monitorización y control de la generación eólica de un país.

Recibe información relativa a la potencia activa, reactiva, tensión, conectividad, temperatura y velocidad del viento y envía las señales de control de producción a los Centros de Control de Generación me-

dante líneas de comunicación redundantes que enlazan los sistemas de control.

A partir de la información recibida en su Sistema de Control de Energía mediante la utilización de programas de análisis de sistemas de potencia y otros desarrollados específicos (GEMAS-Generación Eólica Máxima Admisible en el Sistema) el CECRE calcula la producción eólica que en cada momento puede integrarse en el sistema eléctrico en función de las características de los generadores y del estado del propio sistema eléctrico. El cálculo se produce con desglose por parque y agregación por nudo de la Red de Transporte y es enviado a los Centros de Control de Generación quienes, a su vez, lo comunican a los generadores para que procedan a la modificación de la consigna de potencia vertida a la red.

Todo el proceso puede ser ejecutado en modo automático sin intervención de operadores con un periodo mínimo que puede llegar a ser de hasta un minuto.



Otros elementos complementarios para la integración de las energías renovables

La labor del CECRE, como sistema específicamente dedicado a la gestión de las energías renovables, es un elemento clave para la integración de las mismas. Sin embargo, y dado que cabe esperar que la penetración futura de este tipo de energías continúe creciendo a un ritmo significativo, es necesario abundar en medidas y desarrollos complementarios que permitan mantener el binomio energía limpia - seguridad del sistema en los años venideros. Señalaremos a continuación algunos de ellos.

En primer lugar cabe esperar una evolución y mejora significativa de las tecnologías asociadas a las propias energías renovables. Estas mejoras tecnológicas deben incrementar las capacidades de control y de gestión, dotando a los generadores de funcionalidades cada vez más similares al de las fuentes de energía clásicas. Esto incluye, por ejemplo, la capacidad de regulación de potencia o la participación en servicios complementarios del sistema, como es el caso del control de tensiones. En definitiva, se trata de impulsar el compromiso de las energías renovables con la operación del sistema.

Por otra parte, y desde la perspectiva de la operación del sistema, hay varios retos tecnológicos fundamentales de cara al futuro:

- La imprecisión de los modelos de predicción, cuya mejora pasa, al menos en el caso de la energía eólica, por desarrollar nuevos y más modernos modelos y sistemas de predicción, incluyendo los propios sistemas de previsión meteorológica.

- El incremento de la relación de la curva de requerimiento entre la punta y el valle, entendida como la curva de carga de demanda menos el perfil de generación no gestionable. Una integración eólica creciente implica mayores diferencias de requerimiento de energía gestionable entre horarios de punta y valle.

Para abordar estos retos de futuro, y lograr la integración de las nuevas tecnologías de generación en el sistema eléctrico en condiciones adecuadas de seguridad, se deben realizar actuaciones, algunas de las cuales tienen marcado carácter tecnológico. En este contexto, uno de los elementos clave para lograr la integración masiva y segura de generación eólica y solar; y en general de la generación no gestionable, es lograr un incremento importante en la flexibilidad de la operación del sistema eléctrico. En este sentido cabe señalar como medida fundamental las medidas de gestión de demanda que incidan sobre las puntas, reduciéndolas y desplazando los consumos en el tiempo, contribuyendo a una mayor eficiencia del sistema en su conjunto. Habida cuenta de la inelasticidad de la demanda eléctrica, ¿cómo se puede lograr estos objetivos de reducción de la demanda, tanto de energía como de potencia, manteniendo el bienestar y desarrollo económico? La respuesta está en intensificar las actuaciones de gestión de la demanda basadas en el uso creciente de las redes inteligentes.

Uno de los elementos fundamentales de las redes del futuro son los contadores inteligentes con comunicación bidireccional. Estos contadores, que actúan de forma local y distribuida pero que pueden ser operados con visión global de forma coordinada, facilitan la participación de la

demanda en la operación del sistema, convirtiendo las cargas, tradicionalmente componentes pasivos del sistema, en elementos activos e inteligentes que dotan al sistema en su conjunto de flexibilidad adicional. Y es ahora cuando hay que recordar que, entre las cargas con mayor capacidad de ser gestionadas en el futuro, se encuentra el vehículo eléctrico, cuya incorporación masiva al sistema es una realidad cada vez más próxima.

Por último debemos mencionar otro desarrollo tecnológico que debe jugar un papel clave en el incremento de la flexibilidad que un sistema eléctrico con fuerte presencia de energías renovables requiere. Nos referimos al almacenamiento de energía. El campo que se abre es muy extenso, e incluye un abanico de posibilidades que va desde los sistemas dispersos de reducido tamaño situados cerca del consumidor o de los nudos de consumo, tales como las modernas baterías de flujo de sulfuro de sodio o vanadio, hasta la instalación de grandes instalaciones de almacenamiento integradas en las redes de transporte y/o distribución, como el tradicional bombeo o plantas de aire comprimido. En cualquier caso los sistemas de almacenamiento están llamados a optimizar la producción de energía evitando su desaprovechamiento, al tiempo que incrementa la fiabilidad y calidad de suministro a los clientes.

En definitiva, la mejora de las herramientas de previsión de la producción de las instalaciones no gestionables, las herramientas de gestión de la demanda en tiempo real, las redes inteligentes o los modernos sistemas de almacenamiento serán protagonistas que acompañarán al CECRE en el futuro en su labor de integrar de forma masiva energías renovables en el sistema eléctrico. ■

Seguridad del suministro de gas natural en la Unión Europea

Antonio Llardén Carratalá

Presidente de Enagás

Los problemas de suministro de gas natural que han padecido durante el último invierno numerosos países de la Unión Europea (UE), como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania, han vuelto a poner de actualidad el problema económico y social que la Unión tiene pendiente de resolver con la seguridad del suministro de energía en general y de gas natural en particular:

En el caso concreto del gas natural, los datos objetivos del problema son la poca flexibilidad que tiene la UE para hacer frente en el corto plazo a una reducción puntual, pero relevante, de las importaciones; la escasa capacidad de trasladar gas de unos países a otros con caudales superiores a los de los contratos de transporte existentes; el reducido número de suministradores que tienen muchos de los países de la UE que importan una parte importante de su consumo; y la insuficiente capacidad de almacenamiento que tienen la mayoría de los países para hacer frente a reducciones inesperadas de los suministros habituales.

Estos inconvenientes no impiden, afortunadamente, que la inmensa mayoría de los días el gas natural, y el suministro energético en general, llegue sin problemas a todos los consumidores de la UE. Sin embargo, la realidad es que la vulnerabilidad de la UE en su conjunto no sólo no se reduce a medida que transcurre el tiempo sino que, poco a poco, aumenta. Esta situación es debida fundamentalmente a que la producción interior de gas natural de la UE se reduce, en cuantía moderada, año a año, en tanto que la demanda crece de forma sostenida.

La solución de este problema, complejo y con múltiples causas, requiere actuar en varias direcciones y con horizontes de corto, medio y largo plazo:

A corto plazo, hay dos vías de actuación posibles, ambas de ámbito eminentemente político, que deben llevarse a cabo a nivel de la UE: la negociación de acuerdos con los países suministradores y de tránsito, y el establecimiento de unos protocolos ágiles de ayuda mutua entre los países miembros de la UE, que permitan uti-

lizar de forma instantánea toda la capacidad de interconexión que técnicamente exista en el momento, en situaciones en las que unos países de la UE vean ocasionalmente reducidos sus suministros en tanto que otros dispongan de gas que se pueda movilizar de forma inmediata.

A medio plazo, la medida más importante es, sin duda alguna, el desarrollo real del Mercado Único Europeo, lo que requiere la liberalización efectiva de los mercados interiores y de tránsito internacional, la extensión a todo el Espacio Económico Europeo de los mercados secundarios de gas y la ampliación de los gasoductos de interconexión existentes.

A largo plazo sería necesario llevar a cabo una planificación de redes, que incluya, al menos, la totalidad del territorio de la UE, que optimice tanto las instalaciones de entrada de gas al sistema (distinguiendo entre la producción interior, las importaciones por gasoducto y las importaciones de GNL) como la capacidad de interconexión entre los distintos países y, también, la capacidad de almacenamiento.

Acuerdos con terceros países

Los mercados internacionales de gas y de transporte de gas entre países son todavía mercados excesivamente cerrados y opacos, por lo que la UE debería intentar la conclusión de un acuerdo internacional en el que pudieran participar, al menos, todos los países que sean o puedan ser suministradores de gas de la UE y/o países transitados por los gasoductos de transporte internacional con destino, también, a la UE.

Los objetivos de ese acuerdo internacional se orientarían a:

- La adopción de un marco político que aumentara la seguridad jurídica en cuanto al cumplimiento de los contratos por todas las partes firmantes (de forma que se impidiera, de forma efectiva, la restricción unilateral de suministros por causas distintas de una estricta fuerza mayor) así como la estabilidad y previsibilidad de las condiciones administrativas, económicas, fiscales y societarias.
- La existencia de unas referencias de procedimientos para garantizar los intereses económicos de todas las partes implicadas.
- La garantía de que ningún conflicto político o societario pudiera suponer la reducción de los suministros a países o empresas distintos de los afectados por el conflicto.

En lo que se refiere a los acuerdos de tránsito internacional por países terceros, sería muy beneficioso establecer modelos económicos sin la figura del canon por país transitado. Los países transitados podrían beneficiarse de los proyectos por las vías exclusivas de los beneficios por la actividad empresarial, del impuesto de sociedades

(con tipos impositivos razonables, estables y garantizados), de la posibilidad de utilización de los gasoductos para sus propias necesidades (en condiciones contractuales equivalentes a las del transporte internacional) y, en su caso, de la financiación de las inversiones con los plazos adecuados a este tipo de inversiones y los tipos de interés más bajos del mercado.

Protocolos internos de ayuda mutua

Una de las medidas que, en principio, resultaría más sencilla de implantar a muy corto plazo, ya que afectaría sólo a los países miembros y no sería necesario esperar a la realización de inversiones relevantes para obtener los primeros resultados, es el desarrollo de protocolos bilaterales de ayuda mutua entre todos los países con interconexión por gasoducto y entre los países con plantas de regasificación.

Estos protocolos contendrían los procedimientos concretos para movilizar de forma inmediata, en el caso de que uno de los países firmantes registrara una reducción relevante de sus suministros por causas inesperadas, el gas disponible en un país vecino o interconectado, haciendo uso para ello de toda la capacidad técnicamente disponible en el momento de la emergencia. Los procedimientos deberían incluir los procesos concretos de comunicación de las cantidades de gas y capacidades de transporte disponibles, con antelación preferiblemente diaria o, como máximo, de 48 horas, así como los precios y formas de pago aplicables tanto al gas como a los servicios de transporte implicados. Estos precios deberían cubrir como mínimo todos los costes del suministrador más un margen elevado, pero no excesivo, que desincentive el uso del protocolo para atender puntas de demanda y no emergencias.

Para el caso del GNL, los protocolos tendrían que ser distintos, ya que la disponibilidad es más complicada de determinar a priori, las entregas de gas se tienen que hacer necesariamente de forma discontinua y los plazos de entrega efectiva serían apreciablemente más dilatados. En consecuencia, las operaciones se llevarían a cabo como compraventas spot de GNL y lo que los protocolos podrían agilizar es el tratamiento administrativo del cambio del puerto de destino o, en su caso, el proceso de carga de un buque desde una planta de regasificación de un país con destino a otra planta situada en el país que tenga la emergencia.

Desarrollo efectivo del Mercado Único Europeo

La realidad es que se está avanzando hacia el Mercado Único Europeo del gas lentamente, porque los intereses particulares de algunos estados prevalecen sobre los intereses generales de los consumidores de la UE. En consecuencia, la liberalización efectiva de los mercados interiores es todavía muy limitada. Gran parte del Espacio Económico Europeo carece de un mercado secundario de gas ágil, la capacidad de interconexión entre países que está disponible para contratos a corto plazo es muy reducida y los almacenamientos subterráneos están reservados, en la práctica, para el país en que están situados, aunque las nuevas iniciativas legislativas de la UE van en el sentido de hacer viable el uso de almacenamientos situados en otro país de la Unión.

La primera prioridad es la liberalización efectiva de los mercados interiores, que, entre otras cosas, exige la existencia de un mercado secundario ágil. Dada la reticencia existente en algunos países, sólo la adopción de un acuerdo político decidido que incluya, además de una Directiva, uno

o varios Reglamentos, podrá hacer cambiar la situación actual.

El segundo elemento fundamental es la existencia de capacidad de transporte suficiente entre los distintos países, lo que exige la existencia de gasoductos con capacidades relevantes disponibles para el transporte a corto plazo. Este factor es crítico, ya que el sistema de permisos y de retribución de la mayor parte de los países permite retrasar y/o desincentivar la inversión en este tipo de infraestructuras.

Teniendo en cuenta la creciente dependencia de la UE de las importaciones de gas y que una parte muy relevante de esas importaciones llegará por gasoducto, parece razonable que se sigan firmando contratos de suministro a largo plazo, que requieran la construcción de gasoductos de transporte internacional, con caudales garantizados tanto para el comprador como para el vendedor. Si los grandes gasoductos de transporte internacional se siguen construyendo con una capacidad muy próxima a la requerida por los contratos a largo plazo firmados previamente, el transporte internacional spot será muy reducido y no será posible el desarrollo pleno del Mercado Único.

Sería necesario, por tanto, desarrollar en la UE una capacidad de transporte de Este a Oeste y de Norte a Sur, con un caudal relevante y fácilmente reversible. Esta capacidad se podría conseguir con varios gasoductos, bien dedicados exclusivamente a este objeto, como es el caso de Interconnector, o mixtos, con parte de la capacidad contratada a largo plazo y otra disponible para el corto plazo.

Además de las dificultades que previsiblemente existirán para obtener el acuerdo político necesario, el mercado de trans-

porte que se genere con su instalación tendrá que proporcionar un incentivo suficiente a los inversores para que acometan los proyectos. La actuación de la UE será decisiva tanto para facilitar políticamente la autorización de los proyectos como para dar acceso a condiciones de financiación que mejoren la viabilidad económica cuando la rentabilidad no sea suficientemente atractiva.

Se puede conseguir un aumento relevante de la capacidad de interconexión, en plazos no muy dilatados, ampliando hasta el máximo económicamente viable la capacidad de los gasoductos existentes. Este incremento permitiría el desarrollo incipiente del Mercado Único Europeo durante el periodo de tiempo requerido para instalar los nuevos gasoductos necesarios para aportar toda la capacidad que demande el mercado.

La existencia simultánea de un mercado secundario líquido y de capacidad de interconexión suficiente promoverá que también se optimice la utilización de la capacidad de almacenamiento subterráneo existente y que se amplíe la misma en los lugares más adecuados.

Planificación de redes europeas

La red básica del sistema gasista europeo es una red muy compleja, que en el futuro lo será todavía más. La anticipación de las ampliaciones y nuevas instalaciones que el sistema requiera, con tiempo suficiente para que la iniciativa privada acometa y lleve a cabo los proyectos correspondientes, sin que se produzcan periodos de escasez de oferta por falta de capacidad instalada, sólo se puede asegurar mediante la elaboración de una planificación que tenga un horizonte temporal de, al menos, quince años.

Esta planificación debería realizarse bajo la dirección de la Comisión, con la participación de todos los países de la UE, que deberían proporcionar los datos relativos a su sistema gasista y su mercado, y de las asociaciones de reguladores y de operadores del sector.

El resultado a obtener será un documento de planificación indicativa que proporcione a todas las partes interesadas una información suficientemente fiable sobre los mercados y las instalaciones necesarias para que puedan tomar con tiempo suficiente las decisiones pertinentes.

Los proyectos a incluir en la planificación serán los que afecten a todas las entradas de gas al sistema, los gasoductos de transporte que transcurran por la UE y que tengan una capacidad relevante, las estaciones de compresión, las capacidades de almacenamiento tanto de GNL como de gas, y los gasoductos de transporte desde terceros países con uso relevante para el aprovisionamiento a la UE.

En algunos casos especiales, es necesario que la UE, y/o el país correspondiente, desarrolle un sistema de financiación específico, con subvenciones en capital y/o financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), que haga interesante la participación de la iniciativa privada para asegurar que se lleven a cabo, sin dilaciones, aquellas inversiones que, al menos en una parte relevante, estén destinadas a asegurar el suministro en situaciones de emergencia.

En este sentido, la UE ya ha dado un primer paso relevante en el seno del Plan de Recuperación (Recovery Plan) recientemente aprobado para ayudar a hacer frente a la actual situación económica. En el caso concreto del gas natural, se han aprobado ayudas directas a proyectos

específicos por un importe total de 1.440 millones de euros y se incluyen, aunque todavía no están desarrolladas, medidas adicionales de financiación a través del BEI de esos mismos proyectos.

Entre los proyectos incluidos, cabe destacar la asignación de 300 millones de euros a los proyectos concretos de interconexión gasista entre Francia y España, como reconocimiento a la importancia que tendrían en la solución de posibles futuras crisis debido a la gran capacidad de entrada de GNL de que dispone España.

Otras subvenciones se destinan al proyecto de abastecimiento Nabuco y las interconexiones entre Italia y Grecia, Polonia, Dinamarca y Suecia, Eslovaquia y Hungría, Bulgaria y Grecia, Rumania y Hungría, Eslovaquia y Polonia, Bulgaria y Rumania, Reino Unido, Bélgica y Alemania, y Francia y Bélgica.

Todos estos proyectos han sido ya estudiados y están en un mayor o menor grado de avance. Como se puede apreciar, existe un evidente y justificado interés en evitar el desabasteci-

miento futuro de los países que más lo sufrieron en la crisis del pasado mes de enero.

Este primer paso es muy relevante y, además, es muy adecuada la celeridad con que se ha establecido. Sin embargo, debería ir seguido de un análisis más detallado de todas las necesidades del sistema gasista europeo para, en otro programa, añadir los proyectos adicionales que sean necesarios para mejorar la seguridad de suministro de gas natural a la UE. ■

Políticas para un transporte sostenible

Pedro Linares, Ignacio Pérez-Arriaga, Álvaro López Peña, Jesús Díaz Carazo

Cátedra BP de Desarrollo Sostenible, Universidad Pontificia Comillas

Este artículo resume los principales puntos de vista expuestos en el VI Foro BP de Energía y Sostenibilidad, que ha tenido lugar en Madrid los días 1 y 2 de Junio, organizado por la Cátedra BP de Desarrollo Sostenible de la Universidad Pontificia Comillas en colaboración con el Club Español de la Energía, y que ha contado con la participación de más de 30 expertos nacionales e internacionales.

Los retos del transporte sostenible

Aparte de su evidente contribución positiva al desarrollo económico y social, el sector del transporte se enfrenta a grandes retos desde el punto de vista de la sostenibilidad: su gran dependencia del petróleo, su impacto en la congestión urbana y la contaminación y su contribución al cambio climático son todos ellos asuntos preocupantes. Estos retos no han dejado de crecer en los últimos años y así se espera que lo sigan haciendo si no se toman medidas políticas relevantes. Básicamente, se espera que las actividades de transporte continúen creciendo puesto

que la economía necesitará más transporte, y un transporte más eficiente impulsará el crecimiento económico, necesidad fundamental en los países en desarrollo. Aunque la mayor parte de la población mundial no posee un vehículo, y muchos no tienen acceso al transporte motorizado, esta situación está cambiando rápidamente. Por tanto, a no ser que haya un cambio radical, se estima un crecimiento anual del 2% en el uso energético para transporte, en su mayor parte proveniente de países en vías de desarrollo. En España, el número de vehículos está aumentando y la movilidad lo hace incluso más. En toda Europa, el envejecimiento de la población implicará más inmigración y, de ahí, más transporte. Por todo ello, todos los escenarios futuros anuncian mayores crecimientos de la movilidad, en su mayor parte por transporte aéreo y de carretera, mientras que el transporte ferroviario seguirá disminuyendo a pesar de los esfuerzos en contra de esta tendencia.

Además, cerca del 95% de la energía utilizada en transporte viene del petróleo, y

el 75% del crecimiento previsto en la demanda mundial de petróleo proviene del sector del transporte (en su mayoría por el crecimiento de los países en desarrollo). Aunque en el corto o incluso medio plazo no haya problema con la cantidad de recursos petrolíferos, sí que existe un problema en cuanto a su tasa de producción. Debido a aspectos físicos, económicos, políticos, institucionales y de otra índole, se espera que la producción de petróleo se estabilice en torno a los 95-110 millones de barriles al día. Las explotaciones actuales están además reduciendo su producción, a un ritmo del 6% anual. De hecho, de todos los nuevos descubrimientos de petróleo, dos tercios están destinados a cubrir la caída de producción de los yacimientos actuales.

Esto representa un gran desafío para el abastecimiento de petróleo, ya que implica desarrollar una industria petrolífera completamente nueva, basada en crudos pesados, arenas bituminosas y otros recursos. Y ello requerirá inversiones inmensas. Pero la crisis económica está creando dificultades para estas inversiones: falta de crédito y

mayores costes de capital, que restan atractivo a las inversiones. De hecho, la inversión mundial en proyectos "upstream" en el campo de petróleo y gas ha caído un 23% (100.000 millones de dólares) en comparación con el año 2008, especialmente para arenas bituminosas y desarrollos GTL (gas-to-liquids). Aunque la demanda también se haya reducido por la crisis, el peligro es que ésta se recupere antes que la oferta, lo que produciría escasez y por tanto una vuelta a los altos precios, con consecuencias económicas de primer orden para las economías importadoras y una enorme transferencia económica a los países productores.

El transporte es, además, uno de los mayores actores tras la contaminación urbana. En España, por ejemplo, el 60% de las PM2.5 (partículas de pequeño diámetro) y el 30% de las emisiones de NOx se deben a él. Esto, a su vez, produce un gran impacto en la salud. Aunque las mejoras tecnológicas hayan reducido considerablemente las emisiones de estos contaminantes procedentes de los coches, la calidad del aire no está mejorando, posiblemente debido al crecimiento de la movilidad.

Por último, el sector del transporte también tiene un papel relevante y creciente en la emisión de gases de efecto invernadero (GHG) a escala global. Al transporte se deben el 23% (6,3 GtCO₂) de todas las emisiones de GHG relacionadas con la energía (30% en España), de las cuales el 75% corresponden al transporte por carretera. Más aún, en la última década las emisiones de GHG debidas al transporte han crecido más que en cualquier otro sector intensivo en energía (en España esto ha supuesto una subida del 95% respecto a los niveles de 1990). Y este crecimiento es más acusado en los países en desarrollo: su participación en emisiones debidas al trans-

porte es hoy de un 36%, pero se espera que alcance un 46% en 2030. En otras palabras, el 97% del incremento estimado de las emisiones de GHG debidas al transporte hasta 2030 provendrán de países no miembros de la OCDE, de las cuales un 75% tendrán como origen China, India y Oriente Medio.

Es necesario recordar que muchas de estas proyecciones respecto al consumo de petróleo y las emisiones del transporte están basadas en tendencias de consumo actuales, las cuales dependen de los precios del barril de petróleo y obviamente pueden cambiar. Sin embargo, es interesante apuntar que hasta ahora, la realidad ha supuesto peores indicadores que las predicciones (básicamente porque nadie esperaba el gran crecimiento económico de China e India).

Bajo escenarios climáticos más agresivos (como el de 450 ppm), la demanda de petróleo se reduciría, aunque sólo marginalmente. La mitad del ahorro total en petróleo vendría del transporte. Se espera que los biocombustibles pasen de ocupar el 5% al 12% del consumo de combustible. En Europa, se prevé que el sector del transporte se estabilice a corto plazo (no que se reduzca) bajo las políticas previstas contra el cambio climático. A más largo plazo, reducir las emisiones del transporte a la mitad en 2050 se considera un objetivo difícil pero no imposible. En todo caso, para alcanzar estos escenarios los gobiernos necesitarán cuadruplicar las partidas destinadas a las inversiones en tecnologías bajas en carbono, comparado con lo que figura en los actuales paquetes de estímulo.

El objetivo del Foro BP 2009 sobre Energía y Sostenibilidad ha sido discutir sobre estos retos e intentar dar respuesta a preguntas como:

- ¿Qué se puede hacer con los vehículos actuales y futuros, desde un punto de vista tecnológico y regulatorio, para mejorar la sostenibilidad del sector del transporte? ¿Cuáles son los retos de un despliegue masivo de los futuros vectores energéticos y motores?
- ¿Cómo podemos cambiar nuestros requisitos de movilidad para reducir nuestra necesidad de transporte?
- ¿Qué políticas podemos aplicar para inducir los cambios necesarios?

A continuación se resumen las respuestas del Foro a estas cuestiones.

Tecnologías para los vehículos

Hay tres grandes métodos para mejorar la sostenibilidad del transporte desde el punto de vista del diseño del vehículo: nuevos diseños y materiales para vehículos convencionales, biocombustibles y nuevos motores.

El potencial de mejora de los vehículos convencionales es todavía grande y en parte no explotado (aunque algunos fabricantes de coches ya han emprendido acciones en esta dirección). Las mejoras incrementales de bajo coste en motores de combustión interna, como la inyección directa, la desactivación de cilindros, un control más inteligente, el control de la presión de los neumáticos, la aerodinámica o la resistencia en el rodaje pueden mejorar la eficiencia de un 3 a un 10%. Los cambios avanzados (mejoras en carga de turbo o hibridación) pueden aportar ahorros adicionales. La clave aquí es ser capaz de pasar de una tendencia histórica del diseño basado en las prestaciones a otro basado en la eficiencia (lo que por supuesto supone grandes retos en cuan-

to a la psicología del consumidor; marketing, etc.). Hay otras consideraciones relevantes, como la relación entre la mejora de las prestaciones de los coches y el riesgo de accidentes. Todo esto implica una profunda revisión de los aspectos culturales y comerciales.

Si la mitad de todas las mejoras en eficiencia fueran utilizadas para recortar el consumo de combustible en vez de potenciar las prestaciones, se estima que el uso de combustible se podría reducir hasta un 13% en 2035. Si todas las mejoras en eficiencia fueran dirigidas a este propósito la reducción sería de un 26%. La adopción agresiva de tecnologías híbridas (enchufables o no) podría resultar en una reducción del 40% del consumo de combustible en el coche.

La reducción de peso es una parte esencial para esto. Una disminución del 10% en el peso conlleva normalmente una bajada del 7% en el consumo de combustible. Esta reducción se puede alcanzar con la sustitución por materiales ligeros, la fabricación de coches más pequeños y cambios en el diseño. Aplicar estos tres factores al mismo tiempo podría llevar a una reducción del peso entre el 20 y el 35% para 2035. Sin embargo, hay algunos obstáculos: por ejemplo, la legislación europea en vigor sobre reciclaje desincentiva el uso de materiales compuestos ligeros; y los tests de seguridad no dan resultados que animen a la fabricación de coche más pequeños y ligeros. El primer factor mencionado podría cambiar si el legislador europeo reconociera que en el ciclo de vida de un vehículo la mayor parte del impacto (uso de petróleo, contaminación local, o emisión de gases de efecto invernadero) viene de la fase de conducción, no de la fabricación y reciclado y, por tanto, modifica-

ra la norma de acuerdo a esto. En cuanto al segundo factor, la seguridad depende del peso y la velocidad, pero no exclusivamente. Los coches pequeños también se pueden hacer más seguros, especialmente si el parque automovilístico al completo se adapta a unas medidas menores.

Pasar del petróleo al gas también mejoraría la situación en términos económicos y en cuanto a emisiones de CO₂ y seguridad del suministro. Además, presenta ventajas respecto a otras alternativas debido a su capacidad de usar las infraestructuras actuales y necesitar cambios tecnológicos menores.

Los biocombustibles muestran también características interesantes. En primer lugar, reemplazan el petróleo y lo hacen con combustibles que pueden ser locales. También como factor de gran importancia, los biocombustibles conllevan una reducción de gases de efecto invernadero y suponen un apoyo para la agricultura. Además, los biocombustibles se pueden utilizar con bastante facilidad en el parque automovilístico existente. Su potencial de crecimiento es grande: entre un 11 y un 19% para 2030. La producción local, a su vez, implica una fabricación distribuida, a diferencia del refino de petróleo. A esto se añade la creación de incentivos considerables para la productividad de la agricultura: son necesarias mejoras en la productividad para el despliegue masivo de los biocombustibles, para así poder minimizar la superficie agrícola utilizada, con implicaciones en el suministro de alimentos y sus precios. Otra característica clave del futuro de los biocombustibles es conseguir una necesidad reducida de agua en los cultivos (siempre excluyendo el riego, por su falta de sentido económico y ambiental), como en el caso de las hier-

bas perennes. Este tipo de cultivo reduce además la cantidad de minerales presentes en el combustible, la necesidad de fertilizantes y además aumenta la captura de dióxido de carbono.

La sostenibilidad también requiere que los biocombustibles estén certificados, como cualquier otro tipo de biomasa. Si no, se hace difícil garantizar resultados positivos y pensar sobre la productividad agrícola a escala mundial.

Sin embargo, no todo depende de la sostenibilidad de los cultivos sino de cómo se usan: no está claro si los biocombustibles no serían más eficientes para generar calor o electricidad que como vectores para el transporte. Se ha propuesto, por ejemplo, redirigirlos hacia la generación térmica y así usar lo ahorrado en gas natural como combustible para vehículos. En todo caso, y dado que el reto de la electricidad verde es también considerable, el uso de cultivos lignocelulósicos parece tener un futuro prometedor; tanto para el transporte como para la electricidad.

Otros combustibles alternativos, como los derivados del carbón o el gas (coal-to-liquids, CTL o gas-to-liquids, GTL) no merecen ser considerados en este contexto, ya que son peores que los existentes ahora en términos de eficiencia energética total en su ciclo de vida.

En cuanto a los nuevos motores, fabricantes y políticos parecen coincidir en centrarse en vehículos eléctricos y vehículos con pilas de combustible de hidrógeno. De hecho, estos últimos son también vehículos eléctricos, aunque con hidrógeno como combustible almacenable en vez de baterías, que luego es convertido en electricidad en la pila de combustible.

Los coches eléctricos tienen dos grandes ventajas: superan a los de combustión interna en términos de eficiencia energética (29%-12% si el carbón es la fuente primaria de energía para producir el combustible líquido o la electricidad, 29%-15% si es petróleo, 39%-15% si es gas, todo considerando el ciclo completo "well-to-wheel"), lo que también conlleva menores emisiones de CO₂ y la reducción o eliminación total de la contaminación local. La ventaja del coche eléctrico se hace incluso mayor si se aplica la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) en las grandes centrales de generación, algo inviable a nivel de vehículo individual. Por ejemplo, la introducción de 1 millón de vehículos en España reduciría las emisiones de CO₂ del 0,5% al 5,5% y las de NO_x del 0% al 4% (el rango de valores se debe a la incertidumbre en cuanto a la tecnología de la generación eléctrica a considerar).

La razón subyacente tras la ventaja del vehículo eléctrico es que, incluso si se tiene que recurrir a la quema de combustibles fósiles para el transporte, es mejor producir la electricidad primero en vez de usar directamente estos combustibles en vehículos de combustión interna, ya que aumenta la eficiencia global del proceso, se controlan mejor las emisiones y se puede utilizar CCS. Además, la electricidad es la única opción si la fuente primaria de energía es eólica o fotovoltaica. Las razones para apoyar los vehículos eléctricos son, por tanto, convincentes. Sin embargo, hay todavía algunas barreras significativas, todas relacionadas con las baterías del coche: su coste (entre 6.000\$ y 15.000\$), su autonomía, y los tiempos de recarga. El suministro de litio puede ser un problema, pero no parece un obstáculo insalvable. Lo mismo ocurre con la red eléctrica: la red de transmisión es

capaz de integrar un gran despliegue de vehículos eléctricos, siempre que haya un control adecuado de las cargas y de la propia red. No obstante, la regulación del sector eléctrico se hará más relevante incluso, a causa del gran crecimiento implicado y la complejidad operativa y costes asociados adicionales.

En este sentido, los híbridos eléctricos enchufables pueden ser un paso más allá del coche eléctrico, debido a la extensión de su autonomía y a la mayor disponibilidad de combustible, consiguiendo así un mejor servicio, más similar al actual. Los híbridos son un elemento central de las estrategias de muchos fabricantes por su gran ahorro en consumo de combustible. También evitan la necesidad inmediata de baterías grandes y potentes. De hecho, algunos esperan que la próxima crisis energética lleve a empresarios privados a dar el salto directo a la producción de híbridos.

Electrificar el transporte es sin duda una opción atractiva y seguramente necesaria. Sin embargo, se debería ser consciente de lo mucho que queda por hacer. El consumo mundial de petróleo es hoy aproximadamente una milla cúbica. Reemplazar el contenido energético de esa cantidad equivale a 5.200 centrales de carbón de 500 MW o 2.600 centrales nucleares de 1.100 MW o 1'64 millones de molinos eólicos de 1'65 MW cada uno. Estos números deben ser ajustados por las ya mencionadas diferencias en la eficiencia de los motores, pero no altera el mensaje de fondo.

En cuanto a los vehículos con pilas de hidrógeno, no se consideran unánimemente atractivos, y desde luego no lo serán en a corto o medio plazo, básicamente por la alta pérdida de eficiencia en la producción de hidrógeno y por la alta inversión que se requiere para desarrollar la infraestructura

a gran escala para suministrar hidrógeno (que probablemente tendría que ser desarrollada por medio de asociaciones entre gobiernos locales, productores de petróleo y fabricantes de coches). Sin embargo, algunos fabricantes de coches piensan que todavía no se deberían cerrar las puertas a esta opción. Se basan en que la pila de combustible compensa con creces las mayores pérdidas debidas a la producción de hidrógeno y que, además, estos vehículos presentan un mayor par y, por lo tanto, una aceleración mayor. Aunque el vehículo eléctrico parece más apropiado para los coches pequeños, los viajes de larga distancia y los vehículos grandes necesitarán autonomías mayores, algo que es más fácil en el caso de los vehículos con pila de combustible. De hecho, fabricantes como Mercedes-Benz están ya en la última fase de desarrollo de estos vehículos antes del despliegue en el mercado, y prevén su producción en masa para el año 2020. Sin embargo, para ser más competitivos, necesitan reducir costes en dos órdenes de magnitud, algo que se espera para 2015.

Como se puede observar, los plazos de tiempo manejados son significativos. En ausencia de una presión regulatoria adicional, llegar a la supresión de emisiones de todo el parque automovilístico requeriría de unos 40 a 50 años, dado que se suele necesitar 10 años para desarrollar un coche o una tecnología nueva, y hay que tener en cuenta el tiempo que lleva renovar el parque. Obviamente, este horizonte parece completamente inaceptable desde el punto de vista de la sostenibilidad, incluso aunque así se permitan amplios márgenes de tiempo para resolver los problemas tecnológicos y superar otras barreras.

Teniendo todo estos aspectos en consideración, la opinión generalizada es que a corto plazo se necesitará ganar tiempo

con avances en los coches convencionales actuales, y que en el futuro podría alcanzarse una solución a través del uso de pequeños coches eléctricos, complementados por vehículos híbridos o a base de hidrógeno para largos recorridos, posiblemente alquilados. Pero también hay acuerdo sobre la necesidad de segmentar el mercado del automóvil para dar el uso correspondiente a cada vehículo. Esta segmentación ya existe, pero debería cambiar, para vender al consumidor lo que necesita en vez de lo que piensa que quiere.

Por supuesto, esto necesitaría una reforma de la normativa actual, para poder lanzar señales adecuadas en la dirección apropiada.

Una movilidad más inteligente

El primer paso para un transporte sostenible es una movilidad inteligente. Las reducciones en la movilidad de pasajeros y de mercancías, junto a los cambios modales, han demostrado ser las estrategias más eficaces para reducir la insostenibilidad del transporte. En cuanto a la sustitución del petróleo, el desafío es tan grande que sólo puede ser alcanzado si se llega también a una reducción considerable de la demanda de transporte. Además, el tiempo consumido en los medios de transporte, cada vez mayor, supone una pérdida de capital social y productividad económica.

Por ello, el mayor reto es cambiar el comportamiento y los patrones de movilidad asociados. Esto implicará diseñar ciudades y regiones menos dependientes del coche, reducir distancias en los viajes y aumentar los desplazamientos que utilizan modos menos agresivos (andando o en bicicleta). De hecho, se tiene que redise-

ñar el paseo como medio de transporte. Un sistema diseñado más para coches que para personas redundaría en un perjuicio para todos.

En este sentido, el transporte tiene que evolucionar hacia nuevos conceptos: las políticas de transporte se deberían centrar en mejorar la accesibilidad frente a aumentar la movilidad; en crear proximidad frente a velocidad; en planificar las ciudades de forma densa en lugar de dispersa; es necesario pasar de un modelo basado en las infraestructuras a uno basado en los servicios. Así, habría que centrarse en proporcionar servicios (kilómetros motorizados), no bienes (combustibles) o infraestructuras.

Y todos estos cambios se deberían hacer centrados en el consumidor. Si las necesidades de los agentes implicados y de los consumidores se ignoran y si los sistemas se diseñan de arriba a abajo, los cambios no tendrán lugar. Operadores, fabricantes y usuarios deben ser incorporados en las fases de planificación y gestión.

También se necesitan modelos razonables de comportamiento. En el momento en el que se conozca por qué la gente usa el transporte, las empresas podrán dar los servicios adecuados. Algunos nuevos modelos de negocio son interesantes en este sentido: *Better Place* (suministrador y gestor de baterías) o *ZipCar* (uso de coches compartidos) son buenos ejemplos.

Las tecnologías de la información y la comunicación (TICs) desempeñarán un papel importante en esta transición hacia una movilidad más inteligente. Los mayores beneficios de las TICs están en la provisión de accesibilidad sin movilidad (p.ej. vía teletrabajo o aprendizaje a distancia),

en facilitar la conexión entre distintos modos de transporte, en la mejora de la seguridad del tráfico, en hacer posible la logística de grandes flotas de vehículos de pasajeros o de mercancías, o en controlar la carga y descarga de millones de vehículos eléctricos enchufables de forma coordinada con la operación del sistema eléctrico. Las TICs también pueden ayudar a aumentar la concienciación de los ciudadanos, y a monitorizar los cambios y los impactos del transporte. Las TICs brindan la oportunidad de reinventar y reducir la movilidad, pero sólo se hace de forma inteligente y si se incorporan las necesidades de los agentes implicados, como se mencionó anteriormente (un buen ejemplo es el teletrabajo, que puede reducir enormemente el consumo de energía pero que no ha tenido éxito hasta ahora en muchos países porque no se han tomado en consideración las necesidades reales del usuario). En muchos sitios pueden verse ya aplicaciones reales de las TICs al transporte. El reto está en ser consciente de su inmenso potencial para facilitar una plétora de aplicaciones, y en facilitar el despliegue ordenado de aquellas que realmente tienen sentido para lograr un modelo de transporte sostenible, y evitar aquellas que en cambio incrementan la movilidad. También hay que ocuparse de las cuestiones de privacidad y confidencialidad.

Políticas para un transporte sostenible

Las políticas actuales están en el buen camino, pero avanzan a un ritmo demasiado lento. El transporte es hoy demasiado barato, algo que en principio es bueno para la gente y las empresas, pero no desde una perspectiva de sostenibilidad a largo plazo. La intervención regulatoria será necesaria para acelerar el ritmo del cam-

bio. Pero el diseño de una regulación sensata del transporte no es una tarea trivial. Por ejemplo, los compromisos voluntarios no han dado un buen resultado en términos de emisiones de los coches: las reducciones anuales registradas de dióxido de carbono han sido de 2,5 gCO₂/km, pero se necesita una tasa objetivo de 6 gCO₂/km, mucho más difícil de conseguir. Los planes de renovación de coches se hacen más para apoyar a la industria del automóvil que para reducir su impacto ambiental. Las políticas de cambio modal tampoco han alcanzado un gran éxito.

Se debe también tener cuidado con las políticas de grandes aspiraciones, como la normativa europea sobre biocombustibles o la de los EEUU sobre biocombustibles lignocelulósicos. Aunque esté bien dar una sensación de objetivos y direcciones claros para el proceso de cambio hacia un modelo más sostenible, todas las políticas deberían ir acompañadas al ritmo de la tecnología. Por otra parte, esto lleva a la cuestión de cómo promover las mejoras tecnológicas en función de los retos estratégicos a largo plazo (posiblemente a través de políticas de I+D).

Conceptualmente, una regulación ortodoxa no se debería enfocar en las tecnologías, o incluso en el transporte en sí mismo, sino en crear el marco y los incentivos precisos para que usuarios y empresas tomen las decisiones correctas. Esto supondría internalizar todas las externalidades del transporte: congestión, ruido, accidentes, contaminación local y emisiones de CO₂. Y también eliminar subvenciones. Y así debería ser no sólo en el transporte sino en cualquier otro sector que demande servicios de transporte (hogares, industria, turismo, etc). De hecho, es posible que los incrementos de eficiencia en otros sectores den lugar a más transporte, mientras

que los cambios estructurales hacia la desmaterialización reducirían el transporte de mercancías. Esto justifica de nuevo una aproximación de conjunto para la regulación y plena integración de los costes de transporte.

Se debe mencionar en este punto que aunque los gastos domésticos en transporte son mayores que en alimentación, la carga real del transporte en las economías domésticas disminuye: los precios del transporte crecen, pero la renta disponible lo hace en mayor medida. Esto significa que las señales económicas deben ser más fuertes; de no ser así, podrían empezar a aparecer problemas de racionalidad acotada (aunque aquí hay pruebas que afirman que los compradores actúan de forma racional).

En todo caso, es interesante constatar que algunos análisis concluyen que el sistema impositivo para los vehículos está mal diseñado: no se pone precio a los atascos, ruidos o accidentes. Y los impuestos sobre el combustible (que podrían ser considerados como impuestos sobre el CO₂, aunque en realidad su intención primera sea la obtención de ingresos) son demasiado altos desde un punto de vista estrictamente centrado en las emisiones de carbono. Existe demasiada dependencia de los impuestos sobre los carburantes, se pretende que un solo instrumento cubra un gran número de externalidades y, consecuentemente, los resultados son malos. Si se aplicara un cambio en el sistema fiscal actual para que la congestión, los ruidos, etc., se reflejaran en los impuestos y las emisiones de CO₂ tuvieran un peso adecuado, en principio se producirían resultados positivos para el conjunto de la economía, las emisiones de CO₂ y los ingresos fiscales. Debe además apuntarse que de todos modos será necesaria una revisión

de la base impositiva una vez que tenga lugar la introducción de vehículos eléctricos y biocombustibles, ya que debido a esto los ingresos por impuestos sobre los carburantes se reducirán.

Estos cambios fiscales también implicarían que el diesel fuera más caro que la gasolina, y que los vehículos eléctricos fueran también gravados por su contribución a los atascos, ruido y accidentes. También llevarían a que todos los agentes, incluida la industria del automóvil, recibieran las señales económicas adecuadas. Por supuesto, cabe citar algunos aspectos espinosos en esta ortodoxa aproximación económica: cuestiones de economía política y de distribución (problemas en aprobar nuevos impuestos o modificar los existentes, transferencias económicas de gran magnitud entre los agentes); otras imperfecciones de mercado tales como las externalidades de red o la asimetría de la información; o escenarios de acuerdos sobre el clima no cooperativos (descritos más abajo).

Debido a estas dificultades, la normativa podría considerar también subsidios para tecnologías específicas y el uso de estándares. Por ejemplo, bajo escenarios de acuerdos sobre el clima no cooperativos, Europa podría estar interesada en subvencionar o exigir estándares de eficiencia más estrictos, ya que los desarrollos asociados (transferencia de tecnología e innovación) podrían ser buenos para lograr reducciones en las emisiones de GHG.

Pero hay que tener cuidado con las subvenciones, ya que pueden reducir el precio relativo del transporte y con ello incrementar su demanda y los impactos ambientales asociados (el efecto rebote). Y también pueden ser ineficientes: las subvenciones actuales para coches híbridos o eléctricos suponen grandes costes de

reducción de emisiones de CO₂ y puede haber maneras mejores y más baratas de alcanzar esas reducciones en otros sectores. Por otra parte, la necesidad de pasar a un modelo más sostenible en todos los campos se ve tan urgente que podría parecer justificada una independencia transitoria entre las medidas aplicadas en sectores diferentes.

Por supuesto, las políticas fiscales no son las únicas necesarias: medidas como la reducción de la velocidad en autopistas, restricciones al aparcamiento, programas de conducción ecológica, etc., han mostrado también su eficacia y sus beneficios adicionales. Pueden mencionarse a este respecto los estudios que muestran cómo, por ejemplo en Barcelona, la reducción de la velocidad límite en horas punta en las autopistas periféricas disminuye los atascos. Esto se debe a la mejor capacidad de las autopistas para absorber el tráfico cuando los vehículos se desplazan más lentamente.

Parece claro que se necesitan diferentes instrumentos regulatorios para contrarrestar la diversidad de los fallos y las barreras del mercado. Pero hay que recordar que el uso inapropiado de instrumentos regulatorios puede acabar siendo más caro e ineficaz. Nótese en este sentido que generalmente se ha puesto mucho énfasis en las políticas de eficiencia y en las subvenciones, pero ninguna de ellas tiene por qué implicar mejoras en términos absolutos. Los objetivos reales deberían ser el ahorro energético y la reducción de las emisiones, no la eficiencia energética en sí misma.

Resumen y conclusiones

Desde la perspectiva de la sostenibilidad, el sector del transporte se enfrenta a importantes desafíos: alta dependencia del petróleo, contaminación urbana y atascos, y una

contribución considerable al cambio climático. Aunque la crisis económica ha cambiado temporalmente algunos de los parámetros del debate (menores precios del petróleo, menores precios del CO₂ y menor inversión), la visión a largo plazo sigue siendo la misma y las preocupaciones económicas no deben servir como excusa para deshacer o retrasar las acciones necesarias para afrontar los retos mencionados anteriormente.

Para alcanzar un modelo de transporte sostenible el ingrediente básico es la reducción de la necesidad de transporte: el nuevo modelo debe estar basado en la accesibilidad, proximidad y densidad (las ciudades mediterráneas tradicionales podrían servir como modelo) y las necesidades del consumidor deben ser tenidas en cuenta desde la fase de planificación a la de operación. Estos principios se tienen que aplicar tanto en el mundo en vías de desarrollo como en el desarrollado si se pretende que los objetivos se cumplan.

Además, dado que la demanda de transporte viene determinada por las demandas de bienes y servicios de otros sectores, será imprescindible una aproximación de conjunto que examine las interconexiones del transporte con otros sectores económicos y la implantación de las políticas correspondientes en estos sectores.

En todo caso, la regulación debe proporcionar el marco e incentivos correctos para crear una segmentación adecuada en el mercado del automóvil, para internalizar todas las externalidades del transporte (en especial aquellas como los atascos, ruido o accidentes, que no se suelen internalizar) y para prevenir posibles efectos rebote.

Esta regulación debería permitir a los fabricantes de coches y empresarios apor-

tar al mercado las mejoras tecnológicas necesarias. A corto plazo es posible realizar mejoras significativas en el diseño de los vehículos actuales, que permitirían reducir el consumo (y por tanto las emisiones de CO₂) hasta un límite estimado del 25%, si se pasa de un diseño orientado a las prestaciones a uno encaminado a la eficiencia. También se podría considerar el uso de gas natural como sustituto de los combustibles basados en el petróleo, o los biocombustibles siempre que se garantice su sostenibilidad (para lo que parece esencial un aumento de la productividad). A medio y largo plazo, y según se vayan solucionando los obstáculos relacionados con la infraestructura de recarga y el desarrollo de baterías más eficientes, la tecnología más prometedora parece ser el coche eléctrico – ya sea híbrido o puramente eléctrico, según las circunstancias –, que presenta como ventaja fundamental su mayor eficiencia en el uso de la energía, y también menores emisiones de CO₂ (siempre que se vea acompañado de un mix adecuado de generación eléctrica). En estas circunstancias, el coche eléctrico puede representar un importante instrumento para reducir las emisiones de CO₂, la contaminación local y la dependencia del petróleo a gran escala, siendo obviamente su nivel de viabilidad económica un factor clave al respecto.

Es muy difícil para los gobiernos seleccionar cuáles serán las tecnologías ganadoras, pero también lo es para el mercado si no existen señales adecuadas. Especialmente en estos momentos, la economía mundial necesita mensajes claros para las inversiones futuras. Para lograr todos estos cambios de comportamiento y tecnológicos es necesario un cambio en el marco regulatorio, que defina de forma apropiada las señales a enviar a los agentes. Así, la fiscalidad del transporte debe

reflejar los distintos costes –externalidades– que el transporte ocasiona: accidentes, congestión, contaminación local, ruidos, y también las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas señales deben ser suficientes para conducir a un cambio en el comportamiento de los usuarios, así como para incentivar los desarrollos tecnológicos de los fabricantes de vehículos. En lo que respecta a los objetivos para mitigar el cambio climático, la mera transposición del precio del CO₂ puede resultar insuficiente para conseguir

que el transporte contribuya significativamente en comparación a lo que podría conseguirse con otras medidas, como el ahorro y la eficiencia energética en la edificación o el cambio tecnológico en la generación de electricidad. Para conseguir objetivos específicos, como por ejemplo la promoción del vehículo eléctrico o del transporte ferroviario, pueden aplicarse, justificadamente y en determinados contextos, los estándares tecnológicos u otro tipo de medidas que dirijan el modelo en la dirección apropiada.

En todo caso, las políticas a utilizar deben estar orientadas a la reducción absoluta de desplazamientos y de consumos, más que a las mejoras de eficiencia por sí mismas, y deben evitar en lo posible los subsidios, en ambos casos para reducir el posible efecto rebote (incremento no buscado de la movilidad). También se considera esencial la contribución de las tecnologías de información y comunicaciones, empleadas de forma inteligente y orientadas hacia las reducciones buscadas en la necesidad de desplazamientos y hacia el logro del cambio tecnológico. ■

¿Por qué es necesario un acuerdo político para que las relaciones energéticas entre Rusia y la UE funcionen¹?

Andrei V. Belyi

Profesor Asociado de Temas Políticos de Energía Internacional
Escuela Superior de Economía, Moscú, Rusia

¿Un secreto de la política? Conseguir un buen tratado con Rusia.

Otto von Bismarck, 1863

Las relaciones entre Rusia y la UE han entrado en una espiral de malentendidos y de una "segurización" sin precedentes de los asuntos relacionados con la energía. El concepto de seguridad energética ha adquirido un significado mucho más amplio que simplemente el de dependencia energética y escasez del suministro. El concepto de seguridad energética surge de la percepción general de amenazas procedentes 'del exterior' y, en el caso de la UE, Rusia representa una amenaza "natural" para la seguridad energética.

La reacción de Rusia a la "segurización" por parte de Europa del abastecimiento energético ha consistido, por mucho tiempo, en rechazar las normas reguladoras y las prácticas europeas. La debilidad

de los actuales marcos de cooperación entre Rusia y la UE se ha hecho patente por la creciente división política y los conflictos de valores. Por ejemplo, el Diálogo sobre Energía entre Rusia y la UE, diseñado en el año 2000 para fomentar el mutuo entendimiento, ha demostrado ser prácticamente inútil durante la reciente crisis del gas.

Además, Rusia sigue aplazando la ratificación de la Carta del Tratado de Energía (ECT) y rechaza explícitamente sus mecanismos para la resolución de disputas. La Carta de la Energía se firmó dentro de un contexto político dominado por la diplomacia de los congresos y seminarios [seminar diplomacy] en el periodo conocido como "periodo democrático-romántico", que se caracterizó por un lenguaje de cooperación en las relaciones internacionales. Asimismo, durante ese mismo periodo se creó, a partir de la Conferencia de Seguridad y

Cooperación Europea, la Organización para la Seguridad y Cooperación en Europa, junto a varias declaraciones como la Carta de Derechos Humanos de París y la Carta de Cooperación Económica de Bonn. Los principios de la economía de mercado surgieron como el factor dominante en las relaciones entre estados. En este contexto, el objetivo de la Carta de la Energía era encontrar intereses recíprocos entre los países productores y los países consumidores antiguamente afectados por la Guerra Fría. Una vez concluido el "periodo romántico" de las relaciones Este y Oeste, la dimensión política de la Carta de la Energía quedó al margen. Es más, la propia Carta de la Energía fue quedando progresivamente marginada en la estrategia general energética de la UE². En cambio, la UE empezó a exportar, por medio del Tratado Comunitario sobre Energía, su propio régimen legal, a países no pertenecientes a la Comunidad.

¹ Publicado originalmente como documento de trabajo por el Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, Madrid, 17 abril 2009, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_eng/Content?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/Elcano_in/Zonas_in/International+Economy/DT19-2009.

² Por ejemplo, la Carta de la Energía no se menciona en los principales documentos de la UE sobre política y seguridad energéticas (White Book of 1996 y Green Book of 2000). No obstante, se menciona en el Green Book de 2007 pero sólo como referencia a las relaciones entre Rusia y la UE.

Siendo un hecho que la UE exporta sus normas, la Carta de la Energía se percibe erróneamente como un instrumento de presión de Bruselas con respecto a Moscú. En consecuencia algunos funcionarios y analistas rusos plantean la posibilidad de retirar la firma de su país del Tratado. Sin embargo, el Presidente Medvedev ha propuesto o bien revisar sustancialmente el Tratado, o bien elaborar un acuerdo totalmente nuevo con la UE³. Para los europeos, sin embargo, esto ha sido tomado como otra señal de que Moscú no es un socio fiable, afirmación que Rusia, a su vez, niega constante y repetidamente.

En este contexto, las propias perspectivas de la política de la UE tampoco son claras. La ampliación del Tratado Comunitario sobre Energía al mayor suministrador de energía de la UE a través del acervo comunitario [acquis communautaires], ya ha demostrado ser imposible por las importantes discrepancias en el enfoque regulatorio del sector del gas entre la UE y Rusia. Efectivamente, Rusia mantiene una actitud escéptica respecto al modelo de liberalización de la UE (que continúa incompleto y en proceso de construcción), al que en Europa muchos ven como una panacea también para Rusia. Además, los propios Estados Miembros de la UE aún se encuentran divididos en cuanto hasta dónde debe considerarse la seguridad energética como una competencia supranacional.

No obstante, a pesar de la confusión política, los vínculos energéticos entre el Este y el Oeste del continente se han visto reforzados en los últimos años. No sorprende que, desde la ampliación de la UE, Rusia se haya convertido en su principal proveedor de petróleo y gas y que la

mayor parte de los ingresos del gobierno Ruso provengan actualmente, aunque sea de forma indirecta, de la UE. Aún más, la crisis de enero de 2009 entre Rusia y Ucrania fue una clara muestra de cómo Rusia y la UE se pueden mantener unidas a causa de su dependencia mutua (por ejemplo, los ingresos provenientes de la energía que Rusia obtiene de Europa y las exportaciones de la UE a Rusia).

Existen cuatro factores en el contexto económico internacional que contribuyen a fortalecer las relaciones energéticas entre la UE y Rusia.

El primer factor es la regionalización de la geopolítica internacional del petróleo. El auge del extremismo islamista en Oriente Medio, la intervención de EE UU en Irak y la consiguiente desestabilización de la zona del Golfo han hecho que muchos actores económicos se centren en transacciones energéticas regionales. El eje regional de la geopolítica del petróleo fue diseñado por la Comisión Europea a través de su Comunicado sobre la política energética de la UE tras su ampliación en 2004. Rusia, que es el segundo mayor productor de petróleo del mundo por detrás de Arabia Saudí y que cuenta con casi el 13% de las reservas mundiales probadas de petróleo, constituye una valiosa alternativa a Oriente Medio. Además, Rusia sigue siendo el único país no perteneciente a la OPEP que mantiene un ratio producción/reserva positivo.

El segundo factor es el rápido crecimiento del gas natural en el mix europeo de consumo energético. La liberalización del sector del gas en la UE fue un intento de constituir un mercado de gas integrado, cuyo éxito estaría estrechamente vinculado a la disponibilidad del suministro. En

este sentido, Rusia es una valiosa fuente de suministro, ya que dispone del 36% de las reservas mundiales de gas. Para los exportadores de gas rusos, el mercado de la UE es todavía la fuente más estable y lucrativa de ingresos financieros.

El tercer factor es la introducción de competencia en los mercados eléctricos tanto de la UE como de Rusia. Tradicionalmente, los mercados eléctricos estaban excluidos del comercio transfronterizo. De manera que, la introducción de un modelo competitivo en el suministro de electricidad ha creado nuevas oportunidades para inversiones y comercio en el sector de la energía. Las compañías eléctricas europeas invierten en mercados menos maduros con el fin de fortalecer su posición en un contexto cada vez más competitivo. Además, el mercado eléctrico liberalizado ha dado lugar a nuevas oportunidades de negocio transfronterizo. En los mercados liberalizados, mantener la capacidad de reserva marginal podría resultar más costoso que construir una nueva infraestructura para importar electricidad. Este es el motivo por el que Rusia, tras las reformas del sector de la energía, cuenta ahora con un potencial considerable para efectuar inversiones en el sector eléctrico.

El cuarto factor es el emergente mercado medioambiental que surgió como consecuencia de la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto. La UE tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂ en un 8% para el 2012 tomando como referencia el nivel de emisiones del 1990, para así cumplir con su compromiso respecto del cambio climático. Sin embargo, las tres mayores potencias económicas de la UE, Alemania, Francia y Reino Unido, han agotado su propio potencial para la reducción de emisio-

³ Union Newsletter, nr 06 (127), 6/II/2008.

nes, lo que hace que los objetivos resulten más difíciles de alcanzar. Por el contrario, la depresión económica que Rusia sufrió en los años 90 dio lugar a una reducción de las emisiones y llevó a un mayor consumo de energía per capita, a pesar de la caída de la demanda bruta de energía⁴. Por lo tanto, existe un potencial creciente para un mercado medioambiental.

Un análisis de la política energética rusa proporciona una serie de puzzles analíticos sobre qué normas y prácticas pueden estar más cerca de las europeas y en cuáles Rusia mantendrá su especificidad nacional. Como se verá, las relaciones energéticas entre Rusia y Europa son mucho mejores que sus relaciones políticas. La idea propuesta en este documento es que la UE y Rusia deberían procurar un acuerdo político sólido, que fortalecería en términos generales las relaciones entre ambas partes y por tanto mejoraría también las relaciones en los sectores energéticos. La interdependencia energética no reduce el riesgo de que se produzcan conflictos de orden político: el Reino Unido y Alemania mantenían unas excelentes relaciones económicas justo antes de la Primera Guerra Mundial.

En este documento se dará especial atención a asuntos de la política rusa. Las cuatro áreas mencionadas arriba representan campos muy diferentes del sector energético. El sector del petróleo se compone de un grupo de empresas orientadas fuertemente a las actividades comerciales, sin estar muy politizadas a pesar de la imagen que suelen dar lo medios de comunicación europeos. Por el contrario, el sector gasístico, sigue siendo una de las principales herramientas de la política

exterior rusa. El sector eléctrico está en un proceso de liberalización rápido. Por último, la dimensión medioambiental de la política energética está empezando a hacerse notar en la estrategia rusa.

El Sector Ruso del Petróleo: La Aparición de Nuevas Grandes Empresas Internacionales de Orientación Comercial

A menudo parece que existen malentendidos entre los sectores del petróleo y del gas. Al contrario del sector gasístico, los mercados petroleros se han desarrollado globalmente y no dependen de las relaciones entre la UE y Rusia. El sector ruso del petróleo ha sido testigo de la aparición de importantes empresas internacionales que han colocado a las petroleras occidentales en una posición incómoda⁵. Tras la desaparición de la URSS, el sector petrolero ruso se componía de un montón de empresas débiles y muy fragmentadas. La producción y el suministro se desligaron del sector del transporte, que se vio furtivamente privatizado en su mayoría. Surgieron una serie de nuevas empresas privadas, tanto a nivel nacional (Lukoil, Yukos, Sibneft) como regional (Tatneft, Bashneft, Surgutneftegaz, TNK). Rosneft siguió siendo una empresa del estado con sólo el 15% de la producción nacional de petróleo. Mientras tanto, entre 1991 y 1998, el PIB de Rusia cayó alrededor de un 40%. Con la pérdida del mercado interno de petróleo que le era natural, la producción de crudo descendió significativamente: en 1998 se encontraba alrededor del 59% con respecto a su nivel de 1990. Solamente desde 1999 ha empezado a observarse un incremento en la exploración y producción petrolífera.

Desde el comienzo del nuevo siglo, Rusia ha evolucionado progresivamente de una liberalización caótica y una privatización furtiva hacia la transformación de las principales petroleras en empresas de primera línea internacional. La fusión más importante fue la que se produjo entre TNK y British Petroleum. El principal resultado de este acuerdo fue el aumento sin precedentes de la capitalización tanto de TNK como de BP en Rusia. Otras petroleras privadas, como Lukoil y Surgutneftegaz, también empezaron a adquirir un mayor perfil internacional.

Desde 2003 hemos observado un cambio en la actuación del estado hacia el establecimiento de un control más activo de las posiciones estatales en el sector petrolero, a través de un proceso de consolidación. Yugoneftegansk, empresa filial de Yukos, fue adquirida por Rosneft, con un efecto positivo en su índice de producción que aumentó desde 900.000 bpd en 2003 hasta 1.400.000 bpd en 2007⁶. Fue a partir de esta consolidación cuando Rosneft pasó a ser la empresa rusa líder en la producción de petróleo y uno de los líderes mundiales en reservas de crudo. A pesar de su estructura estatal, Rosneft ha demostrado su eficacia y su voluntad de convertirse en un verdadero actor internacional, comprando activos en el exterior. La implicación política de Rusia en el sector del petróleo continúa siendo débil, sin embargo, si comparamos la estrategia pasiva de Moscú con el apoyo activo que los Estados Unidos daban a sus empresas petroleras en el pasado⁷.

En el Oeste, la influencia y el poder de Rosneft se ve con frecuencia como un signo del refuerzo político del estado

⁴ Agencia Internacional de la Energía, Russia Energy Survey, Paris, 2002.

⁵ El mejor ejemplo es el conflicto surgido entre los accionistas de TNK y de BP relativo a la estrategia de compra en el exterior de su empresa, propiedad 50/50 de TNK-BP.

⁶ TEK Statistics, Moscow, 2008. Ver también J. Lee, 'Oil Sector in Russia', Conference at the Centre for Global Energy Studies, London, 26/VI/2008.

⁷ S. Randall, US Foreign Oil Policy since World War I, McQueen University Press, 2005.

sobre el sector petrolero. Sin embargo, la influencia de las empresas petroleras privadas rusas – Lukoil, Surgutneftegaz y TNK-BP – quedó demostrada cuando se aprobó la nueva ley de exportación de gas en 2006 que imponía un monopolio del estado sobre la exportación de gas natural y de LNG. Las empresas petroleras se las arreglaron para dejar fuera del ámbito de la nueva ley el condesado de gas que se encuentra en los campos mixtos, que les pertenecían⁸. En la actualidad tanto las empresas privadas como las públicas están haciendo presión para desmonopolizar las exportaciones de gas de Gazprom. A las empresas petroleras les gustaría comercializar sus enormes reservas de gas natural a nivel internacional. La estatal Rosneft está totalmente de acuerdo con la posición de las petroleras privadas con respecto a este asunto, demostrando así la existencia de un “lobby del petróleo” en la política rusa que no depende de la estructura societaria de los actores afectados.

Al contrario de la producción y el suministro, el sector de los oleoductos, que posee la red más grande del mundo, está principalmente regulado por la compañía estatal Transneft⁹. De nuevo, Transneft es considerada a menudo como una herramienta de la política exterior rusa. En los medios de comunicación del Oeste¹⁰, el cierre de algunos ramales de la red de oleoductos para exportación a los Estados Bálticos (y a medio plazo de Belarus) ha sido tomado con frecuencia como ejemplo de la presión política ejercida por el estado ruso¹¹. Sin embargo, la “estrategia

política” de Transneft en el cierre de los oleoductos ha sido debatida como exagerada. Históricamente, el oleoducto de exportación de Druzhba fue diseñado inicialmente para suministrar petróleo a los mercados de Europa del Este y por lo tanto tenía una estructura telescópica, es decir, cuando más al Oeste llega, menor es el diámetro del Oleoducto, lo que implica una capacidad cada vez más limitada según se acerca a Europa Central. Hoy en día, las petroleras están intentando incrementar sus exportaciones a Europa Occidental y prefieren usar terminales marítimas nacionales puesto que el oleoducto de Druzhba les limita la capacidad de exportación. Como consecuencia, la entrega de petróleo por ferrocarril a las terminales de petróleo, también ha aumentado recientemente. Estas son las razones por las que la estrategia de inversión rusa se orienta hacia una más alta utilización de las terminales de petróleo reduciendo las exportaciones por la vía ya desfasada económicamente del oleoducto de Druzhba. Como consecuencia el cierre parcial, quizá total en el futuro, del oleoducto de Druzhba es una decisión comercial y no política.

Otro factor que contribuye a la “segurización” del sector petrolero ruso es la inversión europea –fundamentalmente británica– en el mercado upstream de Rusia. Según Walde¹², durante un periodo sostenido de altos precios siempre se producen tensiones entre los estados productores de petróleo y los inversores extranjeros. El estado ruso, durante tal periodo, intentó aumentar su cuota en

los beneficios de las exportaciones de petróleo que había dado grandes beneficios al sector empresarial. El intento demostró el fuerte control estatal sobre los impuestos de los campos de producción de petróleo y sustituyó de facto los Acuerdos de Producción y Reparto por un sistema de licencia. Mas recientemente, la legislación rusa ha adoptado una nueva estrategia para el control de los recursos y de los impuestos. La nueva legislación no permite a las empresas extranjeras participar en el mercado upstream excepto que en algunos casos “políticos” obliga a la renegociación de los acuerdos. Ese fue el caso de los acuerdos entre los inversores internacionales –Shell en Sakhalin y BP en Kovykhita– y la compañía estatal rusa Gazprom. De nuevo estos proyectos se referían al sector del gas, que sigue siendo muy diferente del sector del petróleo.

A las petroleras rusas ya sean privadas o nacionales no les interesa cerrar las puertas a inversores extranjeros en su país pues sus propias estrategias de inversión en el exterior traen consigo unos beneficios considerables¹³.

Gas Natural: Imposibilidad de Relaciones Comerciales sin Implicación Política

Si el sector del petróleo es un mercado global en sí mismo, el comercio del gas liga directamente a Rusia con la UE. Europa ha sido el principal cliente de Rusia desde los años sesenta y Gazprom desea conservar su buena imagen en Europa.

⁸ Ver el informe CERA, ‘Is it Gas?’, Moscú, 2006.

⁹ La legislación rusa permite los oleoductos privados. El mayor oleoducto privado se encuentra entre el mar Caspio y el mar Negro (Consortio para el Oleoducto del Caspio). Los oleoductos más pequeños operan mediante acuerdos de producción y participación.

¹⁰ BBC News, 6/1/2007.

¹¹ K. Smith, Security Implications of Russian Energy Policies, Centre for European Policy Studies, Bruselas, 2006.

¹² T. Walde, ‘Renegotiating Acquired Rights in the Oil and Gas Industries: Industry and Political Cycles Meet Rule of Law’, Journal for World Energy Law and Business, vol. 1, num. 1, Oxford University Press, mayo 2008, p. 55-98.

¹³ La cuestión de la reciprocidad de la inversión se analiza por separado. Ver A. Belyi, ‘Reciprocity as a Factor of the Energy Investment Regimes in EU-Russia Energy Relations’, Journal for World Energy Law and Business, Oxford University Press, forthcoming Abril 2009.

Las dificultades del comercio regional del gas están principalmente relacionadas con el mercado interno de la Antigua Unión Soviética (FSU) más que con las relaciones Rusia - UE. En la URSS, bajo una economía controlada, el sector de la energía estaba totalmente sometido al control gubernamental. Desde siempre, la disponibilidad de energía había sido considerada como un derecho más que como un bien o un servicio y el acceso a energía barata permitía el desarrollo de industrias no energéticas además de contribuir al crecimiento general del PIB. Desde su transición hacia una economía más orientada al mercado, Rusia mantuvo un monopolio en el sector del gas. Más recientemente, y con el fin de proteger sus derechos soberanos sobre estos sectores estratégicos y para evitar futuras privatizaciones “desenfrenadas”, tales como las que ocurrieron en los años noventa, Rusia los llamó “monopolios naturales”. Es necesario enfatizar que la verdadera esencia de “un monopolio natural” en Rusia es diferente de lo que se entiende por este término en el Oeste. Al contrario que en el sector petrolero, en el del gas las consideraciones comerciales tienen una importancia secundaria con respecto a las consideraciones de estabilidad política nacional.

El concepto de “derecho” al suministro de gas sigue siendo válido en toda la FSU a pesar de su transición hacia una economía más orientada al mercado. Los precios del gas se han establecido de forma bilateral a través de acuerdos políticos a nivel inter-gubernamental y a continuación han sido cubiertos por acuerdos confidenciales inter-empresa que especifican las condiciones para el suministro y el

tránsito del gas. Los mecanismos de resolución de disputas normalmente se restringen a una frase corta en los acuerdos, que estable que: “los desacuerdos deben ser resueltos de forma amistosa entre las partes en conflicto”

Desde 2002 el monopolio del gas de Rusia ha intentado rehacer estos acuerdos de tarifas comerciales para que sean más rentables. Por ejemplo, a nivel europeo, el precio del gas se establece de acuerdo con el “valor de sustitución”, lo que significa que está indexado al precio de los productos del petróleo¹⁴. La práctica internacional demuestra que la ganancia económica derivada del comercio del gas se calcula no sólo en base al coste sino de acuerdo con el valor que el consumidor está dispuesto a pagar por él. Por lo tanto la tarifa del gas está ligada al precio de los productos petroleros, lo que hace que el cálculo del margen de ganancia del gas sea más fácil. Incluso después de la introducción de una competencia gas-gas, como en el Reino Unido, el precio del gas todavía sigue la dinámica del precio del petróleo¹⁵.

En lugar de aplicar el modelo net-back, Rusia ha permitido a sus vecinos más próximos, Belarus, Moldova y Ucrania, disfrutar de tarifas más bajas a través de acuerdos políticos bilaterales directos. En definitiva, los contratos de permuta han permitido a Rusia evitar pagos adicionales por el tránsito del gas. Por ejemplo, se suministraron a Ucrania hasta 30 bcm en concepto de tarifa de tránsito. Por parte de Ucrania, el método tarifario incluía algunos pagos por medio de gas natural y otros pagos en metálico. Parte de los pagos han sido compensados contra la

deuda pendiente de Ucrania a Rusia por el suministro de gas en los años noventa¹⁶. Todos los contratos a largo plazo entre Rusia y Ucrania incluían una cláusula, llamada cláusula de destino, que imponía restricciones para la reventa del gas. En contrapartida, se permitió a Ucrania re-exportar hasta 6 bcm de gas a Europa a un precio superior al que lo compraba a Gazprom¹⁷.

Desde el inicio de los años 2000 Gazprom ha estado sugiriendo efectuar una transición hacia un mecanismo basado en el mercado para el comercio interno de la FSU¹⁸. Sin embargo, Gazprom se enfrenta a dos dificultades importantes, la primera es que quiere que las relaciones basadas en el mercado se fundamenten en un acceso en términos de monopolio a gaseoductos y exportaciones. La segunda es que cualquier transición hacia un nuevo sistema de comercio y tarifas en el sector del gas, necesita llevarse a cabo dentro de un contexto político positivo.

La primera dificultad es puramente inherente a Rusia. La segunda depende en un grado sustancial de sus relaciones con Ucrania, el país de mayor tránsito en la FSU – y estas relaciones empeoraron después de la “Revolución Naranja” en Kiev. En ocasiones se ha polemizado sobre si las nuevas autoridades ucranianas han deteriorado sus relaciones con Moscú de forma deliberada con el fin de aparecer como las víctimas de su gran vecino del este y por consiguiente acercarse a la UE en busca de protección. Sobre esta base, Ucrania no dudó en usar su posición estratégica de tránsito para ejercer presión en las negociaciones tanto con Moscú como con Bruselas.

¹⁴ A. Konoplyanik, Russian-European Energy Relations and the Role of the Energy Charter, State University-Higher School of Economics, Noviembre 2007.

¹⁵ Agencia Internacional de Energía, Natural Gas Market Review, 2006, p. 80.

¹⁶ Para más información sobre los métodos de tránsito de gas en Ucrania, ver Secretaría de la Carta Europea de la Energía, Transit Tariffs, 2006, p. 60.

¹⁷ Official Gazprom statistics, www.gazprom.ru.

¹⁸ Ver también J. Stern, Future of Russian Gas and Gazprom, Oxford Institute for Energy Studies, 2004.

La primera crisis importante del gas entre los dos países tuvo lugar en Enero de 2006. Ésta provocó una reacción de amplio alcance en Europa a pesar de que el impacto de la crisis no fue muy grave en términos de suministro. Por ejemplo, los cortes de gas motivados por el clima tuvieron la misma importancia que la disputa por el tránsito¹⁹. Sin embargo la crisis de 2006 provocó un grado mayor de politización de los temas relacionados con la seguridad energética con relación al suministro de gas de Rusia. En verdad, desde enero 2006 la seguridad energética pasó a ser de manera formal un tema de la *Common Foreign and Security Policy* de la UE, lo cual demuestra que la energía es considerada más allá de su simple dimensión económica.

Existe, además, una discrepancia entre las actitudes europeas y rusas sobre cómo se provocó la crisis. Para la mayoría de los países europeos, la disputa del gas es fundamentalmente un tema político mientras que para Rusia es el resultado de la incapacidad de Ucrania para pagar precios de libre mercado por el gas.

La politización extrema sobre los temas de comercio y tránsito energético, no empezó realmente hasta el comienzo de los años 2000. Durante la época de la Guerra Fría el conflicto sistemático entre los dos grandes bloques no dificultó la cooperación en materia de energía, en particular en términos económicos. Al contrario, la seguridad en los suministros de energía desde la URSS no estaba entre los temas principales de la agenda de los estados de la Europa Occidental. Durante las subidas del precio del petróleo provocadas en parte por las acciones de la OPEP, el mundo árabe fue considerado el componente esencial en el tema de la seguridad energética. Después,

durante los años noventa, los temas de comercio y tránsito energético no eran objeto de un gran debate político a pesar de que ya se producían impagos y robos en el tránsito. Sin embargo, el aumento de la participación del gas natural en la cartera energética de Europa y en la generación de electricidad después de la liberalización, junto con las políticas medioambientales, fue lo que amplió el alcance de la dimensión económica de la seguridad energética.

La crisis del 2006 se resolvió por un acuerdo más o menos cosmético que llevó al establecimiento de una nueva joint venture, RosUkrEnergó, que pertenece conjuntamente a Gazprom y a Naftogaz. El objetivo de la nueva *joint venture* era suministrar gas a Ucrania, al tiempo que todo el tránsito a Europa quedaba bajo la responsabilidad de Gazprom. A pesar de este cambio aparente en las relaciones, Rusia y Ucrania sin embargo mantuvieron un marco de trabajo general similar en el que las tarifas se ajustaban políticamente sin indexación a los productos petroleros, mientras que el establecimiento de mecanismos de resolución de disputas seguía siendo poco claro y todos los temas relacionados con los volúmenes y suministros todavía se acordaban por medio de Protocolos anuales. El acuerdo alcanzado en 2006 mantenía una característica muy importante heredada del pasado: las relaciones del comercio y tránsito del gas quedaron fundamentalmente basadas en acuerdos políticos entre Moscú y Kiev. Tanto el comercio como el tránsito continuaron siendo opacos.

Hacia el fin de 2008, Ucrania todavía era incapaz, y no deseaba, adaptarse a la política de tarifas net-back y continuó rechazando propuestas relativas al control de las redes por parte de Gazprom. La falta

de un marco legal acordado para el comercio energético, las tarifas y el tránsito, dio como resultado una división política muy profunda. Además, la clase política ucraniana fue incapaz de alcanzar un acuerdo sobre energía complicando aún más la situación²⁰.

Tampoco debe olvidarse que la crisis de 2009 apareció sólo unos meses después del conflicto Georgia-Ossetia, en el que Rusia intervino invadiendo en profundidad el territorio Georgiano. El hecho de que Rusia sea el principal ente para el mantenimiento de la paz en la región no es nuevo, ya que ha seguido ejerciendo su poder e influencia desde 1994. Sin embargo, la operación militar de agosto de 2008 fue la primera acción importante por parte de Moscú contra otro Estado soberano desde el colapso de la URSS. Este suceso alarmó a las élites políticas y a una gran parte de la sociedad de muchos de los estados miembros de la UE. Sin embargo, la mayoría de ellos se negó a aislar políticamente a Rusia fundamentalmente por el tema del suministro de energía.

La posición política de Ucrania durante el conflicto del Cáucaso fue opuesta a la asumida por los Rusos. El presidente de Ucrania respaldó las acciones de Georgia e intentó promover una coalición política más fuerte contra Rusia. La división política entre estos dos países se ha hecho más profunda desde que Ucrania solicitó su adhesión a la OTAN y desde que comenzó a objetar la presencia naval de Rusia en la costa ucraniana del Mar Negro. Como era de esperar, parte de la élite política ucraniana decidió empeorar a propósito las relaciones con Rusia con el fin de sentirse más cerca de Occidente.

Estos factores dieron razones a Rusia para adoptar una posición aún más estricta.

¹⁹ Para más información sobre la crisis ver J. Stern, *The Russian-Ukrainian Gas Crisis of January 2006*, Oxford Institute for Energy Studies, Enero 2006.

²⁰ El mayor conflicto tuvo lugar entre el Presidente Yúshenko, que mantuvo una posición dura, y el Primer Ministro Timoshenko, que prefirió comprometerse con Rusia.

ta en sus negociaciones con Ucrania. Lo cierto es que, después de que Ucrania rechazó firmar un acuerdo con Rusia, Gazprom no tenía razones legales o políticas para continuar suministrando gas a Ucrania. El tema de la deuda de Ucrania con Gazprom –aproximadamente 2 billones de dólares– ha sido también tema para un acuerdo político: Rusia enfatizó su importancia negándose a la habitual reestructuración de la deuda. Como contraste, en muchas otras situaciones – como es el caso de Belarus y el de los compradores de armas en Oriente Medio – Rusia normalmente apoya la reestructuración de la deuda.

No obstante, hasta finales de 2008 ambas partes estuvieron tratando de encontrar una solución en vano. Los suministros de gas a Ucrania se redujeron pero no fue así para los destinados a Europa. Sin embargo, la complejidad legal del mercado y tránsito del gas, incluyendo contratos de permuta, introdujo una complicación adicional al ejercicio. Por ejemplo, Ucrania habitualmente se lleva alrededor del 15% del gas natural a sus instalaciones de suministro, incitando a Rusia a acusar a Ucrania de apropiación ilegal.

Es importante considerar la opacidad en las negociaciones así como la falta de transparencia en lo que se refiere a los flujos de tránsito. Rusia acusó a Ucrania de coger más de lo que requería el flujo de tránsito. Ucrania, a su vez, acusó a Rusia de deficiencias en la cantidad de gas suministrado. Consecuentemente, la situación fue similar a la de la crisis del 2006. La diferencia, sin embargo, es que ninguna de las partes realizó esfuerzo alguno para alcanzar un acuerdo.

En lo que se refiere al tránsito de gas a Europa, existe un acuerdo apropiado que todavía estará en vigor hasta 2010. Sin embargo, Ucrania reclama el derecho a aumentar las tarifas de tránsito para el gas de Rusia como respuesta al aumento del suministro de gas. El 5 de enero un tribunal de Kiev prohibió a Naftogaz el tránsito de gas natural de Rusia vía Ucrania a la tarifa acordada previamente con Rusia (1.6 US\$/1.000 metros cúbicos /100km en 2009). El 6 de enero los socios europeos de Gazprom empezaron a notar un significativo descenso en el suministro en la dirección sur-oeste (hacia Austria e Italia). Bajo presión por la amenaza de más robos en el tránsito de gas, Gazprom decidió interrumpir todos los flujos de tránsito a través de Ucrania. En particular, Gazprom exigió que Ucrania compensara los suministros con sus propias reservas, por causa de los anteriores robos. Ucrania rechazó el trato y consecuentemente se notó una escasez real de gas en algún país europeo. La crisis duró casi dos semanas. Al contrario que en la crisis de 2006, sin embargo, la percepción de amenaza con relación a los suministros de gas de la FSU estuvo más cerca de la situación real del suministro y por lo tanto aceleró las actuaciones para la “segurización” de la energía en Europa.

La crisis de enero de 2009 también dio un empujón a la política de la UE respecto a la región de la FSU. En enero de 2006 la UE (tanto la Comisión como los estados miembro) había fallado en aportar una mediación a la crisis. Es más, debido al alto nivel de “segurización”, la política de la UE se centró más en Rusia como tema de seguridad que en la necesidad de que Rusia y Ucrania alcanzaran un acuerdo marco político y legal. Entre

2006 y 2009 la UE situó la seguridad energética, particularmente con relación a Rusia, como primer punto de su agenda. Sin embargo, la UE no consiguió que se produjera ningún tipo de acuerdo marco durante ese periodo.

Por el contrario, la Presidencia de la UE tuvo mucha más influencia como mediador en la crisis de enero de 2009. A pesar de que la Presidencia Checa de la UE sólo convocó una reunión extraordinaria el 5 de enero, cuando la crisis había entrado ya en su segunda fase y el tránsito a Europa había sido cortado, tuvo sin embargo bastante éxito al poder imponer una solución basada en observadores internacionales del tránsito de gas. En consecuencia, la UE ganó “algo de poder” ejerciendo su influencia tanto sobre Rusia como sobre Ucrania para que llegaran a un acuerdo allí donde otros habían fallado.

El consecuente ablandamiento de la posición geopolítica de Rusia hacia el mercado del gas podría también estar ligado al periodo subsiguiente de bajos precios del petróleo. Lo cierto es que las discusiones sobre “responsabilidad compartida” del tránsito a través de Ucrania es un nuevo lenguaje dentro de la diplomacia energética de Rusia. Sin embargo, Rusia y Ucrania continúan siendo incapaces de encontrar una solución a largo plazo para los conflictos en el tránsito ni de establecer un mecanismo de resolución de disputas satisfactorio²¹. La UE ha solicitado frecuentemente a Rusia que respete la Carta de Energía. Como demostró la crisis, hay una necesidad de acuerdo político para implantar un marco legal multilateral. En estas circunstancias, podemos imaginarnos que la crisis de enero de 2009 podría muy bien servir de base para el establecimiento de

²¹ En lo que a esto se refiere, las provisiones del artículo 7(7) de la Carta de Energía constituyen el marco más relevante. No obstante, en ambas ocasiones Gazprom se negó a seguir el Tratado por temor a que se produjese un efecto boomerang en las discusiones por el tránsito del gas con los Estados Centroasiáticos. Ver A. Belyi & U. Klaus, ‘Dispute Resolution Mechanisms in Energy Transit – Missed Opportunities for Gazprom or False Hopes in Europe?’, *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 25, nr 3, 2007, p. 7-26.

un nuevo régimen de resolución de disputas en cuanto al tránsito de gas.

El principal puzzle en el sector del gas continúa siendo su alta dimensión política. Para lograr un suministro de gas seguro en Europa, se necesita primero un acuerdo político con Rusia antes que cualquier acuerdo económico (mercado y tarifa) o legal (Energy Charter Transit Protocol).

La electricidad: un Mercado Imperfecto, como en la Unión Europea

La principal diferencia política entre Rusia y la UE en cuanto a la liberalización del sector eléctrico reside en que la primera está dispuesta a liberalizar su sector eléctrico, pero cree que esto podría implicar riesgos económicos en la liberalización del gas, mientras que para la última ambos procesos están interrelacionados.

Al comienzo de la reforma del sector energético en Rusia, la UE intentó posicionarse como un modelo a seguir; a pesar de que el mercado de la electricidad de la UE se había liberalizado sólo recientemente. En consecuencia, la UE adoptó una postura firme respecto a cuestiones como las medidas antidumping y las inversiones. Por ejemplo, el Reglamento n.º 2229/2003 del Consejo, de 22 de diciembre de 2003, hace mención definitivamente a la imposición y cobro de un impuesto antidumping sobre las importaciones de silicio procedente de Rusia y establece que: «Los precios de la electricidad en Rusia están regulados, y puesto que el precio cobrado por este suministrador de electricidad era muy bajo, incluso en comparación con otros proveedores de electricidad generada por centrales hidroeléctricas en un país análo-

go como Noruega y también en Canadá, se decidió rechazar esta reclamación y confirmar la decisión provisional de aplicar el precio de la electricidad establecido por otro proveedor de electricidad en Rusia. Se observó que este precio estaba en línea con el precio más bajo entre los productores de electricidad representativos de la Comunidad».

Continuaron produciéndose reclamaciones similares al menos hasta 2008, pero estas reclamaciones siempre estaban basadas en situaciones obsoletas, especialmente dado que la estructura del mercado al por mayor de Rusia ha evolucionado progresivamente hacia un mercado competitivo y eficiente en costes. A su vez, la compañía eléctrica RAO UES ha sido reestructurada y se ha implantado un marco legislativo complejo para garantizar una liberalización gradual. La UE sigue a menudo expresando su preocupación por tres cuestiones principales. La primera, como se señaló anteriormente, se basa en la percepción de que Rusia no ha adoptado suficientes medidas hasta la fecha en relación a sus reformas del sector eléctrico, la segunda es acerca de los niveles de las tarifas eléctricas en Rusia y la tercera se basa en la opinión de las empresas energéticas europeas a quienes les gustaría ver más oportunidades de invertir en la generación de electricidad en Rusia y de participar en el mercado mayorista.

En cuanto al progreso de la liberalización del mercado de la electricidad en Rusia, hay que señalar que la transición de una integración vertical al modelo de competencia ya está tomando forma, tanto en Rusia como en la UE. Idealmente, la transición debe incorporar la mayor cantidad de características esenciales de diseño de

mercado como sea posible, así como un método internamente coherente para pasar del viejo al nuevo modelo de regulación del mercado²². La transición también dependerá de la eficacia de la política a la hora de alcanzar sus objetivos.

Hasta el momento, la eficacia de la liberalización del mercado en la UE no puede ser considerada como óptima. En primer lugar, la Comisión Europea reconoce que hay problemas en la aplicación de las directivas sobre energía. Con frecuencia, incluso después de que se haya aprobado una legislación, no se implantan mecanismos para su aplicación en el mercado. Dada esta situación, en abril de 2006 la Comisión envió 28 notificaciones oficiales a 17 Estados Miembro. En consecuencia, el 12 de diciembre de 2006, la Comisión se dirigió a 16 Estados Miembro con al menos 26 dictámenes por la no aplicación de la legislación sobre energía (tanto las Directivas de Gas como las de Electricidad). Además, la Comisión Europea ha ganado dos casos de no aplicación de la Directiva sobre Electricidad: (1) C-353/05, Comisión contra Luxemburgo, sentencia 28 de noviembre de 2006; y (2) C-259/01, Comisión contra Francia [2002] Rec. I-11093. La aplicación de la Directiva sobre Electricidad también sigue siendo problemática en los nuevos Estados miembros de la UE²³.

En Rusia, desde 2003 el calendario previsto para la liberalización se ha definido mediante un enfoque "5 + 5", con un primer y un segundo planes de aplicación de cinco años cada uno, estando prevista inicialmente para 2012 la apertura total del mercado. El calendario inicialmente establecido en 2003 no ha sido plenamente respetado, sobre todo desde la reorganización gubernamental de 2004, que

²² W. Hogan, Market Power and Electricity Competition, 50th Annual Antitrust Law Spring Meeting American Bar Association, Washington DC, 25/IV/2002, p. 8.

²³ Ver también K. Talus, Role of the European Court of Justice in the Opening of Energy Markets, ERA FORUM, nr 3, 2007.

ralentizó el proceso de reestructuración. Además, el sistema regulatorio ruso ha sido a menudo criticado por ser insuficiente. Por ejemplo, la legislación sobre el "proveedor de último recurso" y sobre la participación en el mercado mayorista se retrasó hasta 2006. Por lo tanto, la eficacia en la aplicación de la liberalización del mercado de la electricidad no se puede considerar que sea mejor en la UE que en Rusia, o viceversa.

El mercado mayorista para los usuarios industriales se abrió en 2003. Desde entonces, entre el 5% y el 15% de los usuarios del mercado prefieren una contratación puntual. La expansión del mercado se mantuvo durante mucho tiempo gracias a los propios agentes, principalmente debido a incertidumbres en la normativa y la legislación. Desde 2006, la legislación ha mejorado significativamente y la cuota no regulada está aumentando rápidamente en el sector industrial. Las cifras son similares a las de Europa Oriental, pero la apertura del mercado va retrasada respecto al Reino Unido, Alemania y los países del NORDEL.

La segunda cuestión trata sobre la discrepancia tarifaria. Los mercados de la electricidad en la UE se caracterizan por presentar grandes diferencias de tarifas entre las regiones y países. La convergencia de precios es alta dentro de cada región, mientras que las diferencias de precio son sustanciales entre ellas. Por ejemplo, los mercados del NORDEL tienen tarifas mucho más bajas para los usuarios industriales que los países del sur, como Italia. Al mismo tiempo, los mercados del NORDEL y del Reino Unido han experimentado una rápida subida de los precios debido a sus estructuras de mercado al por mayor.

El precio medio de la electricidad en la UE para los usuarios industriales disminuyó durante las primeras etapas del proceso de liberalización. Después de 2004, sin embargo, los precios volvieron a subir e incluso superaron el nivel anterior. Los factores principales fueron el aumento de los precios del gas, la falta de interconexión eléctrica entre regiones, la disminución de la capacidad disponible, la disminución de las inversiones en la red y las fluctuaciones en la demanda de los mercados.

Antes de la reestructuración del sector eléctrico, las tarifas eléctricas de Rusia se habían mantenido por debajo del nivel de los costes a través de una subvención cruzada de la demanda de energía en todo el país. En el año 2000, la tarifa eléctrica para los usuarios industriales fue de unos 15€/MWh, un precio situado muy por debajo de las tarifas de las zonas UCTE, NORDEL y CENTREL²⁴. Con la reforma, los mercados mayoristas empezaron a manejar una metodología de tarifas basada en los costes. En 2006, el precio medio al por mayor para la industria giraba en torno a 26-27€/MWh²⁵, mayor que en la región del Báltico y por encima de la media del mercado de Europa Central, aunque similar a la tarifa OTC en Alemania. Sigue situándose muy por debajo de las tarifas de Europa Occidental y del NORDEL sobre todo debido a su estructura de mercado.

Debido a la disponibilidad de fuentes primarias, el coste de la nueva capacidad de generación en Rusia es 1-1,5 céntimos /kWh por debajo de la media de la UE.

La tercera y última cuestión relativa a la UE está relacionada con el clima de inversión para las empresas que desean invertir en el sector eléctrico ruso. Rusia toda-

vía se enfrenta a varios problemas estructurales de inversión, principalmente debidos al estado embrionario de sus políticas regulatorias, especialmente en lo que respecta a los mecanismos de resolución de disputas domésticos. Además, el sistema ruso se caracteriza por la alta volatilidad de los precios en su mercado mayorista y por una falta de mecanismos para la reinversión de los beneficios.

Esta visión de las estructuras legislativa, de mercado y de tarifas en la UE y Rusia muestra que no existe un solo enfoque para alcanzar un diseño de mercado competitivo. La legislación a todos los niveles en la UE ha modificado el objetivo inicial de implantar un mercado eléctrico en todo el territorio de la UE, a través del desarrollo de varios mercados regionales, pero incluso así la autoridad supranacional todavía se enfrenta al problema de la no implantación de las Directivas masivamente por parte de los estados miembros.

El enfoque regulatorio Ruso para la introducción de la competencia en el sector eléctrico no está exento tampoco de deficiencias. Por ello, las tendencias en la UE y en Rusia relativas a la transición a mercados eléctricos competitivos, son similares. Hay razones para creer que el sector eléctrico ruso, que tiene una seria carencia de capacidad de generación, podría todavía atraer inversores europeos en un futuro próximo.

La Dimensión Medioambiental de la Política Energética: Un Enorme Potencial en un Contexto Legal Incompleto

Los mercados medioambientales todavía están en una fase muy embrionaria res-

²⁴ Secretaría de la Carta Europea de la Energía, Regional Electricity Markets, Octubre 2003, Bruselas, p. 46.

²⁵ El precio medio desde diciembre de 2005 a diciembre de 2006 se situaba alrededor de los 91 kopek por kWh (tipo de cambio: €1 = RUR34).

pecto a las relaciones UE-Rusia. La UE²⁶, hambrienta de recursos, ha estado interesada, desde los años setenta, en promover una economía basada en el uso de combustibles no fósiles. El asunto de la diversificación surgió en los años setenta en un momento en el que la preocupación sobre el suministro energético estaba principalmente enfocada en la hipotética desaparición, al final del siglo XX, de los combustibles fósiles (especialmente el petróleo). Posteriormente, las preocupaciones energéticas en los años noventa se enfocaron en los peligros que se anticipaban procedentes del cambio climático causado por el creciente uso de energía.

Hasta ahora, estas preocupaciones energéticas no han afectado a Rusia, rica en recursos. En contraste con los estados europeos la dimensión medioambiental de la política energética se mantuvo en una posición de menor importancia en Rusia hasta el 2008. Sorprendentemente, la influencia de la UE juega un papel importante con relación a este tema. En enero de 2008 la Comisión Europea propuso un borrador de Directiva que establece un objetivo mínimo vinculante del 10% para la proporción de biocombustibles en el mercado, en 2020 en los Estados Miembro. Esto ha llevado a una reacción positiva en Rusia, dada su enorme extensión de tierra cultivable que proporciona unas condiciones ideales para la producción de biomasa a alto nivel, tanto para biocombustibles como para la generación de calor; con posibilidad de ser exportada a la UE. Rusia tiene más de 20 millones de hectáreas de tierra agrícola

no usada y disponible y podría producir cantidades enormes de material base para biocombustibles y para otras tecnologías de biomasa²⁷.

Los productores de biomasa rusos esperan sacar ventaja de las oportunidades que surgen del creciente interés en tecnologías de biomasa en la UE. También tienen intención de conseguir Créditos de Emisión en base a proyectos de Implementación Conjunta.

Las Pymes en Rusia cada vez están más implicadas en invertir en proyectos medioambientales. Aparte de la biomasa, el interés se enfoca en el importante potencial de varias energías renovables en las regiones remotas de Rusia. Todavía hay áreas en el Artico Ruso, en la Península de Kola, en la República de Sakha, en la Región de Magadán, en Kamchatka y en Sakhalin, donde no se dispone de redes eléctricas y que podrían proporcionar importantes nuevos mercados. En la actualidad estos territorios sin red eléctrica dependen principalmente de generadores con diesel o gasolina y sufren a menudo cortes de suministro. La demanda insatisfecha puede satisfacerse mediante la construcción de centrales eléctricas descentralizadas y respetuosas con el medioambiente. En particular, las plantas descentralizadas de calor y generación de electricidad con 1,5-2 kW de capacidad instalada podrían ser muy beneficiosas para los pequeños consumidores de estas regiones.

Alrededor de una docena de empresas están ya activas en la promoción de tur-

binas eólicas y ocho empresas están produciendo células fotovoltaicas. En algunos casos las autoridades regionales promueven activamente las inversiones en energías renovables. El ejemplo más reciente es el acuerdo del gobierno de Kalmyk con la empresa Checa Falkon que planea construir el primer parque eólico de Rusia. La planta eléctrica geotérmica de Mutnovka en Kamchatka, con 50MW de capacidad instalada, es una de las experiencias con mayor éxito de Rusia.

Aparte de la energía renovable, las inversiones rusas en medioambiente también tienen su razón de ser en los intereses económicos de la industria de los combustibles fósiles. Por ejemplo, el nivel de antorchas de gas en Rusia es equivalente a un tercio de las exportaciones de gas ruso²⁸. De la misma forma las pérdidas en el transporte por oleoductos suponen un 5% de la energía comercial. Las políticas de energía renovable sólo pueden ser complemento de las mucho mayores inversiones medioambientales.

Los proyectos medioambientales en Rusia también son de interés para la UE, que pretende permanecer como la voz líder en el debate sobre el cambio climático en el mundo. Con el fin de atraer mejor a los inversores y mejorar la legislación es necesario ganarse una posición favorable en el régimen post-Kyoto. La UE y Rusia son aliados naturales en términos de inversiones necesarias para los proyectos de Implementación Conjunta.

²⁶ La especificidad europea en su acercamiento a la economía de los productos no fósiles también difiere de las naciones ricas en recursos, como los EE UU. Ver S. Boehmer-Christiansen, 'Investing Against Climate Change: Why Failure Remains Possible', *Environmental Policies*, nr 11, vol. 3, 2002, p. 1-31.

²⁷ A. Belyi, 'Renewable Energy Potential and Regulation in Russia', UNDP newsletter, Julio 2008.

²⁸ Ver IEA, *Optimizing Russian Natural Gas*, Paris, 2006.

Conclusiones

Este examen de las políticas energéticas rusas muestra que los sectores energéticos nacionales difieren y que cada uno requiere un planteamiento específico. Se necesita un acuerdo político para dejar claro lo que la UE quiere de Rusia y así mejorar la situación en general.

Al mismo tiempo la historia muestra cómo la política de la UE de ampliar su modelo de mercado más allá de sus fronteras puede llevar a una vía muerta. En cualquier caso, tanto la UE como Rusia necesitan contraer un compromiso político para alcanzar un acuerdo de libre comercio. Solo en base a un acuerdo político podrán estos países avanzar hacia mecanismos multilaterales para la prevención de crisis y para la resolución de disputas en el caso de crisis en el tránsito a corto plazo así como para favorecer el clima de inversiones. Un marco legal claro basado en la Carta de Energía permitirá estimar las inversiones energéticas necesarias. Por otro lado, sin un compromiso político la Carta de Energía permanecerá marginada. Por el contrario, una vez que exista el compromiso de lograr un marco legal, se podrá establecer un régimen legal multilateral para la energía.

Debe considerarse un planteamiento para cada sector específico. El sector del petróleo no necesita intervención política: se desarrolló en Europa antes de la integración europea y por tanto la UE no tiene influencia en el ámbito doméstico sobre este sector. Sin embargo sí existe la necesidad de evitar errores de concepto políticos relativos a las grandes petroleras rusas. Paradójicamente, la desaparición del oleoducto de Druzhba, muy criticada en Europa Oriental servirá para reforzar unas relaciones más orientadas al mercado. Como la historia ha demostrado la actitud proteccionista sobre las inversiones internacionales, depende en gran medida de la volatilidad del precio de petróleo en el mundo. De nuevo, el caso de Rusia muestra que la despolitización de las relaciones en el sector petrolero será de gran ayuda para los inversores internacionales en Rusia.

El sector del gas seguirá siendo durante largo tiempo un asunto de relaciones políticas, tanto para la UE como para Rusia. La razón es la enorme discrepancia en los planteamientos regulatorios. La segunda crisis del gas puso de manifiesto la vulnerabilidad política y legal de los mecanismos actuales para la mediación y la resolución de disputas. Se puede preguntar en qué medida Gazprom está comprometido con la liberalización, con el monopolio de exportación y con el proceso de la Carta de Energía. Obviamente una compañía estatal no puede adaptarse fácilmente a la nueva realidad económica de los cambiantes mercados del gas. Sin embargo, cualquier transición hacia un planteamiento sensible económicamente en Rusia podría sufrir un retraso por la politización y la "segurización" de los suministros de energía en la UE. Por lo tanto, Bruselas y Moscú necesitan un acuerdo político con el fin de mejorar sus relaciones en el altamente politizado sector energético.

Los sectores eléctrico y medioambiental siguen siendo atractivos para los inversores europeos. Aunque Rusia ha mejorado significativamente su legislación en estos sectores, unas relaciones políticas buenas con la UE ayudarán a aumentar la gama de posibilidades para los inversores internacionales. Rusia debería reforzar sus mecanismos de inversión multilaterales para así mejorar su propio clima de inversión. Estas son dos áreas en las que Rusia y la UE pueden intentar efectuar nuevos experimentos económicos.

Las dificultades en las relaciones energéticas provienen del proceso de transición tanto en Rusia como en la UE. La clave es cómo hacer ambas transiciones políticamente compatibles. ■

El déficit de tarifa

Pedro Marín Uribe

Secretario de Estado de Energía.

Desde el año 2000, los ingresos del sistema eléctrico obtenidos por la recaudación de las tarifas eléctricas no son suficientes para cubrir los costes. Así, cuando la CNE procede a pagar a los diferentes agentes del sistema, se encuentra con que la recaudación es insuficiente. Es lo que se conoce como el déficit de tarifa.

Este déficit no es un hecho singular de nuestro sistema eléctrico. Ha ocurrido en todos aquellos países que durante estos últimos años se han visto inmersos en un proceso de liberalización del sector. Sin embargo, la magnitud de dicho problema sí ha sido muy diferente entre unos países y otros. Los países que optaron por eliminar tempranamente la tarifas reguladas (como Reino Unido o los países escandinavos), o que optaron por establecer tarifas aditivas (es decir, que incluyeran íntegramente los costes en los que incurre la actividad eléctrica) no han sufrido tanto este problema como los países en los que la evolución de las tarifas se ha desvinculado de la de los costes. Este último, ha sido el caso de España.

El motivo subyacente a este hecho es que durante los últimos años se ha producido un incremento del coste de la

electricidad que no se ha visto reflejado en un aumento de la recaudación. Este incremento se ha debido a dos tipos de razones. En primer lugar, los costes unitarios regulados han crecido por encima del incremento tarifario medio. Tal es el caso de las primas a las renovables o el coste de retribución a las redes de transporte. Ambos obedecen a criterios de política energética de largo plazo, plenamente justificables, como son la apuesta por un mix de generación más sostenible y unas infraestructuras acordes al grado de desarrollo que ha experimentado España.

En segundo lugar, si bien el precio de la energía ha fluctuado siguiendo los ciclos de los precios de los combustibles fósiles y de la hidráulicidad, se ha producido un incremento estructural de este precio al internalizar las obligaciones derivadas de la firma del Protocolo de Kyoto. Esto es una consecuencia inevitable y esperada desde un punto de vista económico: con la firma de Kyoto, los Gobiernos buscan que el coste medioambiental se internalice en el precio de la energía, para así enviar señales eficientes de consumo a los consumidores eléctricos (adecuando la demanda a las

nuevas señales de precio) e inversores (para la sustitución progresiva de tecnologías contaminantes).

La consecuencia de esta insuficiencia tarifaria se traduce en un déficit que ocasiona un endeudamiento insostenible en el medio plazo. Hasta ahora, el mecanismo de financiación del déficit ha consistido en un reconocimiento de la deuda contraída por el sistema con las empresas generadoras de electricidad y el establecimiento de derechos de cobro futuros con cargo a las tarifas eléctricas. En 2009, sólo el pago de los intereses y la parte correspondiente al servicio de esta deuda supone 1.500 M€ y, a medida que el déficit de tarifa continúe produciéndose, esta cantidad anual aumentará. Se trata de un traspaso no solidario del coste a los consumidores futuros.

Durante todo este tiempo, se ha transmitido a la sociedad un precio de la electricidad artificialmente bajo, reduciendo el impacto de todas las políticas medioambientales y de eficiencia energética. Cuando un precio no recoge el coste y la escasez reales de un recurso, no se envían las señales adecuadas a los consumidores. A diferencia de otros bie-

nes energéticos (como la gasolina o el gas natural), o esenciales (telecomunicaciones, alimentos,...), la demanda no reacciona ante incrementos en sus costes, ya que dichos incrementos no son transferidos al precio sino que son absorbidos en forma de déficit. Por este motivo, iniciativas destinadas a la gestión eficiente de la demanda, como la discriminación horaria o los electrodomésticos eficientes, difícilmente tienen acogida entre los ciudadanos.

Lo anterior también ha supuesto un importante freno a la liberalización del mercado. Los consumidores han preferido permanecer en una tarifa "subvencionada" por los consumidores futuros. Es importante destacar que el hecho de mantener unas tarifas artificialmente bajas, a diferencia de lo que habitualmente se cree, no provoca efecto negativo alguno sobre la cuenta de resultados de las empresas del sector eléctrico por la prestación de servicios en actividades sujetas a competencia. Las empresas generadoras siguen vendiendo en el mercado mayorista la energía que producen al precio libre de dicho mercado, completamente ajeno a la tarifa. Unas tarifas bajas provocan, a lo sumo, un mayor consumo y, consecuentemente, mayores ingresos para las compañías. Igualmente, las empresas suministradoras son indiferentes al nivel tarifario, pues a ellas se les reconoce el coste íntegro de adquisición de la electricidad en el mercado mayorista, al que se añade un coste de gestión comercial.

Por lo tanto, los principales perjudicados por unas tarifas que no recogen el coste real de la electricidad son, por un lado, los consumidores futuros, que pagarán con intereses parte de la electricidad consumida hoy y, por otro, el mercado

minorista, donde se impide el desarrollo de la competencia necesaria para facilitar mejoras en la eficiencia con las consiguientes reducciones de precios.

El déficit acumulado hasta 2008 supera los 16.000 M€. Para tomar perspectiva de lo que significa esta cifra, basta señalar que es superior a toda la inversión (pública y privada) en I+D+i de España en ese año. El problema añadido es que crece exponencialmente.

Como se ha dicho anteriormente, el déficit de tarifa lo financian temporalmente las empresas eléctricas de generación en régimen ordinario. Desde 2003, y para evitar penalizaciones en la gestión de su deuda, se les permitió cederlo a terceros, convirtiendo los derechos de cobro generados en títulos negociables a cambio de un descuento adicional. Este mecanismo de titulización permitía que las empresas no tuvieran que endeudarse para financiar el déficit y así pudieran mantener su nivel de inversiones.

Sin embargo, los aspectos coyunturales jugaron en contra de la reducción del déficit y así, el año 2005, que fue un año especialmente seco, contribuyó a su incremento. Esto, unido a la entrada en vigor del Protocolo de Kioto y a la imposibilidad de incrementar las tarifas más de un 2% (estaba en vigor el RD 1432/2002 que limitaba, hasta su derogación en julio de 2006, la subida de la tarifa a un 2% anual) hizo que el déficit de tarifa alcanzara los 3.800 M€, una cifra excesivamente elevada para colocarla con facilidad en el mercado financiero. El déficit de tarifa se había convertido en un problema estructural del sistema eléctrico y era necesario trabajar intensamente para encontrar nuevas soluciones a este viejo problema.

Siendo conscientes de que la tarifa de 2007 era insuficiente, se reconoció la existencia de un déficit ex ante (antes de que éste se produjera) y se determinó que éste se financiaría mediante la subasta del derecho de cobro generado. El lanzamiento de este mecanismo coincidió en el tiempo con la explosión de la crisis financiera internacional y el estrangulamiento de la liquidez. El mercado financiero no percibió suficiente garantía y calidad en el producto subastado y mediante dichas subastas sólo se pudieron colocar 1.300 M€.

La consecuencia es que las empresas generadoras han continuado financiando los déficits pasados y presentes, en su calidad de "financiadoras de último refugio del sistema eléctrico".

Las cantidades crecientes de déficit, unidas a la situación referida del mercado financiero, han impedido a las compañías acceder a la financiación externa, lo que en el contexto actual estaba comenzando a afectar a su liquidez y solvencia y obligaba a actuar con celeridad. Existía una amenaza real al cumplimiento de los planes de inversión (lo que podría derivar en riesgos para la seguridad del suministro futuro) y un incremento de sus costes financieros (repercutidos a los consumidores finales) por la mayor percepción por el mercado financiero del riesgo de la actividad de estas empresas.

Las consecuencias podrían haber afectado al resto de sectores económicos debido a un estrangulamiento en la cadena de pagos del sector. La falta de liquidez de las empresas eléctricas dificulta que los recursos fluyan hacia sus proveedores, contribuyendo a elevar la morosidad de miles de PYMEs ante el

sistema financiero. No se debe olvidar que alrededor de 10.000 PYMEs, con sus más de 100.000 empleados, son proveedores de las empresas eléctricas.

Ante la grave situación descrita, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de manera conjunta con el Ministerio de Economía y Hacienda, publicó el pasado 7 de mayo el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Este Real Decreto Ley responde a un objetivo prioritario: solucionar el déficit tarifario para siempre. No se generará más déficit en el futuro (a partir de 2013), aunque la deuda acumulada hasta la fecha deberá seguir pagándose. Simultáneamente, se pone en marcha un bono social que en los próximos años protegerá a los consumidores más vulnerables de potenciales subidas de la tarifa eléctrica.

En relación con la financiación del déficit generado, se constituye un fondo de titulación (Fondo de Titulación del déficit del sistema eléctrico), similar al utilizado con la moratoria nuclear. Los déficits del sistema de liquidaciones serán financiados con los ingresos que se obtengan mediante la cesión de los derechos de cobro por parte de dicho fondo de titulación.

Adicionalmente, y de manera gradual, los PGE asumen la financiación del sobrecoste insular y extra-peninsular. El valor de este sobrecoste responde a la diferencia entre los precios de generación en el sistema peninsular y los costes de generación fuera de la península.

Otro de los costes que se dejan de imputar al sistema tarifario se refiere a los costes de gestión de los residuos

radiactivos y al desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares que aún se financiaban a través de un porcentaje de las tarifas integrales y de acceso. El Real Decreto Ley establece que todos estos costes pasan a ser imputados a los titulares de las centrales nucleares, liberándose a la tarifa eléctrica y, por tanto, a los consumidores, de hacer frente a esta carga financiera.

Como consecuencia del nuevo sistema de facturación y la entrada en vigor del Suministro de Último Recurso el 1 de julio, este Real Decreto Ley establece la puesta en marcha de un bono social. Se trata de un mecanismo de protección para los consumidores con menos posibilidades económicas que cubrirá la diferencia entre el valor de la Tarifa de Último Recurso y un valor de referencia. En la práctica, supondrá que la tarifa de la luz de los 5 millones de hogares potencialmente beneficiarios, se congelará.

Acotar el déficit de tarifa futuro exige controlar la evolución de los costes y, sin duda, uno de los costes que más se ha incrementado en los últimos años y que se ha convertido en un elemento difícilmente predecible, era la financiación de las energías renovables. Un ejemplo claro es la tecnología fotovoltaica que, en 2008, ha multiplicado por diez la potencia previamente instalada.

Las energías renovables tienen múltiples ventajas que justifican la apuesta a largo plazo del Gobierno. Permiten reducir la dependencia energética, aumentan la seguridad de suministro, reducen el déficit comercial y mejoran la renta disponible y la competitividad de la economía. Adicionalmente permiten cumplir con los objetivos medioambientales y suponen una oportunidad tecnológica e

industrial en un mercado mundial con gran potencial de crecimiento. Sin embargo, todavía son más caras que las fuentes tradicionales en un doble sentido: por una parte, el kWh renovable es más caro; por otra, en la mayoría de los casos, son intermitentes e impredecibles por lo que necesitan el respaldo de las tecnologías tradicionales, lo que incrementa el coste total.

El Real Decreto Ley crea un prerregistro para cada tecnología. Se trata de una mejora de la regulación que no tiene retroactividad, por lo que se garantiza la seguridad jurídica de las inversiones iniciadas y asegura las inversiones en los proyectos que efectivamente están en marcha. Supone una transición ordenada, desde la regulación actualmente vigente, para las tecnologías que están próximas a alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables. La regulación que se aprobará posteriormente para aquellas tecnologías que hayan alcanzado los objetivos de 2010 dará aún mayor seguridad a los inversores ya que aportará estabilidad y predictibilidad antes del comienzo de la construcción, al contrario de lo que sucede en el marco actual, que únicamente asegura la retribución una vez que se ha finalizado la totalidad de la inversión.

El mecanismo propuesto sirve para asegurar la sostenibilidad energética de manera global, no sólo medioambiental y de dependencia energética (está en línea con el cumplimiento del objetivo de energía renovable fijado para 2020), sino también económica (coste para el sistema eléctrico), técnica (la entrada escalonada de nueva generación garantiza una mejor gestión del sistema) e industrial (crecimiento y mantenimiento de la industria renovable en España).

El Real Decreto Ley aprobado el pasado 7 de mayo, sienta las bases para acabar de manera definitiva con el déficit de tarifa. Propone una solución justa, a partir de un reparto equitativo de las aportaciones necesarias entre los agentes. Propone una solución gradual, que permite una transición razonable hacia el escenario final de

desaparición del déficit de las actividades reguladas en 2012. Propone una solución económicamente razonable, pues beneficia a la economía en su conjunto incentivando la inversión del sector. Y propone una solución socialmente aceptable, ya que permite proteger a los consumidores más vulnerables de las eventuales subidas

de la tarifa. Su convalidación en el congreso, con 181 votos a favor; 6 en contra y 147 abstenciones, pone de manifiesto la conciencia global sobre la necesidad urgente de resolver los problemas que genera en la actualidad y los que generaría en el futuro en el caso de no ser eliminado. ■

La industria básica frente a la ordenación de los mercados de electricidad

Juan Estarellas Balle

Presidente de FORTIA, Energía para Grandes Consumidores Industriales, S.L.

El 1 de julio de 2008, fecha en la que se eliminaron en España las tarifas eléctricas reguladas para los consumidores industriales, representó no solo un hito fundamental en el desarrollo del modelo de ordenación del sistema eléctrico iniciado en enero de 1998, sino la materialización de un escenario que pone a prueba, tanto las capacidades de los agentes como las del propio diseño del mercado. Este hito se produce en un momento de inestabilidad de los mercados globales de combustibles y materias primas.

La industria básica, entendida como la asociada con los sectores primarios de la economía, se caracteriza por operar en mercados globales, de las materias primas que utiliza para la fabricación de sus productos, que a su vez vende en mercados muy abiertos y competitivos. La otra señal de identidad de la industria básica es el elevado consumo energético asociado a su producción y, en el contexto en el que

se sitúan estos comentarios, nos referiremos específicamente al consumo de energía eléctrica.

La energía eléctrica puede representar para buena parte de los grandes consumidores industriales, hasta el 50% de su coste de transformación. Pero, en el mercado global en que se desenvuelven y a diferencia de los capitales y otras "commodities", no existe "libertad de circulación de la electricidad". Esta limitación general, derivada de las leyes físicas que rigen la producción y el transporte de electricidad, se agrava en países como España por su situación peninsular y por las dificultades orográficas de su frontera con el espacio central europeo, lo que hace que una parte muy importante de los costes de estas industrias, lo que es lo mismo que decir de su competitividad y por tanto de capacidad de supervivencia en los mercados globales donde operan, vengan marcados por los costes de los merca-

dos locales de electricidad de los países en que se localizan.

La industria básica, gran consumidora de electricidad, ha constituido, y lo sigue haciendo, el esqueleto estratégico de la economía de los países desarrollados y es uno de los pilares de su competitividad en todos los ámbitos. La capacidad para repercutir los costes energéticos en el precio de su producto es muy baja.

De una forma general se puede afirmar que, en el pasado, todos los estados han reconocido el valor estratégico de la industria básica y la necesidad de evitar su exposición a la volatilidad de los precios energéticos. Por ello, la dotaron de una cierta estabilidad y previsibilidad a través de tarifas o contratos de largo plazo de suministro de electricidad, en condiciones favorables.

Las Directivas de la CE de 1996 y 2003 que fijaron las bases de la reestructura-

ción y liberalización del sector eléctrico en los países de la Unión Europea, pusieron el énfasis en la introducción de competencia en la generación, facilitando la entrada a nuevos agentes, mediante la desintegración horizontal de las empresas monopolistas, la restricción o prohibición de relaciones verticales entre sus actividades de producción, transporte/distribución y venta a consumidores, así como la eliminación de las tarifas eléctricas con diferentes calendarios según países.

Han sido las empresas eléctricas integradas el objetivo fundamental de los reguladores que han llevado adelante la reestructuración del sistema eléctrico en todos los países, en los de la UE y por ende en el nuestro, aunque con distinto ritmo en cada uno de ellos. La consecución de un mercado profundo de corto plazo que asegure liquidez y facilite la incorporación de nuevos agentes se ha tenido por un índice de éxito en el proceso.

Desde un punto de vista conceptual, generadores y consumidores o comercializadores tendrían incentivos para cubrir sus riesgos respectivos, en buena parte complementarios, mediante la suscripción de acuerdos de largo plazo para desarrollar la nueva generación y elegir la tecnología más acorde con sus perfiles.

Sin embargo en España, esto no ha sido así, los generadores tradicionales fueron consiguiendo mediante la estructura de los mercados del día siguiente, los de servicios complementarios y el cobro de una prima por capacidad, un incentivo económico más que suficiente para el desarrollo con creces de la potencia necesaria para cubrir la demanda. A su vez, los generadores en régimen especial, han ido consiguiendo un esquema de primas que aseguran una rentabilidad muy generosa y

elimina todo tipo de riesgo de la inversión, de forma tal que hoy el conjunto de la generación total en España sobrepasa con holgura la demanda.

Los consumidores por su parte, fueron percibiendo el proceso de liberalización como un mercado parcialmente desarrollado, con gran influencia de los productores aunque que les garantizaba una oferta abundante de energía, estructurado en base a un mercado de corto plazo profundo y unos servicios complementarios, entre ellos el de prestación de interrumpibilidad, administrados por el Operador del Sistema, cubriendo en cierta medida las posibles posiciones de abuso del suministrador.

Llegado el momento en que la Administración decidiese acabar con las tarifas, los consumidores de electricidad, sin embargo, se encontrarían en dificultades para establecer contratos de largo plazo con productores que tendrían ya, esencialmente, ejecutados y resueltos sus problemas de inversión. Esta situación dejaría precisamente a los consumidores más sensibles ante la única opción de recurrir para su aprovisionamiento a los mercados de contado a falta de un real mercado de plazo. Pero el mercado de contado, mercado del día siguiente o pool, es un mercado orientado por la consideración de coste evitable de corto plazo de los generadores, esencialmente volátil, sujeto a la operación estratégica de los agentes mas grandes y por tanto inadecuado como instrumento de estabilización de los costes energéticos.

FORTIA, Energía para Grandes Consumidores Industriales, S.L. se constituye en septiembre de 2007 para actuar en el Mercado de Producción español como agente Comercializador, dedicado a la adquisición de energía y a la operación en

el mercado y en el sistema de sus socios. FORTIA engloba a 18 grupos industriales en cinco sectores económicos electro intensivos. En conjunto son en la actualidad un total de 70 fábricas con una demanda anual del orden de los 18 TWh, el 7% de la demanda peninsular, que ocupa a más de 40.000 personas.

El principal objetivo de la creación de FORTIA es el de facilitar a sus socios unas condiciones de cobertura de sus necesidades de energía eléctrica que les permitan un suministro competitivo y estable a largo plazo. FORTIA pretende poner en valor las características de la demanda agregada de sus socios, con una fuerte componente interrumpible y un perfil de consumo complementario al del resto de la demanda, esto es orientado a las horas de baja carga del sistema. FORTIA es el ente contratante, independiente de sus socios, con responsabilidades y obligaciones propias, y les traspasa las economías obtenidas. Dispone de autonomía financiera a través de los recursos y garantías aportados por sus socios y viene operando en el mercado de producción desde el 1 de julio de 2008.

FORTIA nace en un momento, de gran volatilidad en precios de combustibles, y precios de energía eléctrica muy elevada, con lo que el objetivo de alcanzar acuerdos a largo plazo se ve dificultado por la anticipada falta de interés de los oferentes y la inexistencia de mecanismos de contratación a plazo suficientemente desarrollados.

El mercado español adolece de una serie de limitaciones que dificultan o impiden el objetivo de conseguir un aprovisionamiento de energía eléctrica en condiciones estables a precios predecibles o pre-

visibles y que perjudican la capacidad de competir en mercados globales en donde los actores de otros países europeos disponen de ventajas superiores en costes energéticos.

El “mix” de generación del que se ha dotado el sistema español no deriva de decisiones de inversión tomadas como resultado de las necesidades del mercado o sea del interés de productores y consumidores en buscar la cobertura de sus riesgos respectivos, sino que es el que corresponde a la minimización del riesgo de los generadores en régimen ordinario ante la variabilidad de los costes de combustible, razón por la que se han refugiado en una única tecnología, el ciclo combinado de gas. Esta tecnología requiere una inversión moderada pero tiene un elevado coste de combustible que la sitúa en la zona marginal y por tanto marcadora de precios del sistema. Es una tecnología que induce costes altos en el mercado de corto plazo y que sin embargo goza de una “auto-cobertura” ante la fluctuación de los costes de combustible.

La otra línea en la que se ha desarrollado el parque de generación en España, ha sido el de las energías en Régimen Especial. Nuevamente las decisiones de inversión las han tomado los productores, sin ninguna conexión con las necesidades de los consumidores en particular de los industriales. El espectacular crecimiento de la generación en ese régimen, y especialmente de las “renovables”, ha venido guiado por un sistema muy complejo de incentivos y primas diseñado para asegurar la viabilidad de cada una de las tecnologías disponibles. Nuevamente nos encontramos con un parque generador que induce altos costes para el sistema eléctrico, del que no podemos olvidar forman parte inseparable los consumido-

res y especialmente todos los industriales, no sólo los grandes. Es un parque que, por la propia incertidumbre de disponibilidad del recurso energético primario, requiere de una capacidad adicional de generación “tradicional”, ociosa en una muy gran parte de las horas, destinada a cubrir su indisponibilidad, lo que arrastra costes fijos que los generadores en régimen ordinario necesitarán hacer pasar de alguna forma al sistema y acaban finalmente por penalizar a la industria.

Es oportuno, al hilo de estas consideraciones sobre el desarrollo de la generación y su encaje con las necesidades de los grandes consumidores industriales la mención al parque de generación nuclear español. Los 7.500 MW de generación nuclear, con una muy elevada disponibilidad, constituyen uno de los activos más importantes con los que cuenta el sistema eléctrico español para asegurar unos costes estables de generación. Dadas las dificultades financieras que en estos momentos puede entrañar acometer nuevos desarrollos de capacidad, si resulta totalmente necesario al menos que se tomen las medidas necesarias para la extensión de la vida útil del existente y se evite su cierre anticipado, eliminando una fuente de suministro estable, y de bajo coste.

La generación de los años venideros está, como hemos visto, ya en servicio y se ha desarrollado básicamente para vender en el mercado pool, es decir, sin necesidad de recurrir a contratos de largo plazo con consumidores industriales o comercializadores. Llegado el momento de la desaparición de las tarifas, se pone palmariamente de manifiesto la falta total de interés de los productores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, de contratar a largo

plazo, y su confort con un mercado del día siguiente, ante el que unos tienen posibilidad de actuación estratégica, y otros gozan de su profundidad o de un esquema de primas que minimiza o anula en la práctica sus riesgos.

Es imprescindible, para asegurar la competitividad de la industria básica en España, actuar sobre la actual organización del mercado eléctrico introduciendo mecanismos eficientes que adecuen su uso a las necesidades de los grandes consumidores. En primer lugar, los precios de corto plazo deberían de dejar de ser la referencia para contratos duraderos. Es necesario desarrollar un mercado de compraventa de energía a largo plazo, real, basada en los fundamentales de oferta y demanda, forzando una mayor implicación de los generadores en el mercado de plazo ampliando la duración de las compras de energía de las subastas CESUR, e incluso extender el mecanismo de este tipo de subastas a compradores de largo plazo.

En la línea de fomento de la profundidad de los mercados de plazo, no deben olvidarse las subastas de VPP/EPE y especialmente tras las últimas concentraciones empresariales en el ámbito de la generación. El actual programa de EPEs de Endesa e Iberdrola, no cubre las necesidades de promover el mercado de largo plazo, que dé estabilidad a los precios que necesitan comercializadores y grandes consumidores. En primer lugar la duración de los productos subastados y la frecuencia de las subastas son insuficientes, con todo la inestabilidad de las propias reglas, procedimientos y contratos que sufren continuas modificaciones las convierten en un producto inadecuado. A todo lo anterior se viene a unir la interpretación arbitraria de los contratos con los agentes

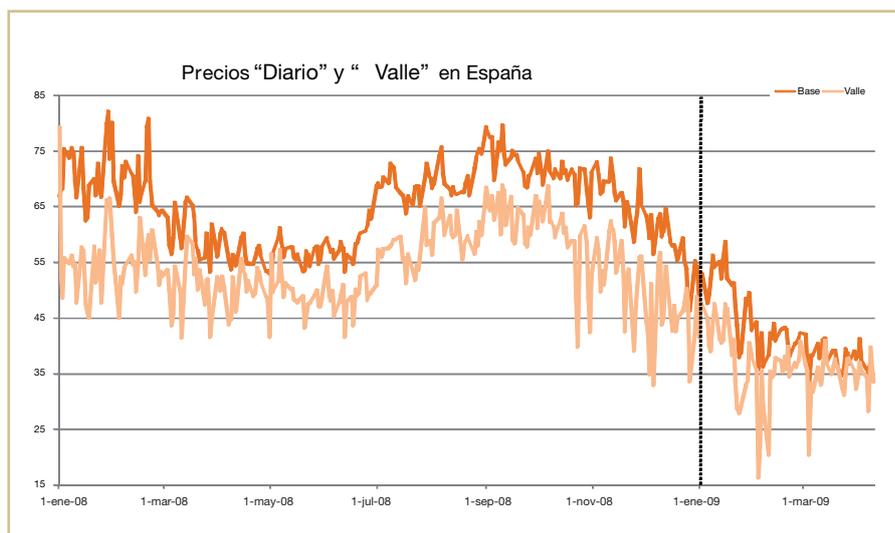
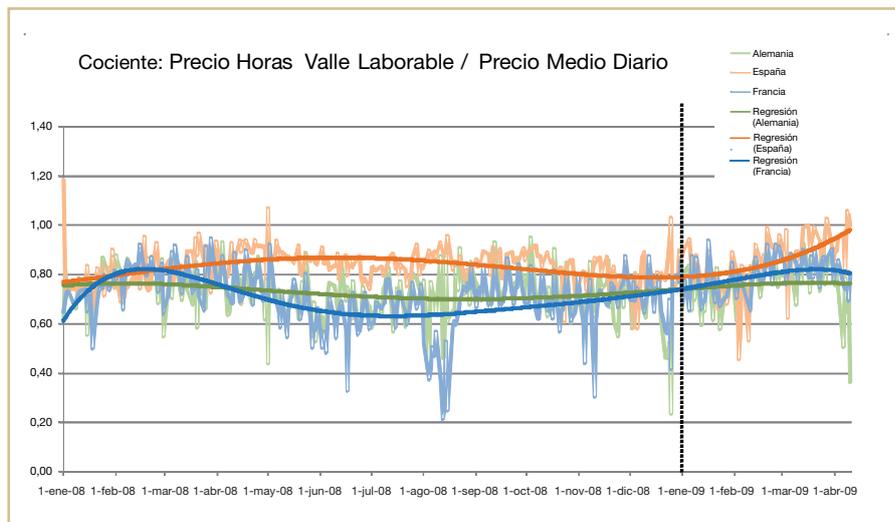
adjudicatarios por parte de los oferentes en un aparente intento de provocar el desistimiento de los adjudicatarios para las sucesivas. Se deben promover por la Administración un mayor volumen y número de subastas de energía que reduzcan la posibilidad y el interés de los Generadores dominantes en ejercer su poder de mercado más allá de la presencia del organismo responsable de su vigilancia

También orientado en a la reducción de la capacidad de alterar los precios de los mercados de corto plazo y de un alcance más limitado, pero esencial para poner en valor el perfil de la demanda de los grandes consumidores, esto es su modulación contraria a la del mercado, se deberían introducir ligeras pero importantes modificaciones en las reglas de mercado que corrijan el ineficiente perfil horario del "pool" en el que, y pese al sobre-equipamiento del parque generador, se va dando un progresivo y creciente "aplastamiento" sin paralelo en otros mercados de corto plazo europeos.

Una medida podría consistir en impedir, en el mercado diario, la compra de energía "para bombeo" por los generadores. Su actuación, además de tener frecuentemente como resultado la autocasación, implica una competencia con la demanda rígida del consumo industrial, en tanto que el generador con la tecnología de bombeo puede arbitrar el precio pagado contra otros segmentos de mercado de muy alta remuneración

Finalmente otra medida de interés para los grandes consumidoras y ligado a la extensión de vida útil de las centrales nucleares, decisión que debe tomarse en el corto plazo, sería la puesta en marcha de proyectos similares a los "Excellium"

francés o el belga "Blue-sky", proyectos que, con el apoyo de la Administración, proporcionarían a la industria electrointensiva un suministro a precios competitivos, basados en energía nuclear a largo plazo.



Conclusiones

Los grandes consumidores industriales se desenvuelven en mercados globales muy abiertos y competitivos y, sin embargo y por razón de sus leyes físicas, deben procurarse su suministro eléctrico en mercados locales, por lo que necesitan que estos les den la posibilidad de contratación en plazos extensos y a precios dotados de una cierta estabilidad y predictibilidad.

La reestructuración del sistema eléctrico impulsada por las directivas comunitarias, y la normativa nacional correspondiente, han dado lugar en España a un gran desarrollo del parque generador y a la creación de un profundo mercado de corto plazo. Sin embargo este desarrollo se ha producido sin recurso al establecimiento de compromisos con el lado consumidor del mercado, dando lugar a un "mix" de generación caro y en el que los generadores no tienen interés en el establecimiento de contratos de largo plazo.

La pervivencia de la industria básica, de carácter estratégico para el país, requiere del desarrollo de unos mercados de largo plazo en los que los precios se determinen en respuesta a los fundamentales de oferta y demanda y no sean una extensión deformada de los de los mercados de corto plazo.

Son imprescindibles actuaciones que fomenten o impongan la contratación regular de volúmenes significativos de energía, en especial por los generadores dominantes y no se deben olvidar tampoco medidas sobre el mercado de corto plazo para que este refleje, también, los fundamentales de la oferta y la demanda. ■

Primer trabajo del Think Tank sobre la innovación en el área de la energía

Pablo Fernández Ruiz

Presidente del Think Tank de innovación en el área de la energía

En el verano del año pasado se decidió la creación del Think Tank sobre la innovación en el área de la energía (TTIE), producto del convencimiento de que el futuro de la energía y la resolución de sus problemas de seguridad de aprovisionamiento, de sostenibilidad y de competitividad pasan en gran parte por los desarrollos tecnológicos que van a permitir un cambio a medio y largo plazo del modelo energético de los países desarrollados hacia una descarbonización en la generación y utilización de la energía. Los objetivos europeos presentes y los que se pueden prever para el futuro en materia de energía y cambio climático solo se podrán cumplir con una aceleración del desarrollo y despliegue de las nuevas tecnologías energéticas de una forma eficiente y ordenada y con una gran dosis de colaboración internacional. Siendo esto así, y teniendo en cuenta el cúmulo de iniciativas en marcha o en proceso de lanzamiento a nivel europeo, parece lógico el dotarse de los instrumentos necesarios

para afrontar esta nueva etapa para posicionarse adecuadamente a nivel español y aprovechar todas las oportunidades que esta ofrecerá.

El avance que se ha alcanzado hoy día en la calidad de los modelos de predicción económicos, permite prever con un cierto nivel de certidumbre y para fechas definidas, problemas serios de acceso a la energía en el futuro y consecuencias insostenibles en el cambio climático debido a la utilización presente de la energía si no se desarrollan e implementan estas nuevas tecnologías. Teniendo en cuenta la larga extensión en el tiempo que van a ocupar los procesos de cambio del modelo de producción de energía y de su utilización, esto exige empezar ya a actuar para que este cambio ocurra en su debido momento. De hecho, todos los expertos a nivel mundial están de acuerdo en que es urgente comenzar ya a poner todos los medios para esta transición, que por otro lado, al ser de una

inevitable larga duración permitirá el margen necesario para que estas nuevas oportunidades de negocio sean reconocidas como tales y utilizadas y lideradas por las empresas si son debidamente acompañadas de estrategias políticas que las incentiven, y evitando resistencias y reacciones innecesarias contrarias a este proceso.

Porque del TTIE y cuáles son sus objetivos

Los nuevos tiempos exigen el tratamiento de los problemas que afectan a las sociedades avanzadas con medios e instrumentos nuevos y eficientes que produzcan la información necesaria para que los responsables de las tomas de decisiones, en las empresas, a nivel político, puedan hacerlo en las mejores condiciones y para que, los que en definitiva las aceptarán y las usarán, los ciudadanos, lo hagan convencidos de su utilidad y calidad.

Los procesos de generación e implementación de las tecnologías son complejos, con múltiples dimensiones, con muchos actores dinámicos no suficientemente interrelacionados entre sí, trabajando en diferentes disciplinas, con objetivos diferentes y procedentes de diferentes regiones del mundo, influenciados por los diferentes niveles de inversión, la legislación y la normativa variables en el tiempo y geográficamente, lo que hace extremadamente difícil conseguir el conocimiento fiable de lo que está pasando en realidad, así como la predicción de lo que va a pasar en el futuro a través del análisis de las tendencias que se dibujan en cada momento. Es precisamente este conocimiento "on-time" el que da la ventaja sobre los demás competidores y permite marcar las diferencias y ofrecer la posibilidad de un liderazgo y la definición de las líneas que probablemente seguirán los demás, si a esta información siguen las decisiones, los medios y las estrategias apropiadas.

El Think Tank es un instrumento nuevo que tiene vocación de ofrecer esa información cualificada sobre qué está pasando y probablemente va a pasar en el área de la innovación energética, de forma independiente y con la participación de personas que aportan la experiencia y el conocimiento necesario en los diferentes sectores específicos y teniendo en cuenta todos los aspectos horizontales económicos y sociales. Pretende contribuir a la mejora y aceleración del sistema innovativo español, dentro del contexto del debate energético, con el fin de contribuir a conseguir los objetivos de política energética españoles, aportar a los objetivos comunitarios y nutrir la aportación española a las iniciativas europeas y mundiales. Pretende, a su vez, presentar recomendaciones para afrontar las debilidades del sistema que se detecten. El reto de este grupo no solo está en que sus miembros participen activamente y contribuyan con sus conoci-

mientos, trabajando de forma consensuada y constructiva, produciendo productos de calidad y proponiendo líneas de actuación acertadas, sino que también está en que se vean resultados en su capacidad de influencia para, de alguna manera, cambiar el curso de las cosas. El grupo ha acordado revisar cada año la justificación de su existencia y la participación de sus miembros.

Si las nuevas tecnologías van a definir la viabilidad de los futuros modelos energéticos, la eficiencia del sistema de innovación de los países jugará pues un papel importante en esta transición. Teniendo en cuenta que el proceso es de una enorme envergadura en cuanto a medios humanos y financieros se refiere, y que ningún país tiene el tamaño suficiente para afrontarlo por sí solo, aquellos que puedan aprovechar este proceso en su beneficio, tomando la iniciativa, optimizando sus recursos, con las debidas asociaciones y acuerdos a nivel internacional podrán marcar la diferencia.

Los primeros trabajos y principales conclusiones

Desde septiembre se ha realizado el primer trabajo del grupo, que ha preferido dar una primera visión global de cómo está la innovación energética en España en el presente, identificando los principales problemas que en su opinión afectan a nuestro sistema de I+D+i en el área de la energía. Como es lógico, este primer trabajo debe ser la base para continuar profundizando en el análisis y a su debido tiempo, proponer una estrategia global para las tecnologías energéticas en España, identificando prioridades de forma más específica, teniendo en cuenta las tendencias de las diferentes tecnologías en el tiempo, sus predicciones de avance en los costes y eficiencias, los intereses y las vocaciones que España muestra en sus capacidades de I+D+i en el área energética.

El trabajo realizado desarrolla su análisis generando una serie de conclusiones fundamentales con mensajes que pretenden ser claros y que tienen por objeto colocar a la innovación en su papel central en la economía, y dentro de una visión global, identificar las fortalezas y debilidades del sistema español de I+D+i, y proponiendo líneas en las que hay que trabajar en el futuro. Es importante evitar una visión parcial de las diferentes etapas del proceso de la innovación que la separen de cuál es el verdadero objetivo de su existencia. Sin tratar de ser exhaustivo, para lo que se invita la lectura del documento, a continuación se resaltan algunos de estos mensajes principales.

El primero es que la generación del conocimiento no es un objetivo en sí mismo, sino que su razón de ser es el alimentar al proceso de innovación por el cual los países convierten este conocimiento en productos y servicios a través de su industria para mejorar las condiciones de vida de sus ciudadanos y aumentar su competitividad. La innovación, tanto tecnológica como no tecnológica, es pues un elemento esencial para la competitividad de España a nivel global. Los trabajos en I+D son esenciales pero si no se completan con la materialización de sus productos en los mercados habrán perdido su objetivo final.

En la presente situación económica mundial y teniendo en cuenta la voluntad expresada en España de cambiar su modelo productivo, se requiere el revisar y mejorar su sistema de innovación de una forma continuada, poniendo todos los medios económicos y humanos necesarios, en particular en el área de la energía, por su papel multiplicador y por el potencial que ofrece el disponer de empresas competitivas en el ámbito internacional. Estando el sector energético inmerso en un profundo cambio tecnoló-

gico y de modelo de negocio, esto abre enormes oportunidades para posicionar a España en relación a su sistema de I+D+i y mejorar a su competitividad.

Este nuevo modelo busca un mayor valor añadido en el trabajo y en el cual la tecnología avanzada sea el elemento diferenciador de otras economías que ofrecen mano de obra barata. Pero este cambio no se consigue de forma natural o dejando que las cosas marchen por sí mismas. Es necesario un liderazgo de las instituciones, que con políticas públicas y de competitividad, acompañen al proceso de innovación liderado por la industria y movida y sustentada por una sociedad que cree en la innovación y en el cambio. El cambio cultural que esto supone, no se consigue sino a través de una acción de gran magnitud y duración, moviendo a todos los actores de la sociedad, los ciudadanos, las administraciones, los empresarios, en particular todo el área de la educación, hacia un modelo en el cual la solución a los problemas de la sociedad se afronten en su mayor parte con el uso de nuevas tecnologías. Esta iniciativa solo se puede llevar a cabo a través del liderazgo institucional y con un consenso amplio a nivel político.

Las empresas juegan un papel esencial en el proceso de innovación, tanto por el conocimiento que incorporan, como por la capacidad de integrar el de otros agentes del sistema de innovación. Es de resaltar el elevado "efecto de arrastre" de la innovación energética sobre los muchos sectores con los que se relaciona para desarrollar nuevos productos o procesos, pero la innovación energética es costosa y exige largos periodos para su implementación por su complejidad y por la necesidad de crear demostradores a escala todavía no industrial. Por este moti-

vo, para un proceso de innovación eficiente es condición necesaria una interacción facilitada e incentivada entre la creación del conocimiento y la industria.

Este cambio cultural también debe emprenderse en las empresas que son de por sí innovadoras, pero el nivel de innovación en España es insuficiente. Las empresas españolas relacionadas con la energía participan menos en la financiación de la innovación que las correspondientes europeas, y predomina la aplicación de lo desarrollado por otros frente a la creación de nuevos productos o servicios. En particular, es necesario insistir en que las empresas españolas innoven más y mejor y trabajen, aparte de en el desarrollo de procesos creados por otros, en la generación de nuevos productos y servicios de gran contenido tecnológico.

Existen diversos instrumentos para financiar y ayudar al proceso de innovación en el área de la energía en España y en la UE. En los últimos 20 años la financiación disponible en Europa para el desarrollo de las tecnologías energéticas ha disminuido a la cuarta parte. En esta situación no es posible dar ese salto tecnológico necesario. Es necesario aportar un salto de calidad en el nivel de medios económicos y humanos puestos a disposición del proceso de la innovación energética. Asimismo, no todos los instrumentos disponibles cumplen su función y deben de adecuarse a unos tiempos en los que España debe buscar por un lado, el liderazgo que es posible en algunos sectores, tales como es el caso en algunas tecnologías renovables así como, por otro, participar y colaborar con otros, de forma inteligente y programada, en la generación de nuevos conocimientos en los nuevos desarrollos de las energías convencionales. Algunos instrumentos tradicionales funcionan aceptablemente, tales

como las subvenciones, créditos y desgravación fiscal, pero son necesarios instrumentos nuevos que en particular acompañen en particular al costoso proceso de demostración y las últimas etapas del acercamiento de las tecnologías a los mercados. El grupo analizará en detalle este punto y hará propuestas en su debido momento. Se considera necesario el apoyar la mejora de los servicios de soporte a las PYMES y a la creación de nuevas empresas con vocación en el proceso de la innovación, propiciando un mayor acercamiento entre las universidades, centros de investigación y tecnológicos, y el sector industrial, incentivando el continuo desarrollo y ensayo de nuevas formas de apoyo a los nuevos negocios y a la cooperación entre empresas. La iniciativa institucional es esencial en este proceso.

En el área de la innovación energética es necesario disponer de una visión de conjunto respecto al futuro que se desea conseguir, de unos objetivos a medio y largo plazo ampliamente consensuados para asegurar su estabilidad en el tiempo, la aportación de los medios en línea con estos objetivos y la toma de iniciativas coordinadas, generando un sistema de información amplio y continuado que permita a los actores tomar sus propias decisiones dentro de un contexto que se mueve en una dirección conocida. El liderazgo institucional debe de tomar la iniciativa de juntar a todos los actores y promover su generación. En su ausencia, el sistema de I+D+i (probablemente movido por la empresas y siguiendo el ejemplo de las plataformas tecnológicas) debe realizar esta operación.

La fuerte interacción entre la educación, la investigación y el desarrollo, y la innovación hace que la pérdida de interés de los nuevos universitarios por los estudios téc-

nicos esté lastrando seriamente la capacidad de innovación en la industria energética, generando un déficit de profesionales de cara al relevo generacional y una pérdida del conocimiento científico y técnico. La insuficiente consideración social y retributiva en la sociedad y las empresas, desanima a los jóvenes a recorrer el difícil y largo camino de los estudios técnicos universitarios. Si se quiere que nuestro futuro esté en esta dirección, será necesario tomar acciones de forma urgente de gran envergadura y calado, que por una parte aporten programas intensos que convencen a los jóvenes a elegir las vías técnicas en su formación y estudios y que por otra, se creen condiciones en las empresas para premiar estas vías técnicas. Siendo esto un problema general europeo e incluso mundial, se debe de afrontar buscando en todo lo posible y útil, la cooperación europea.

España debe de ser un actor siempre a considerar en aquellas iniciativas europeas de cooperación en las áreas tecnológicas que se hayan definido como prioritarias para nuestro país. La cooperación internacional, en particular dentro de la UE, ofrece la oportunidad de paliar las insuficiencias en medios de un país del tamaño de España. Esto permitirá no solo acumular esfuerzos económicos y tecnológicos, sino que la perspectiva española tenga un mayor peso en la UE al estar compartida con otros países. Ya existen un número de iniciativas en las que organizaciones y empresas españolas están comenzando a participar. La información sobre las oportunidades disponibles, la incentivación de la participación cooperativa, de quienes son los participantes en cada momento, y el estado de progreso, es esencial para aprovecharlas y debe de ser una iniciativa movida por la administración con una fuerte colaboración de los usuarios.

El objetivo final en el proceso de desarrollo de toda tecnología debe ser el llegar a que sus costes sean competitivos con los de las tecnologías que quieren sustituir en el mercado. La dimensión económica debe de estar permanentemente en la mente de los investigadores que trabajan en las nuevas tecnologías así como en los instrumentos que incentivan su desarrollo, y por este motivo, toda ayuda o subvención para la demostración, o apoyo a la implementación de nuevas tecnologías debe incluir siempre requisitos que condicionen las ayudas en el tiempo a mejoras en los costes de las tecnologías que se están apoyando.

En el ámbito tecnológico, el sistema español de I+D+i en el campo de la energía debe centrar sus prioridades en aquellas tecnologías en las que resolviendo un problema nacional, sea capaz de competir internacionalmente, mantener un claro liderazgo empresarial y obtener un impacto económico positivo. Se deben tener en cuenta aquellas tecnologías en las que España está hoy bien posicionada, o lo puede estar en un futuro próximo, para generar estrategias tecnológicas estables, bien con actuaciones propias o mediante alianzas con otros centros tecnológicos que actualmente estén llevando a cabo investigaciones de interés para la solución de problemas propios, o con buena proyección comercial a nivel internacional.

En relación a la oferta, se debe favorecer el desarrollo de las energías renovables; introducir tecnologías limpias en los combustibles fósiles, como la captura y almacenamiento del dióxido de carbono; evolucionar la energía nuclear de forma que sea cada vez más segura y capaz de resolver el problema de los residuos; y desarrollar nuevos vectores de almacenamiento energético, entre los que el hidrógeno deberá desempeñar un papel destacado.

Las energías renovables, con diferentes grados de asentamiento en España, cuentan como es en el caso de la energía eólica o la solar fotovoltaica, con mercados nacionales de importancia mundial y presencia industrial española sólida, tanto en España como a nivel internacional, aspecto que debe de continuar apoyándose desde el ámbito institucional. Asimismo, la energía solar térmica de alta temperatura ha irrumpido en el mercado con fuerza de modo que estamos asistiendo a un rápido y prometedor crecimiento de esta tecnología en la que España es sin duda un líder mundial.

Las tecnologías renovables tales como la eólica, la solar térmica, la fotovoltaica, los biocombustibles necesitan reducir sus costes de producción e instalación, aumentar su fiabilidad y continuar mejorando su eficiencia, y en particular en el caso de los biocombustibles, el desarrollo de la nueva segunda generación tecnológica. El almacenamiento de la energía es una asignatura pendiente y deben de generarse programas de I+D+i y de desarrollo industrial para afrontar la variabilidad de las energías renovables.

Los combustibles fósiles deberán persistir en la mejora de la eficiencia de los procesos de extracción, transporte y transformación, e incorporar, de manera paulatina, técnicas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Se debe de promover la participación de las empresas españolas de ingeniería y de bienes de equipo en el desarrollo y aplicación industrial de estas tecnologías.

La energía nuclear de fisión continúa en su encrucijada socio-económica que condiciona su expansión. Es necesario mantener el nivel de conocimiento tecnológico en el campo nuclear ligado a la operación

del parque actual de centrales nucleares y su futuro pasa por el desarrollo de los reactores de cuarta generación, capaces de resolver el problema de los residuos mediante la transmutación de los elementos más pesados.

La energía de fusión, debido a su gran complejidad técnica y la imposibilidad de realizar prototipos a escala, precisa unos niveles de inversión que sólo puedan ser abordados de forma consorciada a nivel internacional. Ello ha motivado la constitución del proyecto ITER, cuyo objetivo es demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la fusión como fuente de energía. Se debe de incentivar la participación de empresas españolas en este proyecto, solas o en consorcios internacionales, para tener acceso a tecnologías avanzadas y poder participar en su desarrollo.

El hidrógeno se contempla como un elemento que puede ser fundamental para la regulación de la variabilidad de los sistemas renovables y con un enorme potencial como sustitutivo del petróleo en el sector del transporte. Existe un plan europeo de desarrollo del hidrógeno que incluye todas las áreas posibles: producción y distribución, uso como combustible de movilidad, uso para generación eléctrica y nuevos mercados. Se espera que el hidrógeno sea una realidad, como vector energético, a partir de 2030. Se recomienda, en particular, promover e incentivar proyectos de I+D+i orientados a la producción de H₂ a partir de fuentes renovables.

Desde el punto de vista de la demanda, resulta fundamental la mejora de la eficiencia energética en el sector de la edificación y los servicios y la implicación de los consumidores. Las compañías energé-

ticas deberán tomar un papel más activo en relación a la eficiencia y erigirse en impulsores del proceso de mejora, mediante la gestión activa de la demanda. Sería necesario revisar la efectividad de la aplicación del Código Técnico de la Edificación, para incrementar la eficiencia energética en la edificación y la utilización tanto de la energía solar térmica como de la geotérmica, ambas de baja temperatura. Igualmente se deben de introducir criterios de eficiencia energética en los nuevos proyectos industriales y sistemas de alumbrado, así como auditorías energéticas periódicas en edificaciones y proyectos industriales existentes.

En relación al transporte, los motores de combustión interna y las turbinas continuarán siendo los propulsores básicos de los próximos años. Se está iniciando el desarrollo de propulsores eléctricos o pilas de combustibles que se materializarán dentro de un par de décadas. En relación a los combustibles, el GLP, el gas natural comprimido y los biocombustibles serán alternativas a los derivados líquidos del petróleo en tanto el hidrógeno no sea una realidad.

Por último, los sistemas de distribución eléctrica del futuro deberán incorporar los desarrollos de las TIC's y se constituirán en sistemas inteligentes, capaces de integrar y gestionar sistemas de almacenamiento de energía, y operar en los dos sentidos, combinando un sistema de generación centralizada o distribuida, según convenga. En España se debe de regular la concesión de puntos de conexión a la red a través de un órgano estatal encargado de establecer los criterios de saturación y estabilidad de la red, así como de los refuerzos a llevar a cabo.

Que se espera de los demás después de este documento

Es mi opinión que todo pasa por el convencimiento de las cabezas decisorias en la administración y en las empresas de que es necesario tomar acción conjunta para mejorar nuestro sistema de innovación en el área de la energía. El compartir objetivos a medio y largo plazo, estables en el tiempo, ampliamente consensuados y conocidos por todos los actores, compatibles con los medios que se harán disponibles de forma creíble a lo largo del tiempo, es la base para el éxito de un proceso en el que se compite a nivel internacional, de grandes dificultades pero inevitable, en el que nuestro país debe estar a la altura de los retos con los que se enfrenta.

El trabajo realizado por el grupo es desinteresado y tiene por objetivo aportar información a aquellos que tienen la capacidad de decidir en el ámbito del desarrollo de las tecnologías energéticas. Sería deseable que la correcta difusión de este documento a todos los que puedan y quieran recibirlo, se completara con una realimentación, a través de comentarios específicos o generales, de todos los que lo lean, que permitiría ajustar la actuación del grupo de cara al futuro.

Por mi parte solo el añadir el agradecimiento a los miembros del grupo y a un número de profesionales que han aportado al contenido de nuestro documento, dedicando un tiempo que no disponen, en aras de una información objetiva que sirva para mejorar la participación española en un proceso tan complejo como es el de la creación, desarrollo e implementación de las tecnologías energéticas. ■

Las terceras directivas de electricidad y gas

Beatriz Sinobas Ocejo

Subdirectora General Adjunta de Relaciones Energéticas Internacionales
Secretaría de Estado de Energía

Transcurridos cuatro años desde la entrada en vigor de las Directivas de electricidad, Directiva 2003/54/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y de gas, Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, la Comisión Europea reconocía que todavía queda por hacer para alcanzar mercados realmente competitivos. Los dos intentos anteriores, las Directivas 96/92/EC para electricidad y 98/30/EC para gas así como el segundo paquete de 2003, no habían permitido alcanzar un auténtico mercado interior de la electricidad y del gas y se apuntaba directamente a la fragmentación de los mercados en las fronteras de cada Estado y al alto grado de integración vertical o de concentración en los mercados como responsables de este escaso desarrollo. Por todo ello, la Comisión adoptó el 19 de septiembre de 2007 el denominado Tercer Paquete de Mercado Interior:

Este nuevo paquete recoge el mandato del Consejo Europeo de Primavera de 2007 que invitaba a la Comisión a proponer más

medidas, en particular, y entre otros, en lo concerniente a la separación efectiva de las actividades de suministro y generación de las de gestión de la red y a una mayor armonización de los poderes de los reguladores nacionales, así como a un refuerzo de su independencia. Han sido muchos los meses de debate y de trabajo tanto en el Consejo como en el Parlamento Europeo hasta que finalmente en marzo de 2009, tras siete trilogos entre Consejo, Comisión y Parlamento Europeo, se logró un acuerdo que permitía desbloquear los temas pendientes y, con ello, adoptar el Tercer Paquete de Mercado Interior:

Tres modelos de separación

El punto clave de esta propuesta ha sido, sin duda, la separación efectiva de las actividades de transporte de las actividades de suministro y generación. A tal fin, la Comisión daba un paso más respecto al segundo paquete y recogía en su propuesta original un modelo de separación patrimonial (Ownership Unbundling) según el cual ninguna persona puede

ejercer el control sobre una empresa de suministro y/o generación y, al mismo tiempo, tener intereses o ejercer derechos en un sistema de transporte o gestor de transporte. De esta forma, las empresas que ejerzan actividades de generación y/o suministro únicamente pueden tener una participación minoritaria que no de lugar a derechos en las empresas de transporte, mientras que éstas, los gestores de redes de transporte, no pueden poseer ninguna participación en empresas que ejerzan actividades de generación y/o suministro, para evitar que alguna de estas últimas pueda resultar favorecida frente a terceras.

Debajo de esta propuesta de modelo subyace el intento de evitar los conflictos de intereses que se presentan en el caso de las empresas verticalmente integradas. Uno de los problemas asociados habitualmente a estas empresas se centra en el posible tratamiento favorable de sus empresas frente a terceros, apareciendo un conflicto de interés entre la maximización de sus beneficios y su cuota de mer-

cado. Otra cuestión es que es muy difícil garantizar que no se produce un uso discriminatorio de información y no se transmite información sensible aguas arriba. Y también aparece un conflicto en cuanto al desarrollo de las infraestructuras, puesto que puede existir un incentivo distorsionado por el que no haya ningún interés en desarrollar una red que permitiría la eventual entrada de competidores. Cabe recordar que precisamente se apunta a la falta de infraestructuras como uno de los motivos por los que todavía no puede hablarse de un mercado interior real.

La Comisión, consciente de los problemas y dificultades con que esta idea se iba a encontrar, presentó también en su propuesta un segundo modelo que, no obstante, calificaba como segunda mejor opción: el gestor independiente del sistema o ISO (Independent System Operator). Este segundo modelo permite que una empresa que ejerza actividades de generación y/o suministro mantenga sus activos en transporte siempre que exista una entidad independiente que se ocupe de la gestión del sistema. Será este gestor, por tanto, quien concederá y gestionará el acceso de terceros y será el responsable de operar, mantener y desarrollar el sistema de transporte. Como contrapartida, hay que indicar que este modelo exige un mayor control por parte de los reguladores.

Pese a la existencia de este segundo modelo en la propuesta original de la Comisión, los debates mantenidos en el seno del Consejo han sido largos y complicados. Nueve Estados Miembro se postularon claramente en contra de ambos. Estos países, además de esgrimir una eventual contradicción con sus respectivas constituciones como argumento, cuestionaban la correlación entre el

modelo de separación patrimonial y el nivel de precios e inversiones así como su idoneidad para conseguir una inversión adecuada y un impulso a la integración de mercados nacionales. El modelo ISO tampoco era considerado una solución, sino una variante con las mismas desventajas que la separación patrimonial y algunas dificultades adicionales. En este marco, estos países lanzaron una propuesta denominada informalmente "tercera vía" que ha servido como base para el modelo presentado durante la Presidencia eslovena del Consejo de la UE y que finalmente ha visto la luz en el nuevo texto con la forma de gestor independiente de transporte o ITO (Independent Transmission Operator).

Este tercer modelo permite la existencia de empresas verticalmente integradas siempre que cumplan una serie de requisitos destinados a garantizar la independencia del transportista en la toma de decisiones. Han sido muchas las críticas que los partidarios de la separación patrimonial han vertido sobre el ITO, al no ver en éste una garantía suficiente de la independencia estructural del transportista, de la eliminación de los conflictos de interés existentes o de un incentivo para una inversión no discriminatoria por parte de los transportistas. El modelo del ITO en su redacción final junto con otras disposiciones contenidas en estas Directivas, algunas de las cuales se describen más adelante, son el fruto del consenso entre todos los Estados Miembro en el seno del Consejo y con la otra rama legislativa, el Parlamento Europeo; un consenso necesario para que este tercer paquete pudiera salir adelante.

El modelo del ITO incluye disposiciones que refuerzan la independencia del transportista. A lo largo de varios artículos se

describen medidas que deben regir para resolver, en la medida de lo posible, el conflicto de intereses que surge en las empresas verticalmente integradas, y que, entre otros, incluyen cláusulas de incompatibilidades previas y posteriores para quienes ocupen puestos en los organismos administrativos o sean responsables de la gestión. Se contempla también la figura de un "encargado de cumplimiento" (Compliance Officer) a quien se encomienda, entre otros, la vigilancia de la observación por parte del transportista del programa de cumplimiento, que previamente habrá sido elaborado por éste último y aprobado por el regulador, con actuaciones para evitar las conductas discriminatorias.

Dentro de estas medidas de refuerzo, resulta relevante la relativa a las inversiones, dado que, aunque son decisión del transportista, existe un Consejo de Supervisión dentro del mismo, que incluye miembros de la empresa verticalmente integrada, que tiene la decisión final sobre los planes financieros anuales y a largo plazo y sobre su nivel de endeudamiento. Por ello, en este modelo el transportista debe presentar, tras la consulta a todas las partes interesadas, un plan de inversiones a 10 años al regulador, quien de nuevo consultará a todos los potenciales usuarios y podrá exigirle que enmende su plan. Es más, si el transportista no acomete alguna de las inversiones previstas en el plan en el plazo de los tres años siguientes, el regulador podrá requerirle que ejecute la inversión, organizar un concurso abierto a cualquier inversor u obligarle a aceptar un aumento de capital para financiar las inversiones. Esta disposición intenta ofrecer así una solución que concilie la reticencia a la separación patrimonial de actividades y la necesidad de establecer un mecanismo que asegure

que las inversiones necesarias en redes se llevan a cabo.

Otro de los logros relevantes ha sido la cláusula de revisión. Habida cuenta de que la inclusión de una cláusula que limitara la vigencia temporal del modelo del ITO era inaceptable por sus defensores, se llegó finalmente a incluir en el texto una revisión. Este punto continuó siendo, no obstante, delicado, puesto que una vez incluidos los tres modelos en la Directiva, éstos son legales e igualmente válidos, de forma que plantear una revisión de uno solo de los modelos era considerado como una afirmación indirecta de la inferioridad del modelo ITO frente al ISO y a la separación patrimonial. El argumento contrario es que los otros dos modelos han demostrado su efectividad en la práctica mientras que no ha sido así en el caso del ITO. La solución final pasa por que la Comisión elabore, dentro de la revisión general y como parte de ésta, un informe específico sobre este modelo ITO a los dos años de la implementación de las Directivas, sobre la base de criterios como el acceso justo y no discriminatorio a las redes, el desarrollo de interconexiones y una competencia efectiva en los mercados energéticos de la Comunidad, entre otros. Si se concluyera en éste que estas condiciones no han sido garantizadas en la práctica, la Comisión enviará propuestas al Consejo y al Parlamento Europeo para asegurar una independencia efectiva de los gestores de transporte a los tres años de la implementación de las Directivas, es decir, un año después de su informe.

Las nuevas Directivas amparan en consecuencia varios modelos correspondiendo la decisión por uno u otro a cada Estado Miembro, aunque con algunos matices.

Como medida de protección del mercado interior europeo, se establece en estas Directivas que los Estados Miembro no podrán “dar marcha atrás” en sus modelos de separación; es decir, sólo podrán elegir los modelos de ISO e ITO aquellos Estados Miembro en los que, a la entrada en vigor de la Directivas, el sistema de transporte pertenezca a una empresa verticalmente integrada. Se trata de una cláusula de protección para no perder lo que se ha logrado ya. Esta medida ha tenido desde sus arranques otra consecuencia y es que ha llevado a reclamar la inclusión de otra disposición que asegure un terreno de juego equitativo a nivel comunitario.

Cláusula “Level playing field”

Estas terceras Directivas de mercado interior ya establecen que un gestor de transporte desagregado no puede ser adquirido por un gestor de transporte que pertenezca a una empresa verticalmente integrada. Este precepto se explicita en los textos de las Directivas, aunque es algo que se deduce del propio articulado. Es el Estado Miembro quien elige el modelo y, por tanto, si ha elegido un sistema de separación patrimonial con un gestor independiente de las actividades de transporte, no puede darse el caso de que éste sea adquirido por otro gestor perteneciente a una empresa verticalmente integrada. Pese a todo, para muchos de los defensores de la separación patrimonial esta medida no resultaba todavía suficiente.

Desde el punto de vista de los partidarios de la separación patrimonial, la existencia de varios modelos diferentes de separación en el mercado europeo, que además no son accesibles para todos los Estados Miembro, requiere disposiciones que per-

mitan asegurar un terreno ecuánime para todos los actores y que eviten la creación de situaciones asimétricas. Como consecuencia de estas preocupaciones surge la denominada cláusula de “igualdad de condiciones” o level playing field que permitiría a los Estados Miembro aplicar medidas para garantizar este terreno de juego ecuánime más allá de los gestores de redes de transporte. Estas medidas, en cualquier caso, deben ser compatibles con el Tratado de la UE y deben ser aprobadas por la Comisión.

Esta cláusula no pretende ser una medida proteccionista, sino equilibrar la situación entre aquellos Estados Miembro que han hecho suyo el espíritu contenido en los paquetes de mercado interior, avanzando más allá de lo establecido en las Directivas, y quienes se limitan a cumplir las Directivas del segundo paquete sin querer ir más allá.

Cláusula de tercer país

Junto a la cláusula del level playing field, y bastante más conocida que ésta, el tercer paquete contiene disposiciones relativas al control de infraestructuras en territorio de la Comunidad por parte de empresas de terceros países. Esta denominada cláusula de tercer país ha ocupado bastantes páginas en la prensa, especialmente recalando el impacto que tendría en grandes empresas energéticas exteriores, como Gazprom, y en las relaciones con otros países.

El principio bajo esta cláusula es que las disposiciones relativas a la separación patrimonial deben aplicar por igual a las empresas comunitarias y a las no comunitarias cuando actúan dentro de la UE. Es decir, se aplicarían las mismas normas a compañías europeas que a compañías extranjeras, de forma que ninguna

empresa que ejerciera las actividades de generación o suministro en cualquier lugar de la UE pudiera poseer u operar una red de transporte en la UE. No debe perderse de vista que el objetivo global del paquete es fomentar la competencia en los mercados europeos y un adecuado funcionamiento de los mismos de forma que se generen señales de inversión correctas para lograr una red europea completamente integrada y que, como la propia Comisión ha reconocido, existe un riesgo de que algunos operadores económicos actúen, guiados por intereses anticompetitivos, minando los esfuerzos para diversificar las fuentes de suministro y el incremento de las interconexiones y, por tanto, poniendo en riesgo la seguridad de suministro de la UE.

Sin perjuicio de las obligaciones internacionales de la Comunidad, la propuesta original establecía como regla general la negativa a que una persona o personas de terceros países controlaran un gestor de transporte o una red de transporte, pudiéndose derogar esta regla sólo si se celebraba un acuerdo internacional entre el tercer país y la Comunidad. Las objeciones a esta disposición han sido muy variadas, desde eventuales conflictos legales a cuestiones más políticas y comerciales, y a ellas se han sumado las de los contrarios al modelo de separación patrimonial, que aseguraban que estas medidas no serían necesarias bajo otros modelos. Desde un punto de vista legal, se ha cuestionado su compatibilidad con la libre circulación de capitales y la libertad de establecimiento, así como en relación a los acuerdos internacionales firmados por la UE (WTO, GATS, Tratado de la Carta de la Energía, etc), aunque existen informes que respaldan la cláusula y su validez en relación a estos acuerdos y principios. En general,

sus detractores siempre han cuestionado su valor añadido así como el hecho de que aplicara a todos los terceros países, mientras que, para sus defensores, era necesaria una medida que permitiera que las mismas normas apliquen a todas las empresas.

La redacción final de la cláusula de tercer país ha sufrido un cambio muy importante desde su concepción inicial. De entrada, deja de haber una regla general negativa y se traslada al momento de la certificación de los gestores o dueños de una red la verificación por parte de los Estados Miembro de que las empresas de terceros países cumplen con los requisitos. Esta solución elimina algunos problemas ya que el procedimiento pasa a ser el mismo para empresas de la UE y de fuera de ésta, puesto que todos los gestores y dueños deben pasar por el trámite de la certificación. En segundo lugar, se ha establecido un proceso que podría dividirse en dos fases. Una primera fase consiste en el examen por parte del Estado Miembro de la solicitud de certificación, analizando su cumplimiento de las disposiciones del paquete en materia de separación así como si la concesión de la certificación supondría un riesgo para la seguridad de suministro de la Comunidad. Esta decisión es notificada a la Comisión, quien, en una segunda fase, comprobará de nuevo que la entidad en cuestión cumple con los requisitos de separación y que la certificación no pone en riesgo la seguridad de suministro de la Comunidad. El cambio sustancial radica en que la decisión final es del Estado Miembro, que deberá tener muy en cuenta la opinión de la Comisión, pero que legalmente puede fallar en su certificación de redes o gestores controlados por personas de terceros países de forma distinta a la de la Comisión.

La discusión del paquete ha sido complicada y una gran mayoría de Estados Miembro se oponía a que fuera la Comisión quien tomara la decisión final en la autorización de inversiones de terceros países, considerada de competencia nacional, especialmente en países donde sus autoridades tienen un poder reconocido legalmente de autorizar o no estas adquisiciones. De ahí que finalmente se haya adoptado esta solución de compromiso.

Agencia de reguladores

Aunque no esté incluida dentro de las nuevas Directivas de electricidad y gas, es necesario hacer una mención a uno de los aspectos más novedosos de este tercer paquete: la creación de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos. Esta Agencia está recogida en un nuevo reglamento contenido en el tercer paquete junto a las nuevas Directivas y las modificaciones de los Reglamentos 1775/2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, y el 1228/2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Puede decirse que esta Agencia es el fruto del mandato del Consejo Europeo de marzo de 2007 que invitaba a la Comisión a proponer, además de las ya citadas, medidas para crear un mecanismo independiente para que los reguladores nacionales cooperaran. Ya en 2003, mediante la Decisión 2003/796/EC, la Comisión estableció un grupo asesor independiente denominado "European Regulators Group for Electricity and Gas" (ERGEG) integrado por los reguladores europeos. Aunque el trabajo de este grupo ha sido muy valioso, su aportación ha consistido siempre en opiniones y directrices no vinculantes, por lo que ha

seguido existiendo un vacío regulador en temas transfronterizos y se hacía necesario dar un paso más. La idea de una Agencia de Cooperación de Reguladores resulta muy interesante toda vez que busca complementar a nivel comunitario las tareas de los reguladores nacionales y aportar un enfoque supranacional más allá de la mera confrontación de intereses nacionales. Algunos críticos han temido que la Agencia asumiera demasiados poderes, usurpando competencias incluso nacionales, pero la realidad no ha sido así y además se han puesto de manifiesto condicionantes legales que impedirían la asunción de mayores competencias por parte de la Agencia (doctrina Meroni).

La organización interna de la Agencia contempla un Consejo de Administración, encargado de la adopción del programa de trabajo, del informe anual de actividades de la Agencia y de asegurar el cumplimiento de la misión de la misma, entre otros, y un Consejo de Reguladores, responsable de aprobar toda la sección regulatoria así como de las opiniones, recomendaciones etc, que conforman las tareas de la Agencia, que estará formado por un representante de alto nivel de cada uno de los reguladores europeos. Asimismo, existe la figura de Director de la Agencia, que es nombrado por el Consejo de Administración, con la opinión favorable del Consejo de Reguladores, de una lista de al menos tres candidatos propuesta por la Comisión.

En cuanto a sus tareas, la Agencia actúa en primer lugar como organismo asesor de la Comisión, el Consejo y el Parlamento Europeo, de oficio o a solicitud de éstos en los temas relacionados con el propósito para el que se creó. En el Reglamento que lo regula se atribuye también a la Agencia la tarea de emitir

opiniones para la Comisión en asuntos relativos a la cooperación entre reguladores y entre gestores, como con el plan decenal de inversiones o los códigos de red. Sin embargo, destacan especialmente entre sus cometidos las cuestiones transfronterizas al ser aquí donde la Agencia tiene un mayor poder. En el caso de las infraestructuras que afecten a más de un Estado Miembro, la Agencia decidirá sobre cuestiones como los términos y condiciones de acceso y de seguridad operacional cuando los reguladores nacionales implicados no hayan logrado alcanzar un acuerdo en el plazo de seis meses o bien a solicitud conjunta de los mismos. La Agencia también puede tomar la decisión sobre la concesión de una exención en los mismos casos anteriores, aunque, en este punto, la última palabra es siempre de la Comisión, como ya ocurría con las anteriores Directivas. En último lugar, hay otro punto donde la Agencia tiene una participación destacable junto con la ENTSO (European Network of Transmission System Operators, Red Europea de Gestores de Redes de Transporte) para electricidad y la ENTSO para gas, que son los códigos de red.

ENTSO para electricidad y ENTSO para gas

Estos dos nuevos elementos del tercer paquete no están tampoco regulados en las Directivas de electricidad y gas, sino que aparecen en las propuestas de modificación de los Reglamentos 1228/2003 y 1775/2005. Es importante citarlos aquí porque uno de los objetivos del paquete es lograr una cooperación eficiente entre los gestores de redes de transporte. Hasta ahora han existido estructuras que han permitido una cooperación sobre una base voluntaria como ETSO (European Transmission System Operators) y

GTE (Gas Transmission Europe), pero era necesario dotar a la UE de una estructura de cooperación central permanente, en términos de la Comisión. La cooperación voluntaria había estado muy limitada, fundamentalmente por una falta de coordinación en el funcionamiento de las redes y de conexiones entre las mismas y la dificultad de proponer y acordar normas técnicas comunes. Es en este marco que se crea entonces en los Reglamentos dos nuevas figuras: ENTSO para electricidad y ENTSO para gas, con el objetivo de cooperar entre sí para promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior; el comercio transfronterizo y asegurar una gestión óptima, una operación coordinada y una evolución adecuada de las redes de transporte europeas.

Entre las tareas que se asignan a estas entidades, destacan especialmente la elaboración de un plan decenal de inversiones comunitario y no vinculante y los códigos de red. El plan decenal de inversiones ofrece una visión comunitaria conjunta y resulta particularmente relevante en el caso de que se haya optado por un modelo ITO de separación, puesto que si el plan decenal elaborado por el gestor de ese modelo es inconsistente con este plan comunitario elaborado por el ENTSO respectivo, la Agencia recomendará que el plan nacional sea enmendado e informará a la Comisión al respecto.

En lo que a los códigos de red respecta, este punto ha sido objeto de numerosos debates. Debe dejarse claro, en primer lugar, que se trata de códigos que afectan a temas transfronterizos, sin perjuicio del derecho de los Estados Miembro de establecer códigos nacionales en temas que no afecten al comercio transfronterizo. En las propuestas originales se encargaba al

ENTSO respecto la elaboración y adopción de estos códigos, en el entendimiento de que eran los más adecuados al ser los primeros interesados en que haya una armonización y simplificación de los códigos a escala europea. No obstante, este enfoque se cuestiona cuando entre los códigos a adoptar figuran códigos relativos a la transparencia del mercado y al comercio, para lo que se hace necesaria la intervención de una autoridad independiente. El procedimiento final establecido es algo complejo. De manera muy resumida, la Comisión establece una lista de códigos necesarios sobre la cual invita a la Agencia a desarrollar unas directrices marco no vinculantes con objetivos para el desarrollo de los códigos. Posteriormente, la Comisión invita a ENTSO a remitirle códigos a la Agencia siguiendo las directrices marcadas. La Agencia emite una opinión sobre los códigos, y cuando está satisfecha con los mismos, los eleva a la Comisión recomendando su adopción. Aunque se ha planteado, la Agencia no puede adoptar estos códigos y hacer que sean vinculantes por las restricciones lega-

les anteriormente citadas, de ahí que sean remitidos a la Comisión para que ésta los presente y adopte vía comitología.

Parlamento Europeo: protección de los consumidores

Por último, es importante hacer una mención a la otra rama legislativa, el Parlamento Europeo. El Parlamento ha mantenido durante muchos meses una, a juicio de muchos, encomiable postura fuerte de defensa de la separación patrimonial, especialmente en electricidad. En el gas ha sido más complicado porque, pese a la intención de aplicar un enfoque simétrico para ambos sectores, se reconoce que está menos maduro que los mercados de electricidad. El Parlamento votó en primera lectura a favor de la separación patrimonial como único modelo en el caso de electricidad, y a favor de ésta y del ITO en el caso de gas. El modelo de ISO ha sido muy cuestionado por causa de las cargas y la complejidad burocráticas que se le atribuyen. El acuerdo final contempla el modelo de ITO en ambos

sectores, un punto necesario para que pudiera haber un acuerdo sobre el paquete, pero, como contrapartida, el Parlamento ha logrado, entre otros, un refuerzo de los reguladores nacionales y, muy especialmente, un refuerzo de la protección del consumidor. Así, se han introducido, por ejemplo, medidas para que un consumidor pueda cambiar de suministrador en el plazo máximo de tres semanas o que se beneficie de procedimientos sencillos, transparentes y económicos para la gestión de sus quejas.

Como resumen, parece correcto señalar que, si bien este tercer paquete puede no satisfacer las ambiciones despertadas en sus comienzos, sí permite dar un claro paso hacia delante en la construcción de un auténtico mercado europeo del gas y de la electricidad tal que sus ciudadanos puedan beneficiarse, no sólo de las ventajas de un mercado interior competitivo, sino de un instrumento crucial para reforzar la seguridad de suministro de la UE y abordar con éxito los retos que el cambio climático nos plantea. ■

Visión del precio de la energía en el largo plazo

Tatiana Alonso Gispert

Servicio de Estudios BBVA

“Predecir es difícil...
especialmente el futuro”

Niels Bohr (1885-1962)

La energía es el motor de nuestras economías. Durante décadas el modelo de crecimiento económico mundial se ha basado en la disponibilidad de energía barata y abundante. El petróleo abastece más de un tercio de las necesidades energéticas mundiales, una dependencia energética que encuentra su máximo exponente en las economías avanzadas, donde más 95% del consumo de energía del sector transporte corresponde a derivados del petróleo.

Los shocks petroleros de los años setenta y principios de los ochenta tuvieron el efecto de cuestionar, por primera vez, este modelo. Incluso durante un corto (pero intenso) espacio de tiempo, consumidores y productores del mundo entero llegaron a convencerse de que la era del petróleo barato había tocado a su fin. Sin embargo, el progreso tecnológico, las ganancias de eficiencia y la sustitución del

petróleo por otras fuentes de energía permitieron ampliar la oferta y frenar considerablemente su consumo en el mundo desarrollado.

Durante la década de los noventa el precio del petróleo se mantuvo por debajo de los 30 dólares por barril. No fue hasta el año 2000 que el petróleo volvería a experimentar significativos en el precio. En 2004 estos rozaron la barrera de los 40 dólares por barril (términos corrientes) y en 2005 tomaron un valor medio de 55 dólares por barril con la plena incorporación a la maquinaria económica mundial de las grandes potencias emergentes, especialmente China e India. Comenzaba a gestarse el tercer shock petrolero. En tres años el precio del barril triplicó su valor, marcando un nuevo máximo histórico real en julio de 2008. El paralelismo con la evolución de los precios registrada en los shocks anteriores aumentaba por momentos, surgiendo la duda de si este nuevo episodio representaba, finalmente, el fin de la energía barata, o si, como en el pasado, sería posible revertir la tendencia alcista.

Mientras los expertos se debatían entre una u otra opción, la economía mundial entró en su peor crisis económica desde la Gran Depresión, proporcionando, al menos, un gran respiro al mercado petrolero. Entre julio de 2008 y enero de 2009 la cotización del precio del petróleo cayó más de un 70%, tomando a valores apenas registrados desde la década de los noventa. Últimamente, apoyado por ciertas perspectivas de recuperación económica, el petróleo ha experimentado un repunte considerable y a fecha de hoy se encuentra rozando los 70 dólares por barril. Sin embargo, el amplio margen de capacidad excedentaria, así como el elevado nivel de inventarios globales hacen pensar que este rally alcista tiene un recorrido limitado en el corto plazo.

Con todo, la preocupación por el medio y el largo plazo persiste. Por un lado, se sabe que la fuerte caída registrada por la inversión petrolera en los últimos meses podría ocasionar graves tensiones entre una oferta muy mermada y una demanda recuperada con fuerza tras la crisis, lo cual

volvería a situar fácilmente los precios del petróleo por encima de los 100 dólares por barril. Por otro lado, existe la sospecha creciente de que la oferta mundial se encuentra mucho más próxima a su pico global que en los años setenta, un punto que según los más pesimistas podríamos haber alcanzado ya y que según el colectivo optimista podría llegar en un par de décadas. Sea como fuere, es muy probable que de aquí a 2030 la humanidad deba enfrentarse al gran desafío de encontrar sustitutos a gran escala para el petróleo convencional, un escenario que, de no ser resuelto con éxito, podría implicar fuertes restricciones de oferta, con unos precios de equilibrio excepcionalmente elevados.

Marco conceptual: un poco de historia

El precio del petróleo se fija diariamente a través de una serie de complejos mecanismos globales en los que interactúan multitud de factores tan diversos como la oferta y la demanda agregada, la actividad económica, los inventarios, la especulación en el mercado de futuros, la geopolítica e incluso la cotización del dólar.

La interpretación de la evolución pasada y presente de los precios del petróleo, así como su previsión futura, es una de las tareas más complejas a las que expertos economistas y analistas se han enfrentado en el campo de la estimación. Desde un punto de vista conceptual, se ha recurrido mayoritariamente a dos enfoques bien diferenciados.

Por un lado, el enfoque más utilizado ha sido el de Oferta y Demanda, según el cual el precio de equilibrio refleja el coste marginal de producir el último barril

necesario para cubrir la demanda agregada. Dada una capacidad máxima de producción, cuando la demanda global es menor de lo esperado, el exceso de oferta empuja los precios a la baja hasta alcanzar un nuevo equilibrio (una situación similar a la que vivimos en la actualidad, con 4 millones de barriles al día de capacidad excedentaria a escala global). Inversamente, cuando el margen excedentario se reduce demasiado (menos del 3% de la capacidad instalada), la oferta tiene dificultades para seguir el ritmo alcista marcado por la demanda y los precios suben para estimular la entrada de nuevas fuentes de suministro y/o disuadir a una parte de la demanda, una situación que vivimos entre 2005 y julio de 2008, por ejemplo.

Las complejidades inherentes al mercado petrolero hacen de la modelización de la oferta y la demanda una tarea compleja, debido al elevado grado de incertidumbre que pesa sobre las principales variables independientes, tales como la actividad económica, la elasticidad renta, la elasticidad precio, los costes de producción, la inversión, la estructura del mercado, las tasas de declive o las reservas restantes, por citar sólo las más relevantes.

Por otro lado está la Teoría económica de los recursos agotables (o no renovables), desarrollada por Harold Hotelling en el año 1931. Según esta teoría, incluso en un mercado perfectamente competitivo, el precio del petróleo (o de cualquier otra energía fósil) no será igual a su coste marginal, sino que será superior a éste. La diferencia entre el coste marginal y el precio, llamada "renta de escasez" (scarcity rent), representa el incremento esperado en el valor futuro del recurso que se está agotando.

El principio (o regla) de Hotelling establece que la renta de escasez debe aumentar anualmente al ritmo marcado por la tasa de interés libre de riesgo, r . Suponiendo unos costes de extracción constantes, ello implica que el precio del petróleo también aumentará a razón de $(1+r)$. La intuición práctica tras este enunciado es la siguiente. Si el productor extrae hoy el recurso, lo vende a un precio p_t e invierte el resultado durante un año a tipo r , en $t+1$ obtendría, por cada barril, $p_t(1+r)$.

Por tanto, para que a este productor representativo le resulte rentable retrasar la extracción durante al menos un año, el precio de venta en $t+1$ debería ser igual o superior a $p_t(1+r)$. Si todos los productores de petróleo esperan que p_{t+1}/p_t sea superior a $(1+r)$, tendrán incentivos a retrasar la extracción de petróleo. Ello presionará a la baja la oferta actual de petróleo, haciendo aumentar el precio actual p_t hasta alcanzar un nuevo equilibrio con la demanda existente. A la inversa, con unas perspectivas de precio a la baja, los productores tendrán incentivos a producir más petróleo hoy, lo cual hará disminuir a p_t por el exceso de oferta. En equilibrio, la trayectoria óptima de extracción es aquella en la que la renta de escasez y , por tanto, el precio del petróleo crecen anualmente a una tasa igual a $(1+r)$.

Una de las principales críticas al modelo de Hotelling es la naturaleza constante de los costes de producción, un supuesto fuerte que determina que el precio de equilibrio deba aumentar en el tiempo (conforme el recurso se va agotando y la renta de escasez aumenta de valor), algo que no cuadra con buena parte del comportamiento pasado del precio del petróleo. Para solucionar esto, los modelos más

recientes incorporan costes de producción variables en el tiempo. Este nuevo marco sí permite reconciliar la teoría de Hotelling con la realidad observada ya que es posible obtener precios decrecientes siempre que los costes de producción decrecen más rápido de lo que aumenta la renta de escasez. Si los costes no varían (modelo original de Hotelling) o si decrecen a un ritmo inferior al que aumenta la renta de escasez, el precio del petróleo aumenta.

Tal y como sugieren los datos recopilados por Krautkraemer (2005)¹, este resultado cuadra mejor con la curva de precios plana y/o decreciente registrada por muchos recursos no renovables durante la mayor parte del siglo XX. Una excepción notable a esta pauta se produjo entre 1945 y principios de los ochenta, un periodo en el que los precios de estos recursos, especialmente el petróleo, mostraron una tendencia claramente creciente, acentuada tras el embargo petrolero de 1973. Coincidiendo con el pico de la producción en los EEUU, esta pauta creciente fue asociada con un aumento de la renta de escasez y como un signo del agotamiento acelerado del petróleo.

Sin embargo, en la década de los ochenta los precios dejaron de aumentar. El efecto sustitución, las ganancias de eficiencia, el progreso tecnológico, la expansión de la infraestructura extractora y el descubrimiento de nuevas reservas frenaron la escalada e incluso en muchos casos consiguieron infundir una tendencia bajista prolongada en los precios, especialmente en el caso del petróleo. Ante esto, varios economistas comenzaron a quejarse de la escasa utilidad de los modelos basados en

rentas de escasez para explicar y predecir el precio del petróleo (Adelman 1990)². Esta corriente, que negaba (y sigue negando) la existencia de rentas de escasez y la existencia de límites geológicos a la oferta petrolera futura, sostiene que el petróleo es lo suficientemente abundante como para no tener que preocuparse todavía por cuándo se agotará y que la pregunta central debería ser, más bien, cuál es el volumen de inversión requerido para desarrollar y explotar las reservas necesarias en cada momento. Bajo este enfoque se impone el uso exclusivo de modelos de Oferta y Demanda en los cuales las restricciones geológicas desaparecen por efecto del desarrollo tecnológico y las señales de precio. Se propone tratar a las reservas, no como un stock fijo dado, sino como una acumulación de inventarios que, si bien es cierto que disminuyen con la extracción y el consumo, también lo es que pueden aumentar con la exploración y el desarrollo.

Ante esto cabe preguntarse cuál es el modelo más adecuado para captar la compleja realidad del mercado petrolero. Según Robert Mabro³, el último enfoque ("la tesis de Adelman") permite explicar mejor la evolución de los precios y el sentimiento del mercado cuando existe la percepción de que el petróleo es abundante. Sin embargo, cuando el petróleo es percibido como un recurso escaso (tal y como ha ocurrido en episodios concretos de la historia del petróleo, el último de ellos concluido hace menos de un año), el modelo de Hotelling ofrecerá una mejor aproximación a la realidad.

En esa misma línea, el James Hamilton⁴ considera que las rentas de escasez

podrían haber jugado un rol muy significativo en las estrategias seguidas por los principales productores de la OPEP durante el último boom de precios del petróleo (2005-2008). Hamilton cita el caso de Kuwait, que ha estado sujeto a una fuerte presión política interna para reducir su producción de petróleo y preservar las reservas restantes para futuras generaciones, así como las conocidas palabras del rey saudí Abdullah, publicadas por Reuters el 13 de abril de 2008:

"I keep no secret from you that when there were some new finds, I told them,

'no, leave it in the ground, with grace from God, our children need it,'"

Aunque Hamilton reconoce que la actual crisis económica y financiera mundial ha abierto un paréntesis potencialmente amplio, en el que las rentas de escasez serían prácticamente inexistentes, también señala que, una vez superada la misma y, especialmente si la demanda de petróleo recupera su senda de crecimiento previa a la crisis impulsada por China y otros grandes países emergentes, es muy probable que las rentas de escasez no tarden en volver a contribuir de manera importante a un aumento del precio del petróleo.

En última instancia se trata de descubrir si el boom de 2005-2008 fue un shock más, similar a los acontecidos en los años setenta y principios de los ochenta, o si por el contrario constituye la antesala de un futuro caracterizado por precios elevados del petróleo y de la energía en general. Los motivos que han llevado a Hamilton y a un creciente número de expertos y organis-

¹"Economics of Natural resource scarcity: the estate of the debate". Jeffrey A. Krautkremer. Resources for the Future DP 05-14. 2005.

²"Mineral depletion, with special reference to petroleum". M.A. Adelman. Review of Economics and Statistics, 72 (1). 1990.

³"OPEC and the price of oil". R., Mabro. The Energy Journal, 13. 2991.

⁴"Understanding crude oil prices". James D. Hamilton. NBER WP 14492. 2008.

mos (entre ellos la propia Agencia Internacional de la Energía) a decantarse por esta segunda opción tienen que ver con unas expectativas de estrechez considerable para el balance petrolero, una vez superada la crisis económica, y de unas perspectivas de largo plazo muy inciertas debido, en última instancia, a restricciones de naturaleza geológica.

Demanda de petróleo: el tirón de los emergentes

La demanda de petróleo suele definirse como una función del precio futuro del petróleo y la renta o PIB. A pesar de esta especificación tan simple, la labor de estimación puede ser compleja y la horquilla de resultados excesivamente amplia.

En primer lugar, los resultados dependen mucho del crecimiento económico implí-

cito, especialmente para horizontes de previsión muy dilatados. Por ejemplo, según el FMI, a un horizonte de 30 años una variación de un 0,5% en la tasa de crecimiento económico anual puede representar una diferencia de más de 5 millones de barriles de petróleo consumidos al día (aproximadamente un 6% de la demanda actual).

Pero sin duda la mayor fuente de divergencia entre unas y otras estimaciones de demanda son las elasticidades asumidas en el ejercicio de previsión. La siguiente tabla presenta una recopilación de los trabajos más importantes de estimación de la elasticidad precio y renta de la demanda de petróleo.

Como se observa, existe una gran disparidad en los resultados debido, principalmente, a las diferentes metodologías apli-

cadas y conjuntos de datos empleados. A pesar de ello, es posible extraer algunas conclusiones de carácter general y muy valiosas. En primer lugar, queda claro que la demanda de petróleo es inelástica a variaciones en el precio, especialmente en el corto plazo, y cada vez menos elástica a variaciones de la renta, especialmente en los países desarrollados. Así mismo, se detecta una cierta tendencia decreciente en el tiempo para todas las elasticidades, especialmente en el caso de la renta.

Por tanto, los movimientos del precio del petróleo tienen un efecto muy limitado sobre la demanda en el corto plazo y entre limitado y moderado sobre la demanda de largo plazo. A modo de ejemplo, tomando los resultados obtenidos por Gately y Huntington en 2002, ante un aumento del 10% en los precios del petróleo, la demanda habría reaccionado en primera instancia con una caída de apenas el 0,5% en el caso de la OCDE y del 0,3% en el resto de países no pertenecientes a la organización, mientras que a más largo plazo, la demanda habría caído un 6,4% y un 1,8% respectivamente.

Por otro lado, la demanda se muestra bastante más reactiva ante cambios en la renta. De nuevo, según Gately y Huntington, ante un aumento del 10% en la renta, la demanda de petróleo habría aumentado un 5,6% en la OCDE y un 5,3% en el resto del mundo, aunque cabe destacar que, dentro de este último grupo, los países emergentes de rápido crecimiento muestran, en realidad, una elasticidad de casi el doble, cercana a la unidad.

¿Qué cabe esperar de la evolución a futuro de estas elasticidades y sus efectos sobre la demanda? En los EEUU, la elasti-

Estudio	Elasticidad precio de corto plazo	Elasticidad precio de largo plazo	Elasticidad renta de largo plazo	Muestra
Dahl, 1993	-0,09 a -0,05	-0,26 a -0,13	0,79 a 1,40	Países en desarrollo
Pesaran et. al, 1998	-0,03	-0,48 a 0,0	1,0 a 1,2	Asiáticos
Gately&Huntington,2002	-0,05 -0,03	-0,64 -0,18 -0,12	0,56 0,53 0,95	OCDE No OCDE Emergentes de rápido crecimiento
Cooper, 2003	-0,11 a 0,001	-0,56 a 0,038	----	23 países
Brook et. al, 2004	----	-0,6 -0,2 -0,2	0,4 0,7 0,6	OCDE China Resto del mundo
Krichene, 2006	-0,03 a -0,02	-0,08 a -0,03	0,54 a 0,90	Varios países

Fuente: Fattouh 2008⁵

⁵ "The drivers of oil prices: the usefulness and limitations of non-structural model, the Demand-Supply framework and informal approaches". B. Fattouh. Oxford Energy Studies WPM 32. 2007.

La elasticidad precio ha disminuido considerablemente en las tres últimas décadas. Mientras que en 1975-80 se situaba entre -0,2 y -0,3, en la actualidad ronda el -0,05 (Hamilton 2008). De igual modo, hasta bien entrados los años setenta la elasticidad renta de la demanda petrolera en los EEUU era incluso superior a la unidad. Sin embargo, los dos shocks petroleros, así como los aumentos de eficiencia energética conseguidos y la sustitución de petróleo por otras fuentes de energía (principalmente en la industria y el sector eléctrico) redujeron, en apenas dos décadas, la elasticidad renta de la demanda petrolera a menos de la mitad de su valor inicial (Hamilton 2008).

Aunque EEUU y Europa aún consumen más de la mitad del petróleo utilizado a escala global (57% en 2007), representaron menos de un quinto del incremento de demanda registrado entre 2003 y 2007 y la Agencia Internacional de la Energía (AIE) espera que su porcentaje de participación sobre el consumo global de petróleo se reduzca hasta poco más del 40% en 2030. De cara al largo plazo, por tanto, queda claro que el crecimiento económico de los grandes países emergentes será el que siga impulsando el crecimiento de la demanda global, especialmente China, cuya elasticidad renta al precio del petróleo es sustancialmente superior a la de los países desarrollados. Previsiblemente estas economías seguirán los pasos de los países más avanzados en términos de mejoras de eficiencia y sustitución, pero el camino por recorrer es muy largo ya que se trata de economías que parten de niveles de consumo anual per capita muy bajos (2 barriles en China y 6 en México, frente a 25 en los EEUU).

Por otra parte, es preciso recordar que las posibilidades, a nivel mundial, de sustituir

petróleo por otras fuentes de energía son hoy mucho menores de lo que lo eran en la década de los años setenta y ochenta ya que en la actualidad el uso del petróleo está muy concentrado en el sector del transporte, donde hoy por hoy no existen sustitutos adecuados a la gasolina y el diésel, ni se prevé que los haya, a gran escala, antes de 2030.

Teniendo todos estos factores en consideración, cabe esperar que el efecto combinado del fuerte crecimiento económico de algunas potencias emergentes y el menor grado de sustitución del petróleo, impriman a la demanda energética mundial una fuerte inercia, especialmente en el caso del petróleo y tanto en el futuro inmediato (una vez superada la actual crisis económica) como a un horizonte de dos o tres décadas. Adicionalmente, a la luz de las bajas elasticidades-precio observadas, no parece muy plausible que un repunte de precios tuviera un efecto diferencial sobre la demanda, incluso de cara al largo plazo.

En sus últimas previsiones (World Energy Outlook 2008), la AIE recortó en cerca de 10 mbd su previsión de consumo petrolero para 2030. Los nuevos números, que asumen una tasa de crecimiento medio anual del 1% entre 2007 y 2030 para el escenario de referencia (que recoge una caída en la OCDE del -0,3% y un aumento esperado en el resto del mundo del 2,3%), implican una demanda mundial de petróleo de 106 mbd para 2030. Frente a una producción máxima de 86,9 mbd alcanzada en el primer trimestre de 2008, esto supone unos 20 mbd más que la industria deberá poner en funcionamiento para entonces. A esto habría que añadir otros 60 mbd perdidos por efecto del declive natural de los campos maduros (un aspecto que se tratará más en detalle en la siguiente sección). En agregado, la industria

petrolera tendrá que aumentar su capacidad productora en unos 80 mbd, lo cual equivale a ocho veces la producción actual de Arabia Saudita o, en términos agregados, a duplicar la actual capacidad productora de la industria petrolera mundial. ¿Es esto posible? ¿Podrá la oferta seguir el ritmo marcado por la demanda? Y, en todo caso, ¿a qué precio?

Oferta de petróleo en el medio plazo: problemas con la inversión

La modelización de la oferta de petróleo es aún más compleja que en el caso de la demanda. Además de los aspectos económicos obvios (elasticidad, precio, costes, tecnología), entran en juego factores de índole geológica (reservas, tasa de declive, ratio de retorno de la energía invertida) y múltiples aspectos de naturaleza estratégica y geopolítica.

No obstante, dejando los aspectos geopolíticos y estratégicos a un lado, en el muy corto plazo la oferta de petróleo viene dada, en última instancia, por el margen de capacidad excedentaria (también llamado margen excedentario a secas o exceso de capacidad), que no es más que la diferencia entre la capacidad máxima de producción disponible y la producción real (igual a la demanda). Este margen excedentario es el colchón que permite absorber las variaciones inesperadas en la oferta y la demanda y, por ello, juega un papel fundamental en la determinación del precio. Entre 2005 y 2008, por ejemplo, la capacidad instalada de producción se mantuvo prácticamente constante mientras la demanda aumentaba con rapidez. El margen excedentario pasó de unos 2,5 mbd (aproximadamente un 3% de la capacidad instalada por entonces) a menos de 1 mbd. Sin duda,

esto tuvo mucho que ver en la escalada de precios registrada hasta julio de 2008. En la actualidad, la brusca caída de la demanda de petróleo mundial ha hecho que el margen excedentario supere los 4 millones de barriles al día (mbd), un factor clave para entender el bajo nivel de precios registrado en los últimos meses.

De cara al medio plazo (entre uno y cinco años), dos nuevas variables entran en consideración. Por un lado está el declive natural de los yacimientos más maduros, que actualmente representa una caída en la producción anual de aproximadamente el 4,5%. Por el otro, están las nuevas adiciones de capacidad productiva, cuyo objetivo no es otro que aumentar la capacidad de la oferta. Las nuevas adiciones deben, no sólo cubrir los incrementos esperados de demanda, si no, más importante aún, la caída en la producción causada por el declive. A esto habría que añadir o restar el encaje necesario para contar con un margen excedentario de al menos del 3%.

Considerando una tasa de declive anual del 4,5% y un crecimiento medio anual de la demanda de petróleo del 0,8% (0,4 puntos por debajo de la tasa considerada por la AIE en su actualización de diciembre del "Mid Term Oil Market Report 2008" y también al crecimiento medio anual observado en los últimos 30 años)⁶, se tiene que la industria del petróleo debería aumentar su capacidad de producción anual, en media, en unos 5 mbd al año.

Son varios los expertos y voces reconocidas del sector que vienen anticipando esta realidad. En un informe reciente, McKinsey Consulting señala que un repunte significativo del precio del petróleo es inevitable en el horizonte a 2013 y que la fecha de ocurrencia dependerá finalmente de si la

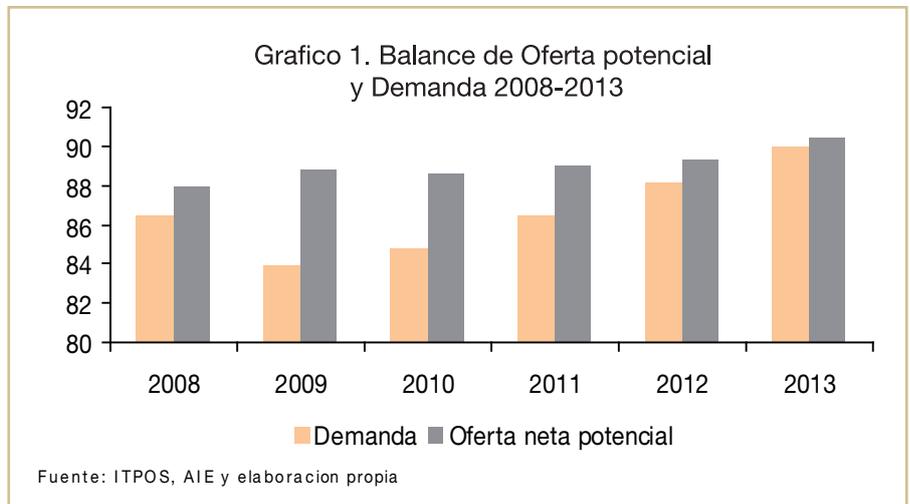
actual recesión mundial se revela como moderada (un escenario ya casi descartado), en cuyo caso el repunte llegaría ya en 2010, severa (2011) o muy severa (2013). Por su parte, las autoridades saudíes han reconocido que los precios podrían alcanzar los 150 dólares por barril antes de 2013 si no se invierte lo necesario en producción adicional.

Un buen clima inversor es fundamental, no sólo para ampliar la capacidad de producción con nuevos proyectos, si no también para evitar que la tasa de declive aumente más allá del 4,5% (un dato que ya recoge cuantiosas inversiones destinadas a frenar el declive en los campos maduros del mundo). Desafortunadamente, la situación actual de precios por debajo del coste marginal de producción de medio y largo plazo, así como la falta de crédito en los mercados financieros, han desembocado en un deterioro cada vez mayor del clima inversor que muy probablemente acabará pasando una cara factura.

En un estudio reciente llevado a cabo por la AIE (The impact of the financial and economic crisis on global energy investment) se hace notar que la inversión en extrac-

ción de petróleo y gas ha caído ya un 21% respecto a los niveles registrados en 2008. El análisis realizado descendiendo al nivel de proyectos concretos. Así, se han identificado 20 proyectos importantes, por un valor conjunto de 170 mil millones de dólares y destinados a aportar 2 mbd de petróleo, que habrían sido retrasados de manera indefinida o cancelados entre octubre de 2008 y abril de 2009. Otros 35 proyectos más, con una capacidad conjunta proyectada de 4,2 mbd, han sido retrasados durante al menos 18 meses. También se advierte de una fortísima caída de la inversión en exploración, debido a que el esfuerzo inversor se está centrando casi en exclusiva en finalizar los proyectos iniciados antes de que explotara la crisis.

Según cálculos basados en datos del informe The Oil Crunch, Securing the UK's Energy Future, de Octubre de 2008, considerando una tasa media de incremento de la demanda del 1,2% para el periodo 2009-2013 (-3% en 2009, 1% en 2010 y +2% para el resto de años), una tasa de declive del 4,5% anual y teniendo en cuenta las nuevas adiciones de capacidad de producción contabilizadas por el grupo de trabajo ITPOES, encargado de elaborar



dicho informe, sólo con que un 35% de los proyectos previstos con anterioridad a la crisis económica acabaran siendo cancelados durante 2009⁶ y un 25% en 2010, el margen de capacidad excedentaria cruzaría el umbral crítico en 2012 y ya en 2013 se reduciría prácticamente a cero.

Oferta de petróleo en el largo plazo: ¿hacia el próximo cisne negro?

De cara a más largo plazo, la preocupación sobre la inversión persiste ya que, según la AIE serán necesarios 26 mil millones de dólares para desarrollar toda infraestructura energética adicional necesaria de aquí a 2030, de los cuales 6 irían destinados al sector del petróleo. Sin embargo, se añaden además restricciones de naturaleza geológica, que, según algunos expertos, podrían resultar vinculantes incluso antes de 2030. A pesar de su abundancia original, el consumo acelerado de petróleo a lo largo del siglo XX y lo que va de XXI, unido a los límites marcados por las posibilidades de extracción (a fecha de hoy es posible extraer en torno a un tercio del total de recursos identificados en el subsuelo), sugieren que, en ausencia de mejoras tecnológicas muy significativas o de una reducción sustancial en el consumo futuro previsto, la producción mundial podría alcanzar un máximo global, o pico, en las próximas décadas.

El concepto de pico petrolero fue acuñado por primera vez por el geólogo norteamericano K. Hubbert, en los años cincuenta. Se trata de una teoría que en cierto sentido busca replicar, a nivel agregado, el comportamiento individual de los yacimientos petrolíferos.

La extracción de petróleo implica una pérdida paulatina de presión en el interior del pozo petrolero que es necesario compensar recurriendo a técnicas crecientemente complejas y costosas. Ello implica un gasto adicional de recursos que va erosionando el ratio de retorno de la energía invertida (EROEI)⁷. Conforme el EROEI disminuye, la rentabilidad de la operación (tanto en términos financieros como desde el punto de vista energético) también lo hace, hasta alcanzar un punto en que no es rentable seguir aumentando la producción. A partir de ese momento el yacimiento alcanza la madurez, con un volumen de producción primero constante y luego decreciente (fase de declive). En el límite, cuando el esfuerzo realizado para producir un sólo barril de petróleo es superior a los ingresos obtenidos por su venta, la decisión óptima es clausurar el yacimiento, aunque todavía exista petróleo en el subsuelo.

Al combinar las curvas de explotación de todos los pozos y yacimientos de una región, se obtiene una curva de producción global con forma campaniforme. En el año 1956 Hubbert caracterizó dicha curva para los EEUU y predijo que el pico de producción nacional (excluyendo Alaska) se alcanzaría en la primera mitad de los años setenta. Finalmente se produjo exactamente en 1970 (aunque la producción máxima alcanzada fue 1 mbd superior a la prevista por Hubbert). Años más tarde Hubbert predijo que el pico mundial se alcanzaría entre 1995 y 2000, un pronóstico que, obviamente, no se cumplió. Entre otras cosas, Hubbert no anticipó la caída de la demanda mundial tras las crisis petroleras de 1973 y 1980, ni tampoco la aplicación de políticas de

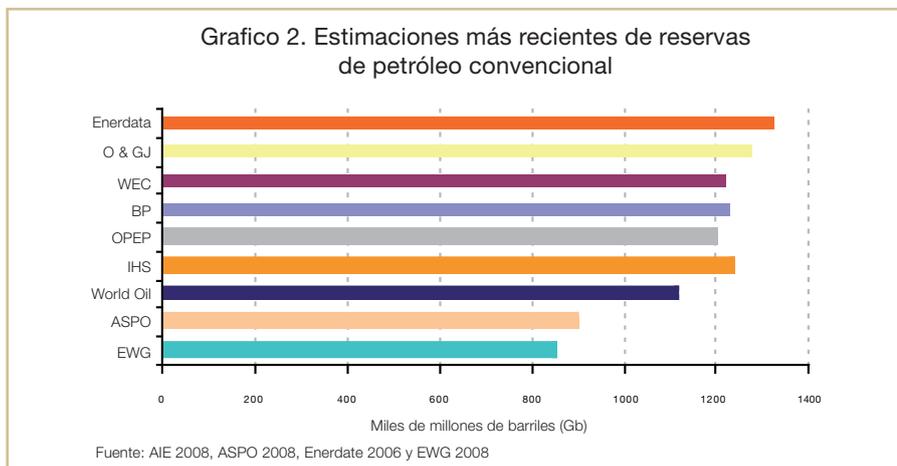
contención de la oferta por parte de la OPEP, o, posteriormente la incorporación del petróleo del Mar del Norte y otras fuentes no tradicionales a la oferta global. Mientras que los defensores de la teoría de Hubbert sostienen que estos errores predictivos reflejan simplemente la naturaleza intrínsecamente impredecible de la realidad futura, los detractores mencionan a menudo este error para invalidar la teoría.

En todo caso, aplicando la teoría de Hubbert a las distintas estimaciones más recientes acerca del volumen de reservas globales, se tiene que el pico de petróleo convencional a escala global se alcanzaría entre 2005 y 2013. En efecto, según los datos de la Agencia Norteamericana de Energía (EIA), la producción de crudo convencional se ha mantenido estancada en torno a los 75 mbd desde 2005. Por tanto, la siguiente pregunta a realizarse sería cuándo se alcanzará el pico global (esto es, tanto de petróleo convencional como no convencional, que incluye las arenas bituminosas del Canadá, el petróleo extra pesado de Venezuela o el petróleo del Ártico, entre otros)

Las distintas estimaciones realizadas hasta la fecha divergen entre sí de manera muy significativa. Para responder a esta cuestión hay que analizar las principales variables que, obviando eventuales restricciones de naturaleza financiera y/o geopolítica, inciden en el potencial futuro de producción, entre las que destacan el volumen de reservas restantes (cuánto petróleo podremos extraer en el futuro) y las tasas de declive (a qué velocidad decrecerá la producción de los pozos que ya han traspasado el pico). Sin embargo,

⁶ Aunque muy probablemente en 2009 (e incluso 2010) la demanda no aumentará al 1,2%, se espera que las tasas de crecimiento posteriores serán bastantes superiores a esta cifra como consecuencia de la recuperación económica, en el entorno del 2%.

⁷ El Ratio de Retorno de la Energía Invertida (o EROEI) mide la cantidad de energía final (barriles de petróleo) obtenida por unidad de energía equivalente invertida en el proceso de extracción.



en ambos casos la información disponible es escasa y confusa, dando pie a múltiples interpretaciones. A continuación se resumen los principales motivos, aunque para un análisis más detallado puede consultarse Alonso (2009)⁸.

Varias entidades publican estimaciones de las reservas de petróleo mundiales, la mayoría de ellas empresas privadas. Las distintas cifras publicadas sitúan el valor de las reservas restantes en un rango de 1100 a 1300 millones de barriles (Gb). La nada desdeñable diferencia de 200Gb se aproxima a las reservas estimadas de Arabia Saudita y equivale a más de seis

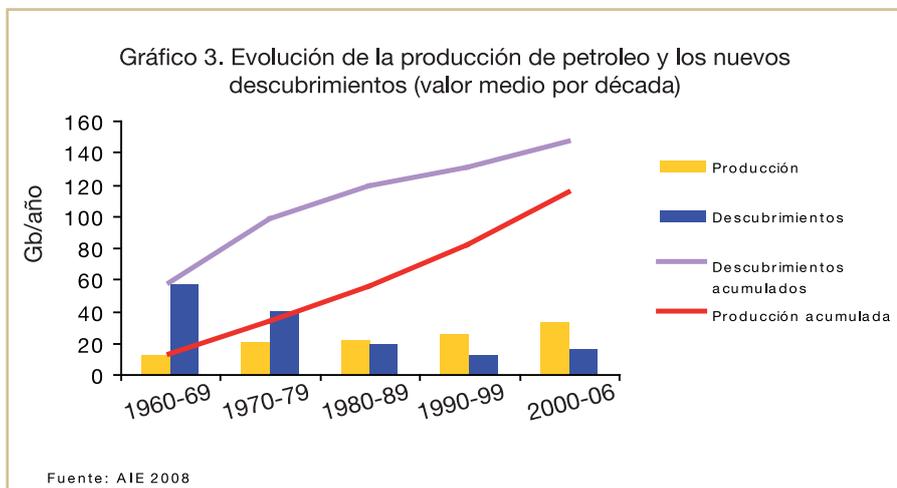
años del consumo actual mundial de petróleo.

Las principales diferencias encontradas se deben esencialmente a tres motivos. En primer lugar, no existe una frontera clara entre petróleo convencional y petróleo no convencional, lo cual ha contribuido a generar diferencias significativas en las estimaciones de las reservas de países con vastos recursos no convencionales, como Canadá o Venezuela. En segundo lugar, existen divergencias notables en torno a la definición empleada por los distintos países para el concepto de reserva probada. En un sentido estricto,

sólo un pequeño porcentaje de las reservas (EEUU, Reino Unido, Noruega y unos pocos países más) son efectivamente probadas (probabilidad de materialización del 90% o superior), mientras que el resto se refieren, muy probablemente a reservas probadas y probables (probabilidad de materialización del 50% o superior). Por último, existe la sospecha compartida de que en los años ochenta algunos importantes productores de la OPEP decidieron incrementar sus cifras de reservas de petróleo, con un efecto agregado cercano a los 300 Gb, un aspecto que se tratará más adelante.

La práctica habitual en la industria es informar de las reservas probadas, un estimador de las reservas reales que infra estima el potencial de producción futura de un yacimiento o región al referirse a reservas cuya probabilidad de materialización es de al menos el 90% (frente al 50% de cualquier valor esperado). En un intento por compensar este sesgo a la baja, empresas y países productores suelen reevaluar al alza sus cifras públicas de reservas cada cierto tiempo. En agregado, ello ha contribuido a crear la ilusión de que las reservas mundiales de petróleo llevan décadas aumentando, ya que el ratio de reservas sobre producción se mantiene en los 40 años desde los años ochenta. Sin embargo, los últimos grandes descubrimientos se produjeron a finales de los años sesenta y, salvo contadas excepciones, desde finales de los ochenta la cuantía de nuevos descubrimientos ha sido inferior a la producción anual de petróleo.

Si en los últimos treinta años el consumo de petróleo ha crecido un 43%, el volumen de nuevos descubrimientos ha disminuido más de un 50%, tal y como muestra el gráfico 3



⁸ "Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo: un análisis de las principales fuentes de incertidumbre". T.Alonso. Servicio de Estudios Económicos BBVA.WP 0808. 2009.

Adicionalmente, en los últimos 30 años la exploración ha aportado tan sólo el 50% de las nuevas reservas probadas reportadas, porcentaje que en los últimos 10 años habría descendido hasta el 35%. Tal y como ha señalado la propia AIE, la mayor parte de los incrementos de reservas observados no se debe a nuevos descubrimientos, ni siquiera a mejoras en las condiciones técnicas y económicas, sino a reevaluaciones de las reservas. Frente a un ratio de reposición de 2 a 1 registrado a finales de los años setenta (dos barriles de petróleo descubiertos por cada barril consumido) hoy observamos un ratio inferior a 1 a 3, lo cual implica que por cada barril descubierto consumimos más de tres.

El ejemplo más representativo de las reevaluaciones mencionadas tuvo lugar en la OPEP, donde en pocos años las reservas probadas aumentaron en unos 300.000 millones de barriles (300 Gb) a pesar de no haberse producido grandes descubrimientos ni mejoras tecnológicas significativas. Los expertos han atribuido este movimiento al acuerdo alcanzado en 1982 en el seno de dicha organización, mediante el cual las cuotas de producción de cada país pasaban a ser calculadas en función de sus reservas. Existe evidencia de que, a partir de ese año, algunos países comenzaron a informar del valor de las reservas originales en lugar de las restantes, mientras que otros inflaron directamente sus reservas en la cantidad adecuada para mantener la cuota de producción deseada. Por si esto fuera poco, desde 1990 y a pesar de la producción creciente, la mayoría de países de la OPEP ha mantenido sus cifras de reservas inalteradas, lo cual implica que el volumen de petróleo producido por cada país, año tras año, fue equivalente al volumen de nuevas reservas descubiertas (o

incorporadas por mejoras técnicas o económicas) en dicho país y año, algo que parece muy poco probable dada la naturaleza múltiple del evento asociado y la elevada amplitud de la muestra.

Por otra parte, un modo legítimo de aumentar las reservas es incrementando el factor de recuperación de los recursos identificados en el subsuelo, que actualmente se sitúa en torno al 35%, media mundial. Según la AIE un aumento de quince puntos en el factor de recuperación permitiría prácticamente duplicar las reservas mundiales actuales, aunque también advierte que serán necesarias más de dos décadas para alcanzar dicho objetivo. De hecho, los modelos internos de previsión de largo plazo de la Comisión Europea asumen un factor de recuperación del 47% para 2050.

Por último, las reservas de petróleo también pueden aumentar con descubrimientos de nuevos recursos. Una de las principales referencias en este campo es el último informe elaborado en el año 2000 por el servicio norteamericano de geología (USGS), que arroja una estimación de reservas restantes en el rango de 1300 a 3000 Gb en el año 2000. Estas estimaciones se refieren a reservas descubiertas y no descubiertas, cuya probabilidad total de materialización varía según el escenario. En el escenario P50, por ejemplo, las reservas probadas representan un 50% del total de recursos, las reservas no probadas un 17% y los recursos no descubiertos un 35% del total.

El estudio del USGS ha sido criticado por varios grupos de expertos que sostiene que los escenarios propuestos (especialmente el escenario con mayores reservas, aunque también el central) asumen una visión muy optimista acerca del volumen

de descubrimientos futuros, algo que contrasta llamativamente con la tendencia decreciente observada en las últimas décadas, tal y como se vio en el gráfico 3. El escenario central, por ejemplo, asume que se descubrirán 800 Gb de reservas adicionales, un volumen casi tres veces superior al de las actuales reservas de Arabia Saudita. Para ello, sería necesario descubrir unos 20 Gb de petróleo cada año entre 2000 y 2030. Sin embargo, desde el año 2000 el volumen medio anual de nuevos descubrimientos no ha sobrepasado los 17 Gb. Por ello, el colectivo pesimista considera que la mejor estimación acerca de la cantidad de petróleo convencional que será posible extraer en el futuro (reservas probadas y probables) se acerca a los 1000 Gb. Frente a esto, los más optimistas consideran factible el escenario central del USGS y cuentan con que todavía será posible extraer cerca de 2000 Gb.

Esta amplia diferencia de 1000 Gb significa que, del escenario más pesimista al más optimista mediarían entre 15 y 25 años de diferencia en la consecución del pico petrolero mundial (en el primer caso el pico ya se habría producido o estaría próximo a hacerlo y en el segundo lo haría en torno a 2030-2040). No obstante, hasta que la calidad de la información disponible mejore sustancialmente, las cifras de reservas y estimaciones acerca del pico petrolero deben ser tomadas con cautela, lo cual, lejos de significar que la cuestión del pico petrolero debe dejarse de lado, implica que a efectos de prospectiva deberían considerarse todos los escenarios posibles, tanto los más pesimistas como los más optimistas.

En otro orden de cosas, las perspectivas de oferta futura se ven muy condicionadas por la tasa de declive esperada. Aun-

que el último informe publicado por la AIE sobre prospectiva mundial energética (World Energy Outlook 2008) hace un esfuerzo notable por aportar información útil que permita afinar el valor de dicha tasa, las conclusiones ofrecidas resultan menos esclarecedoras de lo deseable debido, esencialmente, a la precariedad de los datos disponibles.

Para obtener una medida fiable de la tasa de declive a nivel mundial es necesario disponer de información desagregada acerca del perfil de producción de todos los yacimientos que contribuyen a la actual oferta petrolera. Ello incluiría en torno a 70.000 yacimientos, con características diversas y cada uno de ellos en su particular fase de explotación (crecimiento, meseta, declive) y, hasta el momento, tal base de datos no ha sido construida.

Ante esto, la AIE ha optado por trabajar con una muestra reducida de 798 yacimientos petroleros que, no obstante, reúnen el 60% de la producción mundial actual. Extrapolando (con las debidas precauciones) las tasas observadas en los yacimientos de su muestra al resto de yacimientos existentes, la AIE obtiene es una tasa observada de declive anual del 6.7% para todos los yacimientos del mundo que se encuentran en fase de declive. Aquí hay dos aclaraciones que hacer. La primera es que se trata de una tasa observada y, por tanto, recoge los efectos positivos de la inversión destinada a frenar el declive (de lo contrario la tasa sería más cercana al 9-10%). En segundo lugar, no se especifica el porcentaje de la producción mundial que se encuentra en fase de declive, con lo que es imposible estimar cual sería la tasa media global que cabría aplicar a la producción mundial agregada. No obstante, por el perfil asumido para el petróleo convencional pro-

cedente de los pozos ya existentes, se infiere una tasa media de declive global del 4-5%. Este resultado coincide con el 4,5% estimado por la consultora CERA en 2007 (un estudio que, a diferencia del de la AIE no es público), algo que no resulta sorprendente cuando se repara en el origen común de los datos empleados. Por último, cabe recordar la sugerencia de la propia AIE de tratar sus estimaciones como un límite inferior a la tasa de declive global. Aunque con implicaciones menos serias de lo que a primera vista sugería el dato inicial de 6,7% (que en primera instancia fue interpretado por la prensa internacional como la tasa global de declive de la oferta mundial de petróleo), este estudio confirma la necesidad de revisar al alza las tasas de declive del 3% consideradas hasta hace poco por la mayoría de estudios.

Por último un breve apunte acerca del potencial futuro del petróleo no convencional. Se estima que existen entre 6000 y 7000 Gb de petróleo no convencional, la mayor parte en Canadá (2700 Gb), EEUU (2600 Gb) y Venezuela (1200 Gb). No obstante, las reservas se cifran, actualmente, en el entorno de los 600-700 Gb (173Gb en Canadá, 270Gb en los EEUU y 160Gb en Venezuela) dado que el factor de recuperación implícito (10%) es muy inferior al del petróleo convencional (Alonso 2009).

Adicionalmente, existen limitaciones asociadas al uso intensivo de energía y la baja rentabilidad de la extracción de petróleo no convencional debido a que se trata de un proceso muy intensivo en agua y energía. Canadá, primer productor de petróleo no convencional del mundo, ya ha experimentado problemas en el abastecimiento de agua y gas natural para la explotación de sus arenas bituminosas.

Por todo ello, Canadá está considerando la construcción de varias centrales nucleares y estima que, en el mejor de los casos, podría cuadruplicar su actual producción de petróleo no convencional hasta 2030, desde 1 mbd en la actualidad hasta 4-5 millones en 2030.

Por otra parte, el coste medioambiental asociado puede ser muy elevado. El volumen de emisiones de gases de efecto invernadero generado es enorme (tres veces superior al de las emisiones asociadas a la extracción de petróleo convencional en Canadá, por ejemplo) y la gestión de los residuos rocosos obtenidos en el proceso de extracción (1 tonelada de roca por barril aproximadamente).

Las restricciones económicas y medioambientales son especialmente severas en la producción de petróleo a partir de esquisto en los EEUU, donde el EROEI obtenido es muy pobre y los costes económicos y medioambientales demasiado elevados como para prever una producción superior a los 1-2 millones de barriles al día en 2030.

En cuanto a Venezuela, el desarrollo de las infraestructuras necesarias para aumentar la producción de petróleo extra-pesado en el cinturón del Orinoco podría ser una barrera importante si no mejora el clima inversor de la zona. Así las cosas, no se prevé que la región pueda producir más de 4 millones de barriles al día antes 2030 y, en todo caso el coste de producción sería muy elevado (ver sección de conclusiones).

Por último, las perspectivas futuras de producción de petróleo en aguas profundas se perfilan como muy prometedoras hasta 2012, estimándose una producción máxima de 10 Mbd. Pero a partir de esa

fecha la producción desciende rápidamente, hasta quedar reducida a menos de 2Mbd en 2030.

Con estas estimaciones por región, ni la AIE ni la EIA prevén una aportación del petróleo no convencional superior a los 10 Mbd en 2030, lo cual representa algo menos de un 10% de los 106 mbd estimados de demanda estimada para esa fecha. En todo caso, la incorporación progresiva de estas fuentes al mix de

producción global significa que estas tecnologías serán las que marquen el precio marginal y que, por tanto, es muy difícil que el precio del petróleo se sitúe por debajo de los 100 dólares por barril en el futuro.

Por otra parte, incluso en un entorno de precios del petróleo elevados, es probable que uno de los principales frenos para el desarrollo del petróleo no convencional sea el gran coste medioam-

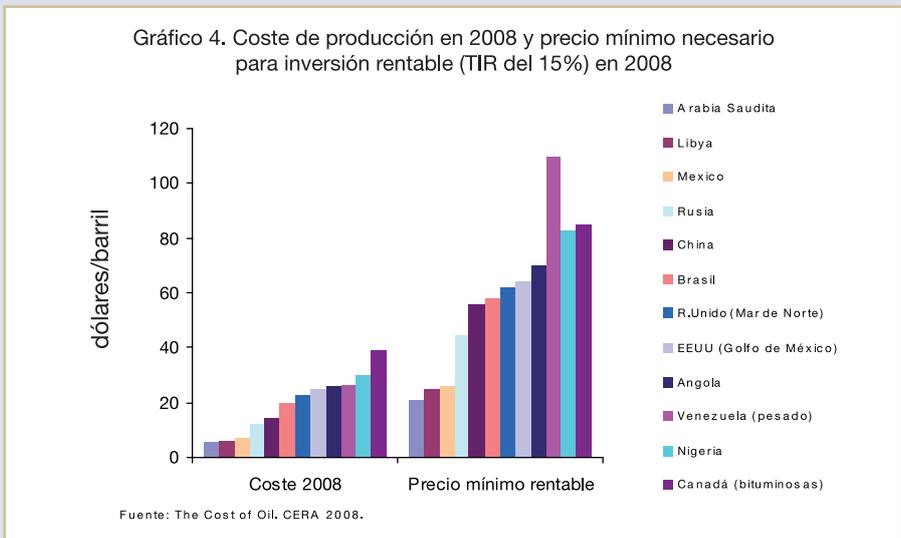
biental que entraña. Si, la lucha contra el cambio climático avanza y los esfuerzos por reducir las emisiones contaminantes proliferan, el futuro del petróleo no convencional se perfila limitado a menos que la tecnología del secuestro y captura de carbono avance sustancialmente e, incluso en ese caso, el coste total de todo el proceso, desde la extracción del petróleo hasta el secuestro final, será más elevado de lo indicado inicialmente por los costes de extracción.

Conclusiones: ¿qué precios son compatibles con el futuro planteado?

A la falta de información contrastada acerca de las reservas y las tasas de declive actuales se une la gran incertidumbre en torno a la evolución futura de los nuevos descubrimientos y las tasas de extracción, así como el papel que tanto las mejoras tecnológicas como el precio del petróleo podrán jugar en todo ello. Como ya se ha mencionado, para 2030 la AIE sitúa la demanda mundial de petróleo en torno a los 106 mbd (crecimiento anual medio del 1%). Ello supone un consumo acumulado de 800 Gb petróleo hasta 2030, lo cual equivale a más del 80% de las reservas restantes de petróleo convencional estimadas por el colectivo pesimista (defensor de la teoría del pico) y algo más de la mitad de las reservas asumidas por los más optimistas.

Adicionalmente, la probabilidad de que el pico petrolero global (incluyendo fuentes no convencionales) pueda producirse, como tarde, en 2030 hace poco plausible que a ese horizonte se registren precios por debajo del coste marginal de producción (entendido este como el precio mínimo al que la inversión en exploración, desarrollo y extracción adicional resulta rentable). Este valor hoy ronda los 70 dólares por barril y que, en 2030, fácilmente superará los 100 dólares debido a la presencia creciente de las fuentes de petróleo no convencional (aunque su papel se verá previsiblemente limitado a un 10% de la oferta total). Por ello, tanto la

AIE como la EIA hablan de unos 100-110 dólares por barril para 2030. A la luz de los datos recopilados por la consultora CERA (mostrados en el gráfico 4) es probable que este rango se quede corto, dado que será necesario un precio de más de 100 dólares por barril para explotar de manera rentable (TIR del 15%) los recursos no convencionales de Venezuela necesarios en el margen para cubrir la demanda mundial estimada por la AIE.



Adicionalmente, rescatando la Teoría de Hotelling, con la que iniciaba este artículo, en un entorno como el descrito más arriba, es muy probable que al coste marginal de producción se añada la renta de escasez correspondiente, cuyo importe es imposible predecir, pero que en todo caso estaría aumentando con la evidencia de la llegada del pico petrolero.

El precio mínimo necesario para cubrir este coste marginal de corto plazo más la renta de escasez será defendido por la OPEP, quien, además de ver aumentado su poder negociador en el futuro (cuenta con el mayor volumen de reservas restantes del planeta), verá muy probablemente aumentada su dependencia del petróleo para equilibrar las cuentas fiscales de los distintos países miembros. Si el cartel consigue reforzar su nivel de compromiso interno, su labor podría resultar incluso más decisiva en el futuro que en la actualidad a la hora de establecer de manera firme un suelo al precio del petróleo.

Además de unos precios elevados, también cabe esperar una elevada volatilidad futura, especialmente en los momentos del ciclo en que el balance agregado de petróleo se encuentre más tensionado. Mientras la información clave acerca las variables más relevantes siga siendo de una naturaleza tan precaria, cualquier información surgida en los medios contribuirá a generar expectativas de mercado en uno u otro sentido, con un impacto mayor a medida que pase el tiempo y se vaya acercando el pico petrolero global. Dependiendo de la evolución tecnológica, entre 2030 y 2050 podría abrirse una interesante ventana de oportunidad con la penetración a gran escala del transporte eléctrico y/o propulsado con combustibles alternativos al petróleo (como el hidrógeno limpio o los biocarburantes de segunda generación). A partir de ahí será posible comenzar a sustituir al petróleo en el transporte de manera significativa y destinarlo para usos más nobles que el simple quemado, tales como la fabricación de fertilizantes, pesticidas o polietilenos. ■

La logística de hidrocarburos como factor de competitividad

José Luis López de Silanes

Presidente Ejecutivo de CLH

La actividad logística desempeña un papel fundamental en el sector del petróleo, permitiendo realizar el suministro de los productos petrolíferos a los usuarios finales con un elevado nivel de eficiencia y respeto por el medio ambiente.

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), recogidas en su último World Energy Outlook, la demanda mundial de energía crecerá a una media del 1,6% anual entre 2006 y 2030, pasando de 11.730 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 2006, a algo más de 17.010 millones de toneladas en 2030, lo que supone un incremento del 45%.

En el escenario previsto por la AIE, los combustibles fósiles continuarán representando en torno al 80% de la energía primaria del mundo en 2030, sólo algo menos que hoy en día.

Aunque según estas previsiones la demanda de carbón aumentará en términos absolutos más que la de ningún otro combustible, el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía en el mundo en el medio plazo, en un porcentaje que la AIE estima en torno al 30%.

A pesar de que la AIE ha revisado recientemente su previsiones sobre el consumo mundial del petróleo, como consecuencia de la reducción de la demanda que se está registrando a causa de la situación econó-

mica mundial, el escenario base no se ha modificado sustancialmente, y sin duda, el petróleo y los productos petrolíferos continuarán siendo la principal fuente de energía en el mundo, y también en España, durante los próximos años.

Ante estas previsiones, es imprescindible que el sector del petróleo continúe desarrollando una gestión excelente de toda la cadena de valor del crudo y, especialmente, de una parte tan importante como la logística, que ocupa una posición clave dentro de la industria del petróleo, y tiene un impacto directo en la elevada competitividad de los productos petrolíferos.

Una de las razones de la gran importancia de la actividad logística en el sector del petróleo es el gran desequilibrio que existe entre las zonas de producción y las zonas de consumo, y la gran distancia que separa los principales centros de producción mundiales de los puntos de consumo, lo que hace que los principales demandantes de combustible (Norteamérica, la Unión Europea y la zona de Asia Pacífico) dependan cada vez más de las importaciones de Oriente Medio y África.

Dentro de la compleja cadena de valor del petróleo, existen dos etapas fundamentales en relación con la actividad logística. La primera de ellas comprende el transporte del crudo de petróleo desde los centros de producción hasta las refinerías, mientras que la segunda incluye el transporte de los productos petrolíferos ya elaborados hasta las zonas de consumo, que también suelen encontrarse alejados de los centros de producción.

La elevada eficiencia lograda por las empresas del sector del petróleo y los distintos operadores logísticos que colaboran con ellas en las distintas fases del transporte han logrado que esta actividad logística tenga un impacto relativamente pequeño en comparación con el resto de costes de la cadena de valor del petróleo.

En este sentido, se estima que el transporte de crudo de petróleo supone aproximadamente un 3,5% del coste total del producto, sin incluir los impuestos, mientras que la logística de productos petrolíferos supone en torno al 2,5%. En total, el sector de la logística de hidrocarburos supone el 6% del coste final del producto petrolífero,

siempre sin incluir los impuestos. Un porcentaje bastante inferior al de otras actividades, como el refino, que puede suponer un 9% del precio total.

La cadena logística del petróleo y sus derivados

Debido al desequilibrio existente entre las zonas de producción y las zonas de consumo, la actividad logística resulta imprescindible para que el petróleo llegue al consumidor final y se garantice el abastecimiento.

La zona con un mayor déficit de petróleo es la de Asia Pacífico, que actualmente produce unos 379 millones de toneladas al año mientras que su consumo asciende a 1.185 millones de toneladas anuales. Lo mismo sucede en la Unión Europea, que precisa importar casi 600 millones de toneladas de petróleo anualmente, y Norteamérica, cuya producción alcanza los 643 millones de toneladas al año para unas necesidades superiores a los 1.100 millones de toneladas.

En el otro extremo se encuentra Oriente Medio, donde se concentran los principales países exportadores de petróleo, que produce más de 1.200 millones de toneladas al año, mientras su consumo sólo alcanza los 294 millones. Junto a esta zona, Euroasia también produce petróleo por encima de sus necesidades, 747 millones de toneladas frente a los 245 millones que consume anualmente. La situación es similar en África, que cierra cada año con un superávit aproximado de 351 millones de toneladas, y en el sur y el centro de América, con un exceso de 81 millones de toneladas de petróleo anuales.

Los países de la OCDE también son cada vez más dependientes del petróleo producido fuera de sus fronteras. Así, en el año

2002 los países de la OCDE producían el 46% del petróleo que consumían, y en la actualidad esta cifra se sitúa ya en el 40%.

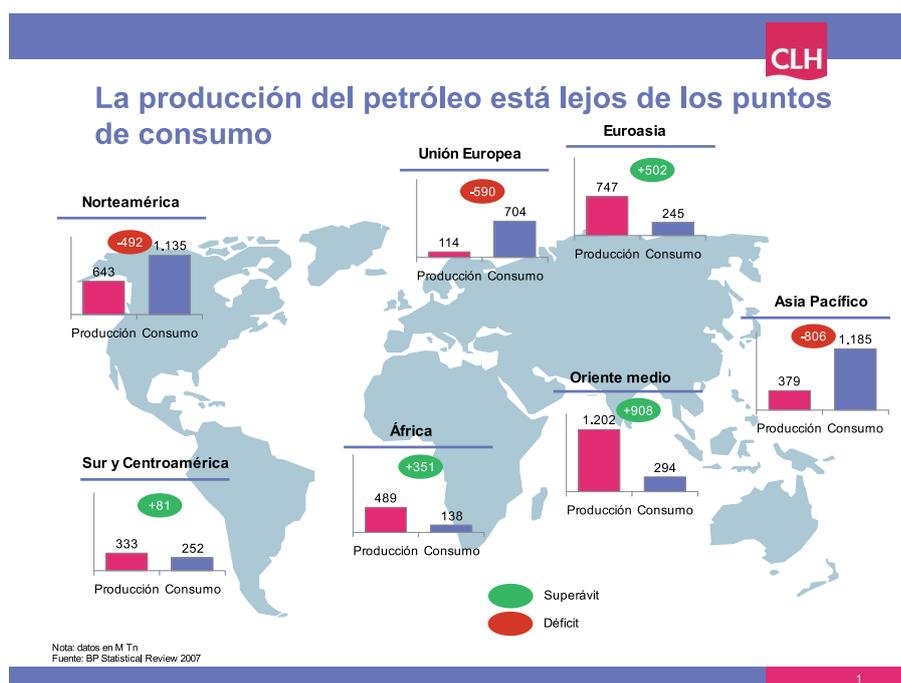
Este desequilibrio regional entre producción y consumo tiene otra consecuencia: el petróleo y sus derivados se han convertido actualmente en la principal mercancía del transporte internacional, con un 15% del total de las exportaciones mundiales, por encima de mercados tan importantes como la electrónica y las telecomunicaciones (12,3%) o la automoción (8,6%).

Esta tendencia creciente de transporte internacional del petróleo se explica por el crecimiento de los dos grandes segmentos. Por un lado, el comercio internacional de crudo de petróleo ha experimentado un crecimiento anual cercano al 3% en el periodo 2003-2007. Por otro, el comercio internacional de productos petrolíferos ha aumentado un 10% anual en este mismo intervalo. Además, el alto

crecimiento del comercio internacional de estos productos también puede explicarse por el fuerte incremento de la demanda de gasóleo en muchos países, que no puede ser cubierta con la oferta de las refinerías locales.

En este sentido, si analizamos el mercado de los productos petrolíferos vemos que ha crecido el consumo de destilados medios (principalmente gasóleos), que en la actualidad suponen el principal producto petrolífero de consumo, con un 40% del consumo final, mientras que las gasolinas ocupan la segunda posición, con un porcentaje aproximado del 33%, seguidas de lejos por los fuelóleos.

Esta misma tendencia también se aprecia en España donde desde hace varios años el consumo de gasóleo supera el consumo de otros productos petrolíferos como las gasolinas, los fuelóleos y los querosenos.



Este aumento del consumo de gasóleo es consecuencia de la dieselización del parque automovilístico en España, que hace que nuestro país sea actualmente importador de gasóleo.

En el periodo 2000-2008, el consumo de gasóleo aumentó en nuestro país un 3,9%, mientras que el de gasolina experimentó un descenso del 3,7%. Esto ha tenido como consecuencia que las importaciones netas de gasóleo en España hayan aumentado un 7,3% y que las de gasolina hayan descendido en un porcentaje del 8,8%.

Por sectores, el transporte se está consolidando como el principal consumidor de petróleo y en la actualidad supone casi el 50% de la demanda mundial, frente al 33% en 1971. El desarrollo de economías como India y China, con un gran número de usuarios potenciales de nuevos vehículos, hace prever que el transporte va a seguir consolidándose en el futuro como principal sector consumidor de productos derivados del petróleo. El segundo gran consumidor de petróleo es el sector industrial, aunque su contribución se sitúa por debajo del 30% de la demanda total del petróleo. Le sigue el sector residencial/agrícola, con un porcentaje del 13%, y la generación eléctrica, con un 7%.

La situación es parecida en España, donde el sector del transporte supone actualmente el 38% de la demanda de energía final y se espera que en 2016 suponga el 40%.

La logística del petróleo en el mundo

El transporte internacional del petróleo y de los productos petrolíferos se realiza fundamentalmente a través de una red mundial de oleoductos de casi 800.000 kilómetros, lo que permitiría dar la vuelta a la Tie-

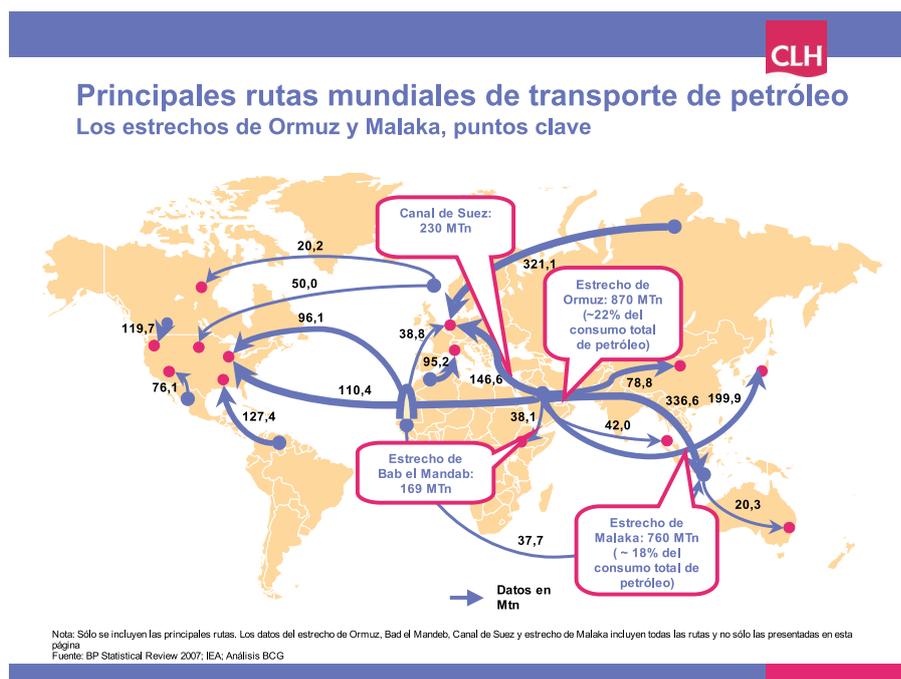
rra 20 veces. Esta infraestructura está formada por una red de 400.000 kilómetros de tuberías para crudo de petróleo y 350.000 kilómetros destinados a transportar productos petrolíferos y derivados. Por otra parte, existe una flota de 10.000 petroleros, que mueve cada año unas 2.000 millones de toneladas anuales de petróleo.

Las principales rutas del petróleo unen los centros de producción de Oriente Medio con el sudeste asiático, Norteamérica y Europa. También gozan de especial relevancia las rutas que enlazan los centros de producción en Rusia con el resto de Europa y la que une Canadá con Estados Unidos.

Este componente estratégico da lugar a zonas especialmente saturadas, por las que discurre la mayor parte de la producción mundial del crudo. El principal cuello de botella se sitúa en el estrecho de Omuz, un pequeño enclave entre Omán e Irán que conecta a los grandes productores de petró-

leo, como Arabia Saudí, con el Golfo de Omán y el Mar de Arabia. Por este punto discurren más de 870 millones de toneladas de petróleo anualmente, el 22% del consumo de petróleo mundial. La Agencia Internacional de la Energía calcula que más de 15 millones de barriles de petróleo atraviesan el estrecho en buques tanque cada día. Igualmente, el 90% del petróleo que exportan los países productores del Golfo Pérsico se transporta a través de esta vía.

Otro punto clave es el estrecho de Malaka, que abarca más de 800 kilómetros entre Malasia y la isla de Sumatra, por el que circulan cada año más de 760 millones de toneladas de petróleo, lo que representa alrededor del 18 por ciento del consumo mundial y casi un 70 por ciento del consumo de China, Japón y Corea del Sur. Por último, también destacan por su importancia el Canal de Suez, por el que se mueven unas 230 millones de toneladas al año, y el de Bab el Mandeb, por donde pasan 169 millones de toneladas al año.



Ante esta situación, y con la finalidad de garantizar el suministro de productos petrolíferos, la Agencia Internacional de la Energía recomienda a los países consumidores que mantengan una reserva estratégica de al menos 90 días de consumo. En España, CORES, la agencia estatal encargada de mantener estas reservas estratégicas, almacena para este fin el equivalente a 40 días y la industria reserva el equivalente a otros 50, que suman los 90 días de consumo estipulados.

Aunque existen diferentes medios de transporte para acercar el crudo a las zonas de consumo, el oleoducto y el buque petrolero son los más utilizados, por razones económicas y de eficiencia.

Si analizamos los costes de ambos sistemas, el transporte por buque petrolero es el más económico para distancias superiores a 2.000 kilómetros, mientras que el oleoducto se convierte en el medio más rentable en trayectos de entre 100 y 2.000 kilómetros, siendo más eficiente que el transporte por barcazas, camión o tren.

En este sentido, una red de transporte eficiente es fundamental para la competitividad en costes. En distancias largas, de unos 5.000 kilómetros, los costes de transporte variarían entre los 8-12 euros por tonelada si se utilizan buques tanque, hasta los 12-18 euros para los oleoductos. En cambio, en una distancia media de 300 kilómetros el oleoducto sería el medio más eficiente, con precios entre los 6-9 euros por tonelada frente a los 12-16 euros que implicaría el uso de buques tanque. Todavía menos eficiente sería el transporte mediante camión cisterna, con costes de entre 20-24 euros por tonelada, y el transporte por ferrocarril, entre 20-30 euros.

En términos generales, analizando no sólo los costes, sino también la seguridad en las operaciones y el respeto por el medio ambiente, el oleoducto es claramente el medio de transporte más eficiente. Además de ser el más seguro, es el más respetuoso desde el punto de vista medioambiental, con un nivel de emisiones de CO₂ y de derrames muy inferior al resto. Por ello, es el más utilizado en la mayoría de los países, sobre todo en Estados Unidos, donde el 60% del transporte de productos petrolíferos se realiza por oleoductos. España está en la media de los países europeos, con una cuota cercana al 50%.

La red de oleoductos de productos petrolíferos a nivel mundial es de aproximadamente 350.000 kilómetros. Las dos terceras partes, más de 244.000 kilómetros, se encuentran en Estados Unidos, que históricamente ha sido pionero en el desarrollo de este tipo de redes. A gran distancia le sigue Rusia, con 13.600 kilómetros, e Irán, con casi 8.000. Nuestro país cuenta con una red de oleoductos que supera los 3.800 kilómetros, una longitud similar a la de otros países de nuestro entorno, como Alemania.

Tanto en España como en el resto de países de la Unión Europea y en Estados Unidos también se utilizan barcazas, camiones y tren para el transporte de productos petrolíferos, aunque su uso es cada vez menor, porque su nivel de emisiones es elevado en comparación con el oleoducto y el buque petrolero.

Actualmente existen diversas empresas en todo el mundo que realizan actividades relacionadas con la logística de productos petrolíferos y que operan en el mercado bajo diferentes formas jurídicas y modelos:

- En algunos países actúan operadores logísticos independientes. Son empresas de capital privado dedicadas a la logística en entornos competitivos, como es el caso de CLH en España o Enbridge, Magellan, TEPPCO y Colonial en Estados Unidos; o empresas participadas por gobiernos regionales, como las compañías alemanas TAL, MVL y RRP.
- Otras veces son las propias petroleras privadas las que también gestionan la parte logística del negocio, como ocurre con las grandes petroleras mundiales. Encontramos ejemplos de este modelo en la Unión Europea con compañías como Total, BP, Shell o Galp; en Estados Unidos, donde opera ExxonMobil, ConocoPhillips y Marathon; y Latinoamérica, con YPF y Petrobrás.
- Por último, también existen las llamadas NOCs (National Oil Companies), compañías nacionales con presencia en uno o varios eslabones de la cadena de valor del petróleo, que en su mayoría pertenecen a los países productores de petróleo, como Saudi Aramco en Oriente Medio y Pemex en México.

Atendiendo a los modelos de remuneración de la logística del petróleo, también podemos distinguir tres tipos diferentes, que varían de un país a otro. A veces, es un regulador independiente el que establece el precio, como ocurre en Estados Unidos, donde el Gobierno fija la tarifa. En otros casos, la remuneración la decide la propia empresa de logística tras negociar con sus clientes, como es el caso de CLH. En ocasiones, el precio del transporte no es transparente y lo fijan las propias compañías petrolíferas integradas, como ocurre con las "National Oil Companies" en

países como Arabia Saudí, Qatar o Kuwait. Este precio se incluye en el precio final del barril del petróleo o del producto petrolífero.

El crecimiento de la demanda de petróleo obliga a una mejora continua de las infraestructuras de logística y transporte para adaptarla a las nuevas necesidades. En la actualidad, se invierten unos 10.000 millones de dólares anuales en activos de logística, principalmente para construir nuevas redes de oleoductos. Las inversiones en logística, que suponen cerca del 5% de la inversión en el sector del petróleo, se destinan principalmente a unir puntos de producción y consumo que estén experimentando crecimientos y que requieran de nuevas redes de logística y transporte. El 70% de esta inversión se destina a la logística del crudo de petróleo y el 30% a la logística de productos petrolíferos.

Las inversiones de logística más altas se centran en las redes de oleoductos. Norteamérica reúne casi el 40% de estas inversiones, mientras que los países de la extinta Unión Soviética concentran el 30%. Es destacable que países emergentes, como India y China, ya representan más de un 10% de las inversiones respectivamente.

Entre los principales proyectos de logística en marcha, destaca el "Proyecto Keystone", que supone la construcción de un oleoducto de 3.500 kilómetros para transportar crudo de petróleo de Canadá a Estados Unidos, con una inversión de 5.200 millones de dólares. Las obras comenzaron en 2008 y está previsto que finalicen en 2012. También es destacable, debido a sus espectaculares magnitudes, el "Proyecto Transnet", por el que se está construyendo un oleoducto de 6.600

kilómetros para transportar crudo de petróleo desde Rusia hasta China, con un presupuesto de 11.500 millones de dólares y una fecha de finalización fijada en 2010. Además, otros países como India o Emiratos Árabes Unidos también se encuentran realizando importantes proyectos de ampliación para aumentar sus redes de oleoductos y garantizar la demanda futura.

La logística en España, el papel de CLH

A lo largo de sus más de 80 años de experiencia, el Grupo CLH ha logrado garantizar la estabilidad y seguridad de los suministros de productos petrolíferos en la Península e Islas Baleares. La compañía cuenta con un sistema logístico integrado que une las refinerías con las zonas de consumo a través de más de 3.800 kilómetros de oleoductos y 37 instalaciones de almacenamiento. Asimismo, adelantándose a las necesidades futuras de los ope-

radores, este modelo está preparado también para gestionar biocarburantes y mezclarlos en los puntos de carga.

Además de las infraestructuras de CLH, también existen otras instalaciones de almacenamiento en España, algunas de ellas conectadas a la red de oleoductos, ya que el sector del petróleo está liberalizado y CLH opera en régimen de competencia.

Cada día, el Grupo CLH atiende más de 4.000 pedidos de los distintos operadores petrolíferos y gestiona hasta ocho productos líquidos distintos, con diferentes características físicas, lo que hace indispensable contar con un sistema muy eficaz de medición y control de calidad. Los servicios de la compañía funcionan con un sistema de tipo "banking" que permite a los clientes depositar su combustible en una instalación de almacenamiento y recogerlo, de forma instantánea, en otra planta alejada de aquella, según sus necesidades.



CLH añade a su cuenta de productos la cantidad total entregada de combustible y, a medida que lo van retirando, la compañía se lo va descontando. De este modo, un operador puede entregar 30.000 m³ de producto en Barcelona y distribuir 10.000 m³ en Madrid, 10.000 m³ en Salamanca y otros 10.000 m³ en Sevilla.

La industria del petróleo es una de las más competitivas, siempre va buscando cómo optimizar, cómo reducir costes. Partiendo de esta premisa, el Grupo CLH ha perfeccionado sus procesos y ha logrado que el coste de sus servicios logísticos sea inferior al 1% del valor final de los productos petrolíferos. Actualmente, los precios medios de los servicios de CLH son de 0,6 céntimos de euro por litro para las gasolinas y de 0,7 céntimos de euro por litro para el gasoil.

Para conseguir este elevado nivel de eficiencia, y minimizar los costes logísticos, el Grupo CLH maneja todos los productos petrolíferos de forma indiferenciada. De este modo, el combustible de los distintos operadores es el mismo y responde a

unas especificaciones legales básicas que la compañía controla en todo momento para garantizar su calidad. El producto sólo se diferencia en el momento en que los camiones lo cargan en las instalaciones de almacenamiento, cuando de forma automática se le añade el aditivo específico de cada operador y cuya fórmula no conoce CLH.

Desde el punto de vista medioambiental, las operaciones de CLH también tienen un impacto positivo, ya que el transporte por oleoducto es el más limpio y el más comprometido con el medio ambiente. Si analizamos las emisiones de CO₂, el transporte por oleoducto es 3 veces más limpio que el transporte por Barcaza, 4 veces más limpio que el transporte por tren y 12 veces más limpio que el transporte por camión. Esto significa que la utilización de la red de oleoductos de CLH permite evitar la emisión a la atmósfera de 400.000 toneladas de CO₂ al año.

Otra característica importante de las actividades del Grupo CLH es su orientación al cliente. CLH, gracias a sus avanzados servicios de información, ofrece a los

clientes la posibilidad de conectarse a los sistemas informáticos de la compañía, lo que les permite conocer en tiempo real información sobre cantidades de producto disponible en cada instalación, stocks de aditivos de calidad o volúmenes de producto retirado, así como solicitar pedidos de productos de una manera rápida y sencilla. Cuatro minutos es el tiempo medio para que un pedido que sale del terminal de un cliente pase por los sistemas de la compañía, se hagan las oportunas verificaciones y entre en los sistemas de automatización de plantas, con el fin de permitir el acceso de los distribuidores a la instalación y la carga de los productos que correspondan.

Todo este conjunto de cifras y servicios hacen de CLH una de las mayores compañías privadas e independientes de logística de productos petrolíferos a nivel mundial, lo que permite que España disponga de uno de los sistemas logísticos más eficientes del mundo, que aporta importantes ventajas a todos los usuarios finales de los productos petrolíferos de nuestro país. ■

El declive de la producción de petróleo convencional

Mariano Marzo Carpio

Catedrático de Recursos Energéticos.

Facultad de Geología de la Universidad de Barcelona

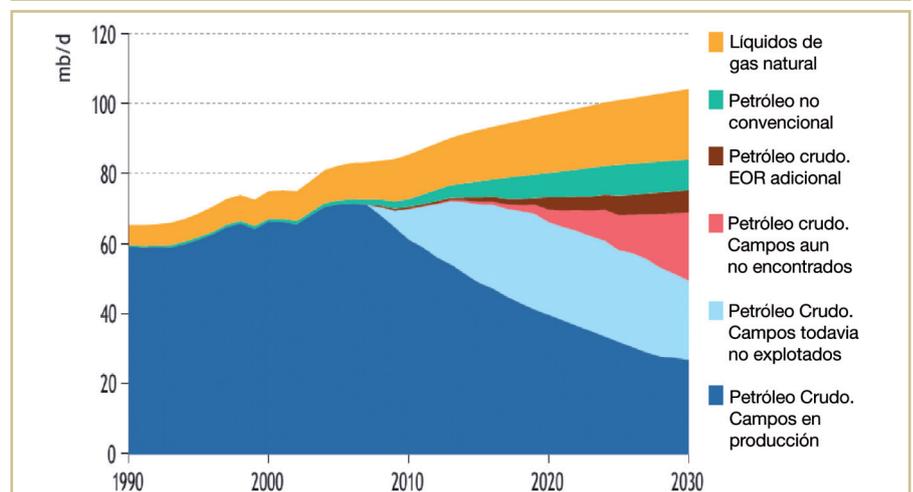
Una de las conclusiones más relevantes del World Energy Outlook 2008 (WEO 2008), publicado el pasado mes de Noviembre por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), es que la seguridad del suministro global de petróleo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. Según el WEO 2008, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación. Esta pérdida o declive productivo tiene lugar cuando el yacimiento alcanza su madurez, sobrepasando un punto a partir del cual ni el despliegue tecnológico ni el esfuerzo inversor pueden detener una disminución de la presión que se traduce en un descenso del caudal obtenido a boca de pozo.

Tal y como muestra la figura 1, la AIE espera que como consecuencia de dicho declive la producción global de crudo convencional procedente de los yacimientos actualmente en producción caiga de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir, una

caída de 43 Mbd (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifradas en

torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a seis años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

Figura 1: El futuro de la producción mundial de petróleo por fuentes en millones de barriles diarios. Escenario de Referencia. IEA, WEO, 2008.



El análisis campo a campo de la AIE

La AIE ha llegado a estas conclusiones tras estudiar la historia de la producción y otros datos técnicos de aproximadamente 800 de los mayores yacimientos petrolíferos del mundo. La base de datos analizada incluye todos los campos súper-gigantes (54 en total) y gran parte de los campos gigantes (263 sobre un total de 320) que actualmente se encuentran en producción. Asimismo, también se han estudiado la mitad (285) de los campos catalogados como grandes y alrededor de 200 campos asimilables a la categoría de pequeños¹. Aunque hoy en día existen cerca de 70.000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados por la AIE aportaron en 2007 más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo.

Es interesante subrayar que la mayoría de los campos descubiertos hasta la fecha en el mundo ya han sido puestos en producción. En porcentaje, este hecho resulta especialmente cierto para los campos de mayor tamaño, principalmente porque muchos de ellos fueron descubiertos hace varias décadas. De los 58 campos súper-gigantes hallados hasta la fecha, solo cuatro de ellos no han sido puestos en producción. Asimismo, de los aproximadamente 400 campos gigantes descubiertos tan solo 80 no están todavía en fase de producción. En total, se estima que el 79% de las reservas mundiales de petróleo convencional se localizan en campos que ya están siendo explotados. Por lo tanto, conocer las perspectivas de producción en dichos campos resulta fundamental para evaluar

la seguridad del suministro mundial de petróleo a corto y medio plazo.

Tamaño, edad y distribución geográfica de los campos en producción

Como se ha indicado con anterioridad, en la actualidad existen alrededor de 70.000 campos de petróleo en producción en todo el mundo. Sin embargo, la mayor parte del crudo proviene de un pequeño número de campos muy prolíficos, en su mayoría súper-gigantes y gigantes, localizados en Oriente Medio y Rusia. Así, en 2007, la producción de los diez mayores yacimientos mundiales ascendió a algo más de 14 millones de barriles diarios (Mbd), volumen que representó el 20% mundial, mientras que si consideramos los primeros veinte campos la producción fue de 19,2 Mbd, cifra equivalente a más del 25% global. Hoy en día, alrededor de 110 campos producen más de 100.000 barriles diarios cada uno y, en conjunto, estos 110 representan algo más del 50% mundial. El porcentaje restante proviene de un gran número de campos pequeños con una producción inferior a 100.000 barriles por día.

Esta claro que los suministros mundiales de petróleo son muy dependientes de un reducido número de súper-gigantes y gigantes que han venido siendo explotados durante décadas. Sin embargo, a pesar de ello, la producción de dichos campos ha crecido significativamente en los últimos dos decenios, tras reducirse drásticamente a finales de la década de los setenta y principios de los ochenta a causa de la política de la OPEP. De esta forma, la cuota de producción mundial proveniente de los campos súper-gigantes

y gigantes incluidos en la base de datos de la AIE pasó del 56% en 1985, al 60% en 2007. Sorprendentemente, algunos campos, que entraron en producción antes de la década de los setenta son los que hoy en día todavía aportan algo más de 24 Mbd en 2007, o el equivalente al 35% mundial. Sólo cinco campos súper gigantes o gigantes han empezado a producir en la actual década (Ourhoud en Argelia, Grane en Noruega, Girassol en Angola, Jubarte en Brasil y Xifeng en China). En 2007, estos cinco tan solo representaron algo más del 1% de la producción mundial.

Los grandes yacimientos petrolíferos están distribuidos de forma desigual en todo el mundo. Asimismo su cuota de participación en la producción global y el volumen promedio de sus reservas varía notablemente de una región a otra. Oriente Medio se caracteriza por un gran número de campos súper-gigantes y gigantes y el volumen promedio del total de las reservas de estos es el más alto de todas las regiones, situándose en torno a los 9.000 millones de barriles. Esta región contiene una cuarta parte de todos los campos súper-gigantes y gigantes del mundo. Asimismo, alrededor de las tres cuartas partes de ambos tipos de campos se localizan en tierra firme. La proporción de estos últimos es mayor en Oriente Medio, Asia y en la antigua Unión Soviética. Por el contrario, en Europa, todos los grandes campos se encuentran en alta mar.

Los campos súper-gigantes y gigantes representan la mayor parte de la producción en Oriente Medio, Rusia, la región del Caspio y en América Latina. Su porcentaje es más bajo en Asia, Europa y la

¹ Los campos súper-gigantes son aquellos con reservas iniciales probadas y probables (o 2P) mayores de 5.000 millones de barriles, mientras que en los gigantes, grandes y pequeños, las citadas reservas oscilan entre 500-5000, 100-500 y 50-100 millones de barriles, respectivamente.

región del Pacífico. Por otra parte, aunque América del Norte contabiliza alrededor de una cuarta parte del petróleo extraído en el mundo hasta la fecha, así como el 13% de la producción actual, la región contiene poco más de cincuenta campos súper-gigantes y gigantes.

De entre el conjunto de todos campos actualmente en producción, el factor de agotamiento —definido como el porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables que ya ha sido producido— es ligeramente superior para los campos súper-gigantes y gigantes. En todo el mundo, dichos campos presentan un factor de agotamiento promedio del 48%, en comparación con un 47% para el resto de campos grandes y pequeños. Los factores de agotamiento son más altos en América del Norte, donde la mayoría de los campos han sido explotados durante décadas, y en Europa, donde predomina la producción de campos pequeños. El factor de agotamiento más bajo se da en Oriente Medio.

El perfil de la producción de un campo

La historia de la producción de cada campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y la gestión de la producción seguida. Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por tres etapas:

- 1) una inicial de crecimiento, que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos,
- 2) un período de estancamiento de la producción en la que ésta adopta por lo general un perfil plano (o de meseta) resultado del balance que se establece

entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos, y

- 3) una fase final de declive, durante la cual la producción cae poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén.

En teoría, estas tres etapas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior. Sin embargo, en la práctica, los campos de petróleo rara vez muestran una curva o trayectoria de producción regular y predecible. Diversas consideraciones comerciales y políticas suelen afectar la forma en que se desarrolla un campo. Asimismo, por razones geológicas y técnicas, las rocas almacén se comportan de manera muy diversa durante las diferentes fases de la vida de un campo.

Tasas de declive observadas

Aunque cada etapa de la vida de un campo de petróleo es importante, la tasa a la que disminuye la producción una vez que se ha superado la producción máxima (o cenit de la producción) constituye un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta en producción de nuevos campos o el desarrollo más intensivo de los existentes.

Sobre la base de un análisis exhaustivo de los datos de producción de 580 de los campos más grandes del mundo que ya han pasado su cenit de producción, la AIE concluye que la tasa de declive observada —o tasa anual acumulada de disminución de la producción entre dos años consecutivos— es del 5,1%. Este valor representa un promedio para el conjunto de todos los campos estudiados. Las tasas más bajas

corresponden a los campos súper-gigantes que promedian un 3,4%, frente al 6,5% de los campos gigantes y el 10,4% de los campos grandes. Las tasas de declive observadas varían notablemente según la región. Las más bajas se dan en Oriente Medio y las mayores en el Mar del Norte (figura 2). Esto refleja, en gran medida, las diferencias en el tamaño medio de los campos y su localización en tierra firme o en el mar (en general, los últimos muestran una tasa de declive mayor)

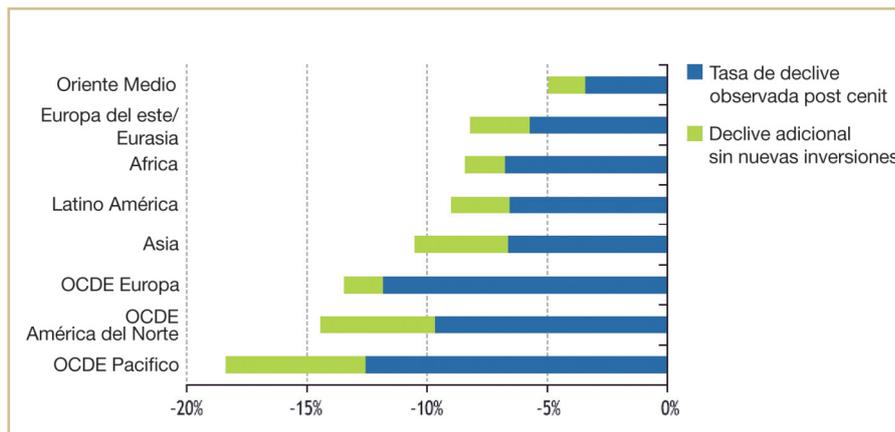
A propósito del significado estadístico de las tasas de declive observadas, es importante destacar que el tamaño medio de los campos analizados en el estudio de la AIE es significativamente mayor que el de la inmensa mayoría de los campos actualmente en producción en el mundo, ya que la base de datos de la AIE incluye todos los súper-gigantes y la mayoría de los campos gigantes. En 2007, los 580 campos estudiados para deducir la tasa de declive post-cenit produjeron 40,5 millones de barriles diarios, cifra que equivale al 58% de la producción mundial, pese a que todos estos campos representan menos del 1% de los 70.000 campos actualmente en producción en el mundo. La tasa de declive de los campos no incluidos en la base de datos, podría ser, en promedio, al menos tan alta como la observada para los campos grandes estudiados. En realidad, probablemente debe ser algo más alta, dado que existe una clara correlación inversa entre el tamaño de los campos y la tasa de declive observada. Asumiendo que los campos no incluidos en la base de datos tuvieran una tasa de declive promedio igual a la de los campos catalogados como grandes, es decir del 10,4%, resultaría que la tasa mundial promedio de declive post-cenit observada sería del 6,7% (un porcentaje que incluso debe ser considerado opti-

mista si tenemos en cuenta que los campos pequeños acostumbran a mostrar una tasa de declive aún mayor que los incluidos en la categoría de grandes).

Tasas de declive natural

La AIE define como tasa de declive natural (o tasa de declive subyacente) aquella correspondiente a la caída de la producción anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa de inversiones en tecnología adecuado. El WEO 2008 calcula que la tasa anual promedio de declive natural post-cenit para todo el mundo se sitúa en torno al 9% (con la distribución por regiones mostrada en la figura 2). El porcentaje citado es un 2,3% más alto que la tasa de declive observada, lo que significa que si no se hubiera invertido en los campos actualmente en explotación que han pasado su cenit, la caída de la producción hubiera sido aproximadamente un 30% más

Figura 2: Tasas medias anuales de declive post-cenit, naturales y observadas, por regiones. IEA, WEO 2008.



rápida. El mensaje es claro: cualquier retraso en las inversiones tendrá consecuencias nefastas para la seguridad de suministro global. Y más si tenemos en cuenta que las proyecciones del WEO 2008 asumen que en 2030 la tasa mundial promedio de declive natural post-cenit habrá experimentado un incre-

mento de un punto porcentual, situándose en torno al 10%. Ello obedece a que todas las regiones experimentarán una caída en el tamaño medio de los campos en producción, al mismo tiempo que en la mayoría de ellas se asistirá a un desplazamiento de la actividad desde tierra hacia aguas marinas. ■

El Tercer Paquete y los nuevos organismos europeos: ENTSO-E y ACER

Luis Villafruela Arranz

Director Regulación de Red Eléctrica de España

Desde finales del año 2007, la atención de los agentes del sector eléctrico de toda Europa ha estado centrada en el proceso de elaboración de lo que se ha dado en denominar el Tercer Paquete de Medidas Legislativas sobre el Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea. Este conjunto de medidas legislativas supone una revisión en profundidad del entorno regulatorio europeo de los sectores del gas y la electricidad y en concreto de sus actuales Directivas y Reglamentos sobre condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo. Las modificaciones de la Directiva sobre electricidad implican nuevos requisitos de separación de actividades, en especial en el caso del transporte y la operación del sistema, siendo el modelo TSO –entendido como aquel en el que el propietario de la red de transporte es el encargado de la operación del sistema– la opción preferente adoptada para garantizar la independencia de dichas actividades. La nueva Directiva también reforzará la independencia de los reguladores nacionales y ampliará las medidas de protección a los consumidores. En cuanto a las modificaciones al Reglamento de Electricidad, su principal novedad radica en la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (en inglés, ENTSOE) como nueva entidad de cooperación de los TSO a nivel comunitario. Por último, en este proceso de revisión regulatoria también se ha considerado necesario fomentar la cooperación de los reguladores nacionales entre sí y facilitar la toma de decisiones sobre cuestiones transfronterizas de importancia, lo que ha dado lugar al desarrollo de un nuevo reglamento que permite crear la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

El proceso de elaboración del tercer paquete y su situación actual

Con el objetivo de aumentar la competencia, garantizar una regulación eficaz y alentar las inversiones en beneficio de los consumidores, el Consejo Europeo de Primavera de 2007 llegó al acuerdo de que debían adoptarse medidas para lograr los siguientes objetivos¹: una separación más efectiva de actividades (unbundling); una mayor armoniza-

ción de los poderes de los reguladores nacionales energéticos, así como un fortalecimiento de su independencia; una mejor protección de los consumidores finales; creación de un nuevo mecanismo comunitario para que los operadores de sistema mejoren la coordinación del funcionamiento de las redes y su seguridad; y creación de un mecanismo independiente para que los reguladores nacionales cooperen entre sí y tomen decisiones sobre cuestiones transfronterizas de importancia.

En lo que respecta al sector eléctrico, los requisitos del Consejo Europeo fueron recogidos por la Comisión en forma de propuestas de modificaciones a la Directiva Eléctrica –Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad– y al Reglamento Eléctrico –Reglamento (CE) n° 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Adicionalmente, la Comisión propuso la creación de una Agencia para la Cooperación de los

¹ Consejo Europeo de Bruselas, 8 y 9 de marzo de 2007, Conclusiones de la presidencia; 7224/1/07, REV 1, CONCL 1.

Reguladores de la Energía, a través de un nuevo reglamento, común para los sectores de electricidad y gas, en el que se definía el proceso de creación, funciones y estructura de dicha entidad.

Estas propuestas de la Comisión, junto con otras análogas para el sector del gas, recibieron el nombre de Third Legislative Package for an internal EU gas and electricity market (en adelante, Tercer Paquete). El Tercer Paquete fue remitido por la Comisión en septiembre de 2007 al Parlamento Europeo y al Consejo.

Si bien las posiciones del Parlamento y del Consejo sobre el Tercer Paquete presentaban inicialmente marcadas diferencias, las conversaciones informales mantenidas entre representantes de ambas instituciones y de la Comisión a finales de marzo de 2009 derivaron en un acuerdo de compromiso sobre un texto final que, dentro del procedimiento de codecisión, fue aprobado por el Parlamento en segunda lectura el pasado 22 de abril², esperándose que en los próximos meses el Consejo apruebe estos textos ya refrendados por el Parlamento.

La nueva Directiva Eléctrica

Los principales cambios acordados por el Parlamento y el Consejo que se han introducido en la nueva redacción de la Directiva se refieren a tres aspectos fundamentales: los nuevos requisitos de separación de actividades (unbundling), el fortalecimiento de la independencia de los reguladores energéticos nacionales y

el aumento de la protección a los consumidores finales. A continuación se revisan cada uno de ellos.

Nuevos requisitos de separación de actividades

La cuestión de cuál debe ser el modelo de estructura empresarial de las actividades de transporte y de operación del sistema en relación con el resto de segmentos de la cadena de valor del negocio eléctrico ha sido una de las cuestiones que más debate ha suscitado a lo largo de todo el proceso de discusión del Tercer Paquete.

Ya con anterioridad a la presentación del mismo, los informes que anualmente publica la Comisión sobre el grado de avance del Mercado Interior de la Energía venían reflejando de forma reiterada que la insuficiente separación efectiva de las actividades de red constituía un obstáculo real a la competencia. Por ejemplo, en su informe de 2006³, la Comisión consideraba que las vigentes exigencias de separación contable, funcional y legal permitían la existencia de tres riesgos fundamentales: riesgo de que el gestor de la red de transporte facilite información comercial sensible a áreas de negocio pertenecientes a la empresa verticalmente integrada a la que pertenezca; riesgo de que las empresas verticalmente integradas que sean propietarias de las redes dificulten la entrada de agentes competidores; y riesgo de que las decisiones de inversión en red de las compañías integradas verticalmente estén sesgadas según las necesidades de sus filiales.

Por su parte, el "Sector Inquiry" presentado por la Comisión en enero de 2007⁴, cuyo objetivo era evaluar las condiciones de competencia y establecer las causas del mal funcionamiento del Mercado Interior de la Energía, también señaló que del proceso de consulta realizado se derivaba la necesidad de lograr una "separación efectiva" de las actividades de red y las de suministro y producción.

Con estos antecedentes, en las Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Primavera de 2007 se reconoció la necesidad de tomar medidas para lograr una separación efectiva de actividades que permita garantizar el libre acceso a la red de transporte y la independencia en las decisiones de inversión en este tipo de infraestructuras. Consecuencia de ello, la nueva redacción de la Directiva incide en la separación efectiva de actividades y establece que⁵, a partir de la fecha de su transposición, los Estados Miembros garantizarán que la empresa propietaria de la red de transporte (Transmission system owner), actuará como gestor de la red de transporte (System Operator), asegurando en todo momento la independencia de esta empresa respecto de cualquier otra persona física o jurídica que realice actividades de producción o suministro.

A pesar de lo anterior, la Directiva admite⁶, solo para aquellas Estados miembros que a la entrada en vigor de la Directiva tengan empresas integradas verticalmente, que además del modelo

² Parlamento Europeo, Textos aprobados en la sesión del 22 de abril de 2009, P6_TA-PROV(2009)04-22, PE 425.401 [Textos P6_TA-PROV(2009)0241 a P6_TA-PROV(2009)0245]. A lo largo del artículo, las referencias a epígrafes corresponden a estos textos.

³ 2006 Report, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament - Prospects for the internal gas and electricity market, /*COM/2006/0841 final */

⁴ Communication from the Commission, Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report); Brussels, 10.1.2007, COM(2006) 851 final.

⁵ Artículo 9.1 de la propuesta de modificación de la Directiva 2003/54/CE

⁶ Artículo 9.8 de la propuesta de modificación de la Directiva 2003/54/CE

TSO se pueda optar por otros dos modelos, que permiten a estas empresas retener la propiedad de los activos de transporte. Estas otras opciones de separación contempladas en la directiva son:

- El modelo ISO, según el cual existe un Operador del Sistema Independiente (Independent System Operator, ISO), cuya independencia viene dada por la separación de propiedad entre las empresas verticalmente integradas –que mantienen la propiedad de los activos de transporte– y el propio operador del sistema, que es el responsable de la planificación de las redes y de la gestión del acceso de terceros a las mismas; o bien,
- El modelo ITO, según el cual existe un Operador del Transporte Independiente (Independent Transmission Operator, ITO) que es parte de un grupo empresarial con participación en los distintos segmentos de la cadena de valor del negocio eléctrico. En este modelo las empresas mantienen la propiedad, no solo de los activos de transporte, sino también la del operador del sistema, por lo que la independencia del ITO se logra a través del cumplimiento de una serie de requisitos y condiciones entre éste y el resto de las empresas del grupo verticalmente integrado (“murallas chinas”).

Obviamente estos modelos, que pueden ser considerados como “second best” y en los que se mantiene la propiedad de la red de transporte en manos de empresas integradas verticalmente –también la propiedad del Operador del Sistema en el caso del ITO–, obligan a la implantación de “normas específicas complementarias”, requiriéndose además

de unos “amplios mecanismos de control” por parte del regulador para garantizar la efectividad de los mismos en relación a su independencia, tal y como reconoce la nueva Directiva.

Por otra parte, la posibilidad de adoptar los modelos ISO o ITO corresponde exclusivamente a los Estados Miembros y no a las empresas, y está sujeta a una condición básica, que es que sólo los Estados Miembros en los que, a la fecha de entrada en vigor de la Directiva, la red de transporte pertenezca a una empresa verticalmente integrada tendrán la posibilidad de elegir entre el modelo TSO, o bien cualquiera de los modelos ISO o ITO.

De esta forma la nueva Directiva establece una prevalencia clara del modelo de separación de propiedad o modelo TSO frente a los otros dos modelos, implantando con carácter general la obligación de adoptar el modelo TSO –cualquiera que sea la estructura sectorial actual– y permitiendo, con carácter opcional y secundario, los modelos ISO e ITO únicamente a aquellos países en los que la red de transporte pertenezca actualmente a una empresa verticalmente integrada. En cualquier otro caso, la única opción de los Estados Miembros será adoptar el modelo TSO.

Además, la preferencia de la UE por el modelo TSO parece clara en la propia Directiva al prohibir ésta a las empresas la capacidad de adopción de los modelos ISO e ITO en aquellos sistemas en los que los Estados Miembros hayan optado por el modelo TSO y al mismo tiempo prohibir explícitamente que pueda impedirse a las empresas integradas verticalmente tomar medidas para adoptar el modelo TSO.

Es decir, una vez que un Estado Miembro opta por el modelo TSO, las empresas no tienen capacidad de propuesta para la implantación de los modelos ISO o ITO. Sin embargo, en el caso de que el Estado Miembro no optase por el modelo TSO, las empresas sí podrían tomar medidas encaminadas al modelo TSO, que se configura de alguna forma como el modelo preferido al que se debe de ir pero del que no se puede retornar.

Refuerzo de la independencia de los reguladores energéticos nacionales

Si bien la Directiva 2003/54 establecía la obligación de los Estados Miembros de crear reguladores nacionales independientes en el sector energético, el texto no especificaba cómo garantizar dicha independencia. Este vacío ha dado lugar a diferentes modelos de reguladores en Europa, con diferentes funciones y atribuciones, y en muchos casos con un bajo grado de independencia respecto a los Estados. Por ello, el Consejo Europeo de Primavera de 2007 estableció como prioridad la armonización de los poderes de los reguladores energéticos nacionales y el refuerzo de su independencia.

En consecuencia, la nueva redacción de la Directiva establece la obligación de los Estados Miembros de garantizar la independencia del regulador; y fija el requisito de separación jurídica y funcional entre éste y cualquier otra entidad pública o privada. Adicionalmente, se da un mayor alcance a las actividades de los reguladores nacionales, si bien se mantiene su carácter consultivo o de supervisión.

En cuanto a los asuntos transfronterizos, la nueva Directiva impone a los reguladores nacionales y a los Estados Miembros

la obligación de cooperar a nivel regional para integrar sus mercados nacionales en uno o más mercados regionales. Además, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía que se crea con el nuevo Reglamento incluido en el Tercer Paquete cooperará con los reguladores nacionales y con los operadores de sistema para asegurar la compatibilidad de los marcos regulatorios de las distintas regiones.

Ampliación de las obligaciones de servicio público y la protección a los consumidores

La apertura del mercado minorista de electricidad ha sido otro de los puntos abordados en el Tercer Paquete. Los informes elaborados por la Comisión sobre el progreso del Mercado Interior de la Energía habían constatado que el cambio de suministrador por parte de los clientes seguía siendo limitado en la mayor parte de los Estados miembros y que los casos de elección de un nuevo suministrador procedente de otro país resultaban prácticamente anecdóticos. A pesar de que la vigente Directiva establecía que todos los consumidores debían tener libertad para elegir su propio suministrador a partir del 1 de julio de 2007, en la práctica no se han implantado los mecanismos legales necesarios para asegurar este derecho de los consumidores, por lo que los beneficios del Mercado Interior de la Energía no llegan a todos los ciudadanos. Por otro lado, la Comisión también había llamado la atención sobre la falta de información relativa a las obligaciones de servicio público, especialmente en lo que se refiere a las tarifas reguladas, y sobre la insuficiente información sobre el consumo de electricidad y sus costes, lo cual impide la participación activa de la demanda en la reducción de las

emisiones de CO₂ y en el aumento de la eficiencia energética.

Con estas premisas, el Consejo Europeo de Primavera de 2007 abogó por una mejora de la protección a los consumidores finales, cuestión que, junto con la ampliación de las obligaciones de servicio público y ciertas medidas de aumento de la información a los consumidores finales, ha sido recogida en los textos acordados dentro del Tercer Paquete.

Conforme a dichos textos, la futura Directiva de Electricidad mantiene la potestad de los Estados Miembros para imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público. Estas obligaciones podrán referirse, tal y como establecía la anterior Directiva, a la seguridad, regularidad, calidad y precio del suministro y protección del medio ambiente y del clima, añadiéndose ahora la posibilidad de establecer obligaciones de servicio público en relación con la energía procedente de fuentes renovables. Todo ello en línea con los compromisos de la UE en materia de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático, materializados en los objetivos vinculantes impuestos en el nuevo "Green Package". En este paquete legislativo aprobado el pasado mes de abril se establecen tres objetivos para el año 2020: que el 20% del consumo de energía provenga de fuentes renovables; que se logre un ahorro energético del 20% respecto a las proyecciones para ese año; y que se reduzcan las emisiones de CO₂ en un 20% respecto a los niveles de 1990.

En lo que respecta a las medidas de protección al consumidor, el nuevo texto de la Directiva amplía las disposiciones en esta materia, no sólo en lo relacionado con el cambio de suministrador, sino también en

áreas como la protección a consumidores vulnerables o la participación activa de la demanda en el mercado de electricidad.

Las nuevas disposiciones sobre el cambio de suministrador pretenden agilizar y facilitar este derecho de los consumidores, de tal forma que la posibilidad de cambio sea real y efectiva. Por ejemplo, se fija un límite de tres semanas para que un cliente, respetando las condiciones contractuales, cambie de comercializador. Además, los consumidores tendrán derecho a recibir la liquidación de sus facturas una vez hayan cambiado de suministrador en menos de 6 semanas, y deberá crearse un "defensor del pueblo para la energía" o un "órgano de los consumidores" en cada país, cuya función será tramitar las reclamaciones y la solución extrajudicial de conflictos.

Por otro lado, la Directiva incluye nuevas disposiciones dirigidas a garantizar el suministro a los "clientes vulnerables", cuya definición correrá a cargo de cada Estado Miembro. Para asegurar el suministro a estos clientes —o bien para apoyar medidas de eficiencia energética— cada país podrá adoptar medidas en el marco de las prestaciones a la Seguridad Social, o incluso llevar a cabo planes nacionales de acción en materia de energía. El objetivo es atajar la pobreza energética donde se haya constatado, sin que ello impida la apertura efectiva del mercado.

Por último, con el objetivo de permitir la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad se establece la obligación de utilizar contadores inteligentes cuando la evaluación económica del uso de tales dispositivos resulte positiva. En tales casos, al menos un 80 % de los consumidores deberán tener instalados dichos contadores en 2020.

Creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (ENTSO-E)

La nueva redacción del Reglamento Eléctrico mantiene los principios del Reglamento 1228/2003. La principal modificación introducida está relacionada con la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (en inglés, European Network of transmission system operators for electricity, ENTSO-E), como nueva entidad de cooperación de los TSO a nivel comunitario, cuya finalidad es asegurar una gestión óptima de la red de transporte de electricidad y permitir el comercio y el suministro de electricidad a través de las fronteras comunitarias. La creación de ENTSO-E debe permitir garantizar la seguridad de suministro mediante la gestión óptima de la red europea de transporte de electricidad, el funcionamiento coordinado de los sistemas y la evolución técnica adecuada, así como desarrollar el Mercado Interno de Energía y el comercio transfronterizo.

En la actualidad ya se han producido importantes avances en el cumplimiento del mandato de este Reglamento, que recordemos no está publicado, en lo que se refiere a la constitución de la nueva sociedad. Así, el 27 de junio de 2008 los TSO firmaron la declaración de intenciones para el lanzamiento de ENTSO-E, documento con el que, de forma voluntaria, se decidió la creación de la nueva asociación. Posteriormente, el 19 de diciembre de 2008, se procedió a la constitución de ENTSO-E, integrándose en ella todos los TSO que pertenecían a alguna de las asociaciones previamente existentes⁷. Esa fecha supone el arranque de un proceso

que finalizará en junio de 2009 con el desmantelamiento de las antiguas asociaciones y el traspaso de sus responsabilidades y actividades a ENTSO-E.

Tareas de ENTSO-E

La principal actividad de ENTSO-E es la coordinación del desarrollo de un sistema de transporte europeo de electricidad económico, seguro y ambientalmente sostenible. El nuevo Reglamento establece que ENTSO-E debe adoptar herramientas de explotación de la red comunes que garanticen su coordinación, tanto en condiciones de normalidad como en situaciones de emergencia. En este sentido se pone énfasis sobre todo en lo referente a las inversiones transfronterizas y en la garantía de los requisitos de seguridad y calidad de suministro en Europa. A su vez, y dado que los objetivos europeos de reducción de emisiones están íntimamente relacionados con el incremento del uso de energías renovables, ENTSO-E debe jugar un papel crucial para la integración segura de estas fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico europeo.

A fin de fomentar la labor de coordinación y cooperación técnica entre los TSO, el Reglamento obliga a ENTSO-E a desarrollar un programa anual de trabajo que incluirá la descripción de los códigos de red que deben elaborarse, el plan de coordinación de la explotación de la red, y las actividades de I+D a realizar en el año.

Entre las actividades que ENTSO-E tiene encomendadas en el nuevo Reglamento figuran⁸:

- Desarrollar códigos técnicos para la operación coordinada de los sistemas

a fin de mantener la fiabilidad de los mismos y el uso de los recursos existentes de forma eficiente.

- Desarrollar códigos de red relativos al mercado que aseguren el acceso no discriminatorio a la red y faciliten una integración del mercado europeo de la electricidad consistente.
- Vigilar la correcta implementación de estos códigos.
- Vigilar el desarrollo de la red. Tendrá que adoptar un plan anual de desarrollo de la red no vinculante a diez años con perspectiva europea.
- Promover actividades I+D relevantes para la industria de los TSO.
- Promover la aceptabilidad pública de las infraestructuras de transporte de electricidad.
- Tomar posiciones en aquellos asuntos que puedan tener un impacto en el desarrollo y la operación del sistema de transporte o el desarrollo del mercado.
- Aumentar la comunicación y consulta a los agentes, así como la transparencia de operaciones de los TSOs.

Cabe señalar que el nuevo Reglamento pone especial énfasis en la promoción del desarrollo de códigos de red comunes y en los planes de desarrollo de la red, los cuales deben ser desarrollados con todo detalle, para posteriormente ser remitidos a la nueva Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), quien será responsable del seguimiento y evaluación de los mismos.

⁷ ETSO (European Transmission System Operators), UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), Nordel (Organisation for the Nordic Transmission System Operators), UKTSOA (United Kingdom Transmission System Operators), BALTSO (Estonian, Latvian and Lithuanian Transmission System Cooperation Organization) y ATSOI (Association of Transmission System Operators in Ireland).

⁸ Artículo 3 de la Asociación

Finalmente, y dado que los Miembros de la Asociación pueden entrar en acuerdos multilaterales para formalizar y aumentar su cooperación en áreas específicas, la Asociación puede actuar como un facilitador en el establecimiento de tales acuerdos y en el arbitraje de su implementación.

Organización de ENTSO-E

ENTSO-E está formada por 42 TSO pertenecientes a 34 países y está dirigida por una Asamblea, en la que están representados los TSO y por un Consejo, compuesto por 12 miembros elegidos por la Asamblea. Por su parte, existe una Secretaría Técnica responsable del trabajo administrativo de la asociación.

Funcionalmente las áreas de trabajo de ENTSO-E se organizan en tres Comités:

- Comité de Desarrollo del Sistema, cuyo principal objetivo es contribuir a la adecuación del sistema de transporte y a la seguridad en la planificación de la red preparando, en cumplimiento del nuevo Reglamento, un plan anual de desarrollo de la red para 10 años, incluyendo una visión de la adecuación de la generación. Los objetivos del comité están enfocados a garantizar la planificación de una red europea apropiada para el buen funcionamiento del mercado de la electricidad.
- Comité de Operación del Sistema, que debe contribuir a asegurar y mantener un alto nivel de calidad en la operación, fiabilidad y seguridad en el sistema de redes europeas creando reglas técnicas y estándares relativos a la operación del sistema.
- Comité de Mercados, cuya misión es facilitar el buen funcionamiento del

mercado Europeo contribuyendo al diseño del mercado y la creación de reglas desde el punto de vista del TSO. A su vez asume la responsabilidad sobre los mecanismos de cobertura de mercado a largo plazo, los mercados de balance, los servicios del sistema, la solución de congestiones en las fronteras, la compensación por tránsitos entre TSO ó la integración de las energías renovables en el sistema.

La organización se completa con un Grupo Legal y Regulatorio que tiene un carácter general y da apoyo a todos los demás.

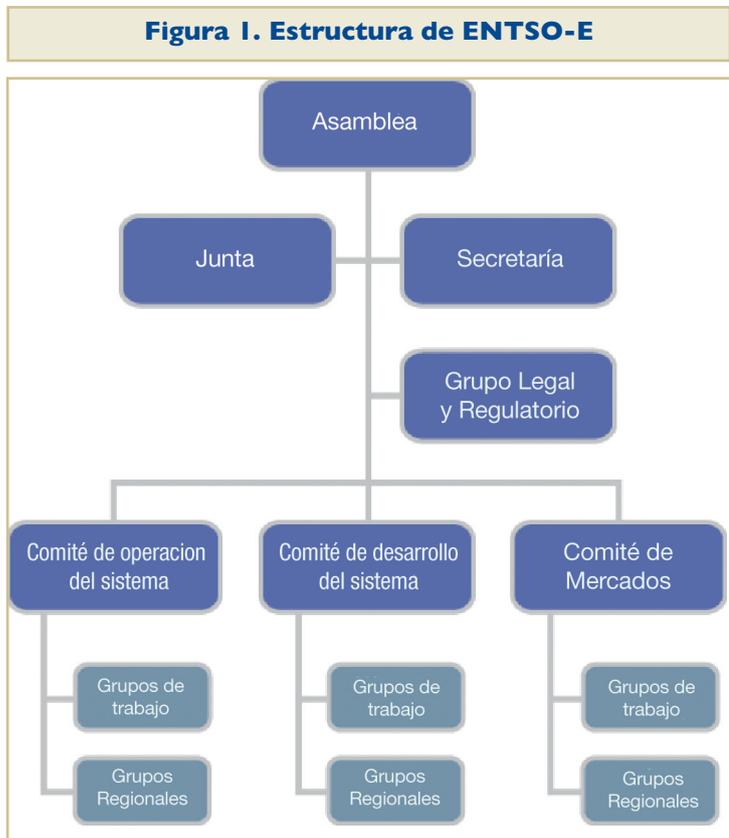
La labor de cada Comité consiste en la cooperación profesional entre los TSO en el área específica de responsabilidad bajo la coordinación de un Presidente que es

designado por la Asamblea General de la asociación. En los Comités cada TSO tiene el derecho de designar a un representante.

La nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER)

Como se ha visto, la existencia de una entidad independiente que fomentase la cooperación de los reguladores nacionales entre sí y facilitase la toma de decisiones sobre cuestiones transfronterizas de importancia fue otro de los requisitos del Consejo Europeo de primavera de 2007.

La cooperación entre reguladores nacionales ya había sido objeto de atención por parte de la Comisión, que había creado en 2003 el European Regulators



Group for Electricity and Gas (ERGEG). El objetivo de la creación de esta entidad, compuesta por representantes de cada uno de los reguladores energéticos nacionales de la Unión Europea era facilitar la consulta, coordinación y cooperación no sólo entre los propios reguladores energéticos de ámbito nacional, sino entre éstos y la Comisión. Sin embargo, a pesar de que las actividades de ERGEG como entidad de apoyo a la Comisión habían supuesto una contribución positiva al desarrollo del Mercado Interior de la Energía, los resultados reales obtenidos habían sido insuficientes según la propia Comisión, y era por tanto necesario adoptar un enfoque diferente.

En consecuencia, las peticiones del Consejo Europeo de primavera de 2007 llevaron a la Comisión a proponer, dentro del Tercer Paquete, la creación de una nueva entidad completamente independiente de la propia Comisión, de nombre Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (en inglés, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), mediante un nuevo Reglamento.

Los textos finalmente acordados para dicho Reglamento modifican el papel y la

composición que se asignaban a dicha institución en la propuesta inicial de la Comisión.

ACER será un organismo comunitario con personalidad jurídica propia, cuyo objeto será asistir a los reguladores energéticos nacionales en el desarrollo de sus tareas a nivel comunitario, así como coordinar sus actuaciones cuando sea necesario.

El papel de ACER será fundamentalmente consultivo. Emitirá opiniones y recomendaciones que podrán ir dirigidas a operadores de sistema, reguladores nacionales, Parlamento Europeo, Consejo y Comisión. En particular, cabe destacar que ACER deberá opinar sobre los planes nacionales de desarrollo de la red a diez años, a fin de evaluar su coherencia con el plan comunitario no vinculante de desarrollo de la red para el mismo horizonte temporal. Asimismo, la Agencia deberá emitir directrices no vinculantes sobre los procedimientos de operación que elaborará ENTSO-E y aprobará la Comisión.

En las cuestiones regulatorias de ámbito transfronterizo –por ejemplo, la conce-

sión a las interconexiones internacionales del tipo merchant line de exenciones a la normativa general de acceso de terceros a la red y de destino de las rentas de congestión– ACER sí podrá tomar decisiones, aunque sólo en aquellos casos en los que los reguladores nacionales no hayan alcanzado un acuerdo en un periodo de seis meses, o bien éstos soliciten conjuntamente la intervención de la Agencia.

ACER tendrá una estructura permanente que estará compuesta por un Director, un Consejo de Administración, un Consejo de Reguladores y una Sala de Recurso.

El Consejo de Administración estará compuesto por 9 miembros –dos nombrados por la Comisión, dos por el Parlamento Europeo y cinco por el Consejo–, y será el órgano encargado de nombrar oficialmente al Director y a los miembros del Consejo de Reguladores y de la Sala de Recurso.

El Director de ACER deberá actuar conforme a los acuerdos del Consejo de Reguladores, el cual está formado por un representante de cada regulador nacional, más un representante de la Comisión sin derecho a voto.

Conclusiones

La aprobación definitiva del Tercer Paquete de Medidas Legislativas sobre el Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea modificará sustancialmente el marco regulatorio del sector eléctrico a nivel comunitario.

En primer lugar, los nuevos requisitos de separación de actividades reforzarán la independencia de la red de transporte y de la operación del sistema, ya que según la nueva Directiva el modelo TSO, según el cual la empresa propietaria de la red de transporte es el Operador del Sistema, resultará de obligado cumplimiento en aquellos países como España en los que dicho modelo sea el vigente en la actualidad. Sólo aquellos Estados Miembros en los que la red de transporte pertenezca actualmente a una empresa verticalmente integrada podrán elegir entre tres modelos: el TSO, el ISO y el ITO.

En lo que respecta a los reguladores energéticos nacionales, la nueva normativa reforzará su independencia y ampliará sus funciones. Además, a través de la nueva Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) se facilitará la coordinación de sus actuaciones a nivel comunitario.

Por su parte, las nuevas medidas de protección a los consumidores y la ampliación de las obligaciones de servicio público facilitarán el cambio de suministrador, garantizarán la salvaguarda de los derechos de los consumidores más vulnerables, y fomentarán la participación activa de la demanda, la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables en línea con los compromisos de la UE en materia de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático, materializados en los objetivos vinculantes impuestos en el nuevo "Green Package".

Finalmente, debe destacarse el esfuerzo de coordinación que han llevado a cabo los TSO europeos al adelantarse a la aprobación del Tercer Paquete con la creación en diciembre de 2008 de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). Esta organización aprovechará el largo camino ya recorrido por los TSO europeos, ya que coordinará y agrupará las actividades que venían realizando las distintas asociaciones de TSO existentes, las cuales serán desmanteladas próximamente. ■

Estudio macroeconómico del impacto del Sector Eólico en España

Enrique Doheijo, Fernando Iwan

Deloitte

El estudio¹

No es fácil encontrar una actividad económica que haya tenido una evolución semejante a la de la industria eólica en España en los últimos quince años. El sector ha alcanzado un protagonismo económico evidente por el volumen de facturación de sus empresas, por su contribución a la creación de valor (aportación al Producto Interior Bruto-PIB) y al empleo, así como por el efecto de arrastre que esta actividad tiene con respecto al resto de sectores económicos.

Hoy en día, la energía eólica juega un papel principal en el sector eléctrico español: en 2007, de acuerdo con la información que facilita Red Eléctrica de España, el 9,1% de la electricidad generada fue de origen eólico, siendo la cuarta tecnología en cuanto a generación. En los primeros 9 meses del año 2008 este valor ha alcanzado el 11%.

El elevado desarrollo tecnológico y económico alcanzado por las empresas españolas del sector les ha permitido alcanzar niveles importantes de exportación de bienes y servicios, e incluso el establecimiento de empresas filiales en los principales mercados. Igualmente, atraídos por la actividad de la industria, importantes empresas de otros países (como EE.UU. o China) se han instalado en España para desarrollar negocios y actividad productiva, lo cual contribuye al crecimiento económico y supone un impulso para el avance tecnológico.

Adicionalmente, la industria eólica está contribuyendo de forma muy relevante al desarrollo sostenible del país, al estar sus características alineadas con las principales directrices de política energética y medioambiental: reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de otros gases contaminantes, aumento de la penetración de las energías renovables y reducción de

la dependencia energética, al evitar la importación de combustibles fósiles.

Relevancia del sector a nivel mundial

La importancia del sector eólico en el mundo se manifiesta en el rápido crecimiento que ha tenido la potencia instalada, superior a 94.000 MW en 2007 y con una media de crecimiento anual cercana al 30% durante los últimos 10 años. De continuar esta tendencia, y de acuerdo a las previsiones realizadas, en 2010 la potencia acumulada a nivel mundial alcanzaría los 170.000 MW.

Destaca el protagonismo que tiene nuestro país en esta industria. Con una capacidad de generación de 15.145 MW, España era, a finales de 2007, el tercer país en potencia instalada, únicamente superado por Alemania y Estados Unidos, que cuentan con más de 22.000 MW y 16.000 MW instalados, respectivamente.

¹ Deloitte ha colaborado con la Asociación Empresarial Eólica en la elaboración del "Estudio macroeconómico del impacto del Sector Eólico en España" -Noviembre 2008

Adicionalmente, es muy destacable el importante papel que cumple la generación de energía de origen eólico en España. En 2007 la energía producida a partir de esta tecnología fue de 27.026 GWh, lo que supuso el 9,1% del total de la electricidad del sistema, convirtiendo a España en el segundo país del mundo, solamente por detrás de Dinamarca, donde más del 20% de la generación de energía proviene del viento.

La industria eólica española en su conjunto es un referente mundial del sector, ya que cuenta con un tejido empresarial relevante en todas las fases de la cadena de valor del sector y con una clara orientación a un mercado global. Dicha red de empresas está compuesta por

promotores de parques eólicos y fabricantes de aerogeneradores, pero también incluye un entramado de empresas de fabricación de componentes y servicios que se han desarrollado a partir del rápido crecimiento de la industria. Adicionalmente, muchas de estas empresas tienen una fuerte presencia en los principales mercados extranjeros, y empresas líderes del sector, no españolas, han decidido instalarse en nuestro país.

Impacto macroeconómico del sector

La contribución del Sector Eólico al PIB (creación de valor) ha crecido de manera muy relevante en los últimos años. Durante el periodo 2003-2007 se ha pasado de

una contribución de 1.022 millones de € a 1.933 millones de € (datos en términos nominales, es decir incorporando la incidencia de la inflación).

El crecimiento del PIB del Sector Eólico en términos reales (a coste de los factores), fue del 62,7% durante el periodo 2003-2007; ello supone un crecimiento anual medio durante esos años del 15,7%.

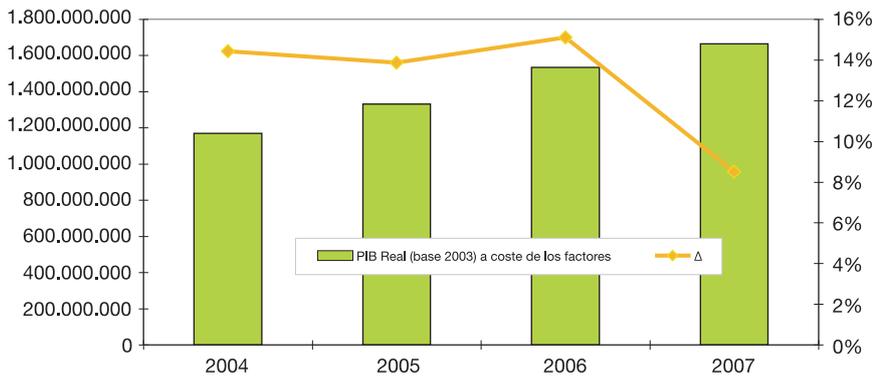
- No siendo en ninguno de estos ejercicios el aumento de la contribución al PIB inferior al 8,5%.
- Siendo el crecimiento en todos los ejercicios, excepto en 2007, superior al 10%.

Cuadro I. Evolución del PIB y PIN (Producto Interior Neto) nominal del Sector Eólico Español para el periodo 2003-2007

	PIB Nominal Sector Eólico								
	2003	Δ	2004	Δ	2005	Δ	2006	Δ	2007
Valor de la producción									
Consumo final			446.423.484	33%	595.493.120	1%	604.306.567	-21%	476.633.617
Formación bruta del capital			542.073.314	-17%	447.876.089	-13%	391.687.437	30%	508.494.602
Exportaciones Netas			228.207.360	76%	400.766.275	83%	732.316.511	29%	947.922.567
Exportaciones de bienes y servicios			952.711.479	30%	1.234.414.145	57%	1.937.478.064	32%	2.553.450.778
Importaciones de bienes y servicios			724.504.119	15%	833.647.870	45%	1.205.161.553	33%	1.605.528.211
PIB a coste de los factores			1.216.704.157	19%	1.444.135.484	20%	1.728.310.515	12%	1.933.050.786
Valor añadido bruto									
Ingresos de explotación (Facturación)	4.289.079.634	32%	5.642.240.937	16%	6.536.362.307	30%	8.466.023.204	19%	10.059.942.652
Consumos de explotación	3.266.933.884	35%	4.425.536.779	15%	5.092.226.823	32%	6.737.712.689	21%	8.126.891.866
PIB a coste de los factores	1.022.145.751	19%	1.216.704.157	19%	1.444.135.484	20%	1.728.310.515	12%	1.933.050.786
Retribución de los factores									
Gastos de personal	510.947.825	9%	556.606.785	16%	644.619.158	14%	735.045.549	22%	900.261.562
Consumo de capital fijo	172.412.670	18%	203.547.661	12%	228.111.612	9%	249.117.103	3%	256.013.941
Excedente de explotación	338.785.256	35%	456.549.712	25%	571.404.714	30%	744.147.863	4%	776.775.283
PIB a coste de los factores	1.022.145.751	19%	1.216.704.157	19%	1.444.135.484	20%	1.728.310.515	12%	1.933.050.786
Pin a coste de los factores	849.733.081	19%	1.013.156.497	20%	1.216.023.872	22%	1.479.193.412	13%	1.677.036.845

Fuente de la información utilizada: Registro Mercantil y Deloitte

Cuadro 2. Crecimiento del PIB Real (base 2003) del Sector Eólico Español para el periodo 2003-2007



Fuente de la información utilizada: Registro Mercantil y Deloitte

Es importante indicar que frente a otros sectores, como la construcción, el crecimiento de la energía eólica ha permitido crear un importante tejido industrial, una base tecnológica y ha sido fuente de conocimiento, lo que se ha traducido en una importante presencia internacional de las empresas españolas, habida cuenta de la previsible maduración del mercado nacional.

El crecimiento en 2007 fue menor debido a que el ingreso de los Promotores eólicos creció menos que en los años anteriores. A

pesar de que la potencia instalada en España aumentó de forma muy relevante, se produjo una reducción importante del precio en el mercado de energía eléctrica.

La relevancia del sector en la economía española ha aumentado de manera importante. En 2003 representaba el 0,14% del total del PIB nacional, mientras que en 2007 era el 0,21%. Esto supone un incremento del 44% en dicho periodo, en un escenario de crecimiento interanual del PIB del 3% en el mismo periodo. Si se

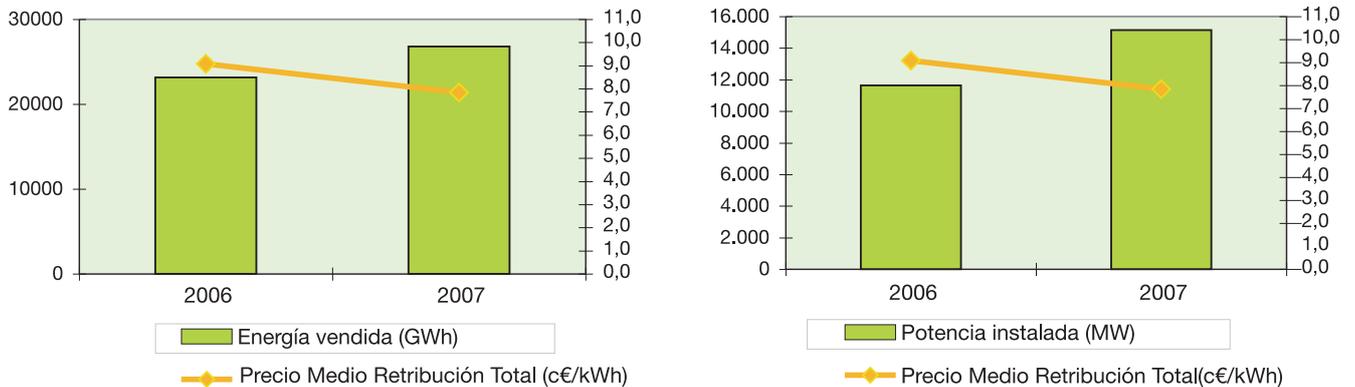
compara respecto de otros sectores de la economía española, se observa que en 2006, el peso del Sector Eólico era mayor que la industria del cuero y del calzado (0,16%) o la pesca (0,18%) entre otros.

Igualmente el sector ha incrementado su peso con respecto al PIB del Sector Energético pasando del 5,35% en 2003 al 6,95% en 2007.

Es importante indicar que frente a otras formas de generación, no sólo del régimen ordinario sino también otras renovables, fuertemente dependientes de la importación de equipos y tecnología, gran parte de la tecnología eólica se produce localmente, lo que tiene un importante efecto indirecto en otros sectores económicos.

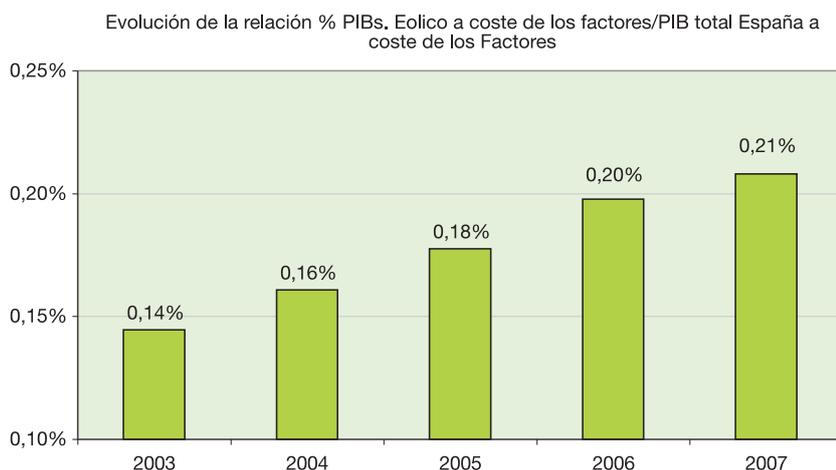
Como consecuencia del alto desarrollo tecnológico de las empresas del sector; y del crecimiento de la demanda mundial, **las exportaciones de la industria superaron en 2007 los 2.550 millones de €** (2.100 millones de € reales-base 2003). Las exportaciones netas (exportaciones menos importaciones) significaron más de un 49% del valor añadido bruto del Sector:

Cuadro 3. Evolución de la potencia instalada y producción del Sector Eólico Español y precios de la energía 2006-2007



Fuente de la información utilizada: CNE, OMEL, REE y AEE

Cuadro 4. Evolución de la relevancia del Sector Eólico con respecto al PIB total de España



Fuente de la información utilizada: Registro Mercantil y Deloitte

Adicionalmente, los principales agentes españoles de la industria han establecido empresas filiales en los mercados más importantes. Otro aspecto relevante en relación a la importancia del Sector Eólico español y su posicionamiento como líder mundial y que no se refleja en las exportaciones por no ser producción interior; es la presencia directa de las grandes empresas españolas (fabricantes de aerogeneradores y promotores-productores principalmente) en los principales mercados como China o Estados Unidos,

Estimación del impacto directo en el PIB del Sector Eólico Español para 2008-2012

De acuerdo con la previsión realizada, la aportación al PIB Nominal del Sector Eólico en España superaría los 2.655 millones de € en 2010 y los 3.230 millones de € en 2012.

En términos reales la evolución del PIB sectorial a coste de los factores para

2008-2012 supondría un incremento de la contribución del:

- 26% para el periodo 2008-2010
- 46% para el periodo 2008-2012

El crecimiento económico previsto es relevante en todas las actividades de la cadena de valor de la industria.

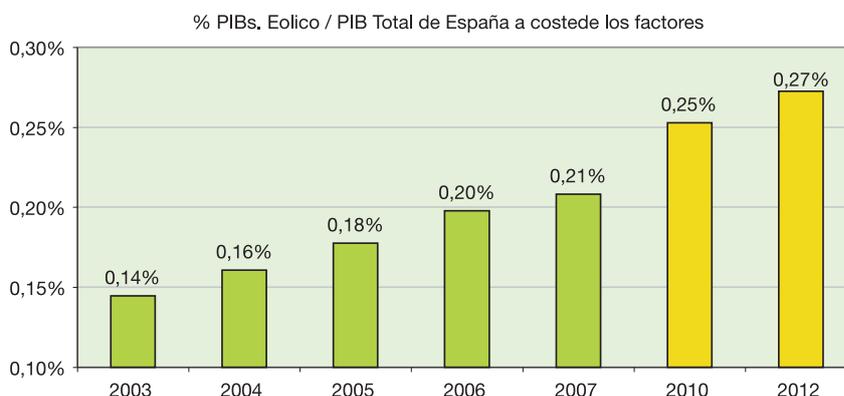
Como consecuencia de lo anterior, la importancia del Sector Eólico en la economía crecerá de forma significativa, situándose en 2012 en un 0,27% del PIB. El crecimiento de la contribución del Sector con respecto al PIB real de España estimado para el periodo 2003-2012 sería superior al 83,5%.

Impacto indirecto en el PIB del Sector Eólico Español

Los distintos subsectores de la industria eólica demandan productos y servicios de otras actividades. Por lo tanto, el sector tiene un impacto económico adicional de arrastre en el resto de sectores económicos que pueden evaluarse a partir de las tablas input-output.

Las tablas input-output muestran la totalidad de las operaciones de producción y distribución que tienen lugar entre los distintos sectores de la economía. A partir de la matriz de coeficientes técnicos y de la matriz inversa de Leontiefse pueden cuantificar los efectos indirectos de una rama de actividad sobre el resto de sectores de la economía.

Cuadro 5. Evolución prevista de la relevancia del Sector Eólico con respecto al PIB total de España

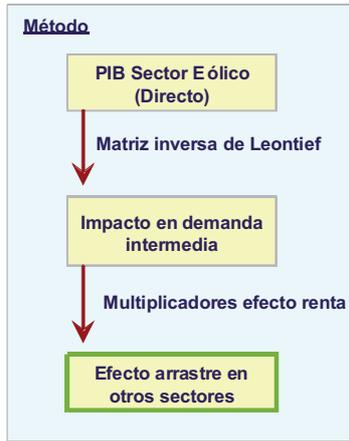


Fuente de la información utilizada: Fondo Monetario Internacional y Deloitte

En la actualidad las tablas de la Contabilidad Nacional no tienen desagregado el Sector Eólico, por lo que es necesario evaluar las interrelaciones con el resto de sectores económicos. A tal efecto, se elaboró y cumplimentó por parte de los agentes del sector un cuestionario referente a la estructura de aprovisionamientos de los diferentes subsectores de la industria.

Por tanto, a partir de las últimas tablas publicadas por el Instituto Nacional de Estadística y de la información recogida en los cuestionarios (anteriormente enunciados), se ha construido un nuevo modelo de tablas en los que se desagregan los subsectores identificados con el Sector Eólico.

El método aplicado es el siguiente:



De acuerdo con este análisis, los tres sectores en los que el efecto indirecto del Sector Eólico es mayor son: metalurgia,

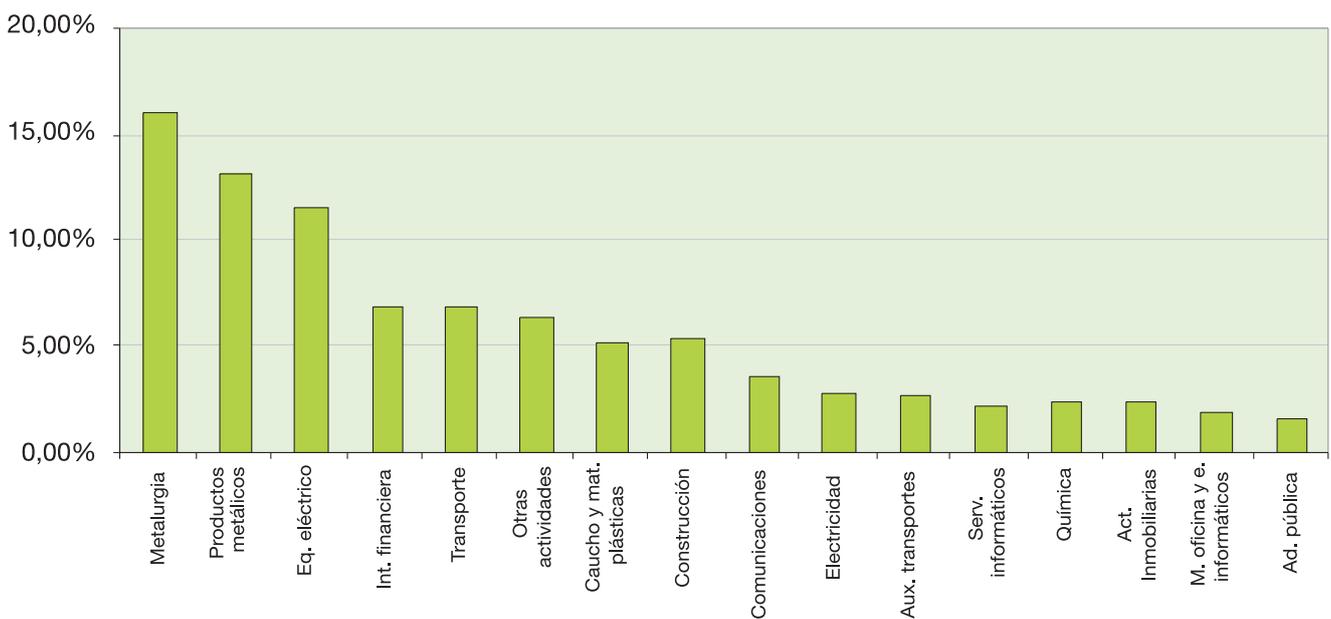
fabricación de productos metálicos y fabricación de maquinaria y materiales eléctricos.

De acuerdo con la metodología aplicada, en 2007 el Sector Eólico se ha generado en términos de PIB (nominales de 2007):

- Directamente: 1.933 millones de € (1.633 millones de € en términos reales base 2003)
- De manera indirecta (efecto arrastre) al resto de la economía: 1.337 millones de € (1.150 millones de € en términos reales base 2003).

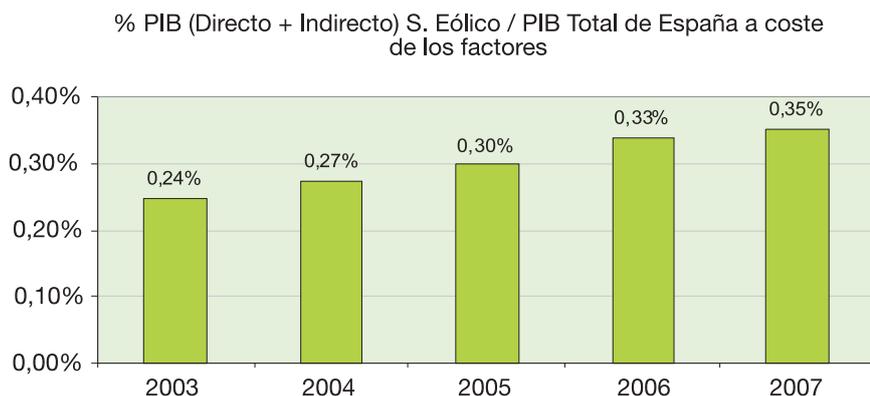
Lo que supuso un impacto conjunto (directo + indirecto) de más de 3.270

Cuadro 6. Sectores en los que más incide la actividad del Sector Eólico



Fuente de la información utilizada: Deloitte

Cuadro 7. Impacto relativo total del Sector Eólico con respecto al PIB de España



Fuente de la información utilizada: Instituto Nacional de Estadística y Deloitte

millones de €. Cada vez que se aumenta en 1€ el PIB del Sector Eólico, el PIB del resto de actividades aumenta por efecto de arrastre 0,69€.

La contribución total del Sector Eólico al PIB nacional ha sido del 0,35% para el año 2007. El impacto indirecto, por tanto supondría un 0,14%.

De acuerdo a la previsión de crecimiento del Sector Eólico así como del PIB de España, en 2012, el PIB del Sector Eólico,

considerando tanto el efecto directo como el indirecto, será superior a cinco mil millones de euros en términos nominales y representará el 0,45% del total español.

Impacto del Sector Eólico en la Balanza Fiscal, Primas y Externalidades derivadas de la actividad

Este documento hace una evaluación económica de los beneficios de la energía eólica que justifican las primas para

hacer viables los proyectos intensivos en capital. Estas primas alcanzaron en el año 2006 el valor de 757,1 millones de € en términos reales (base 2003). Sin embargo, ese año el Sector Eólico generó externalidades, y pagos de impuestos y a la Seguridad Social por 1.241 Millones de Euros.

Hay que tener en cuenta que este complemento a los ingresos de los productores del Sector Eólico se establece para poder retribuir aquellos conceptos que no son considerados por los mecanismos de mercado, es decir, las externalidades: mayor respeto al medio ambiente, reducción de la dependencia energética, sostenibilidad,....

Adicionalmente, se incluyen en el análisis comparativo los pagos realizados por el Sector en concepto de impuestos y Seguridad Social.

Empleo generado por la actividad del Sector Eólico

Las memorias de las empresas depositadas en el Registro Mercantil recogen, en la mayoría de los casos, el número de personas empleadas (fijo y no fijo) por las mismas. A partir de esta información y de entrevistas mantenidas con los agentes del sector se ha cuantificado el número de personas contratadas directamente por el sector; periodo 2003-2007, y se ha estimado la elasticidad empleo/PIB para la industria eólica.

El número de personas directamente empleadas por la industria en 2007 fue de 20.781. El empleo ha crecido de media un 4,81% anual durante el período 2003-2007. El mayor número de personas empleadas en la industria está en los subsectores de fabricación de componen-

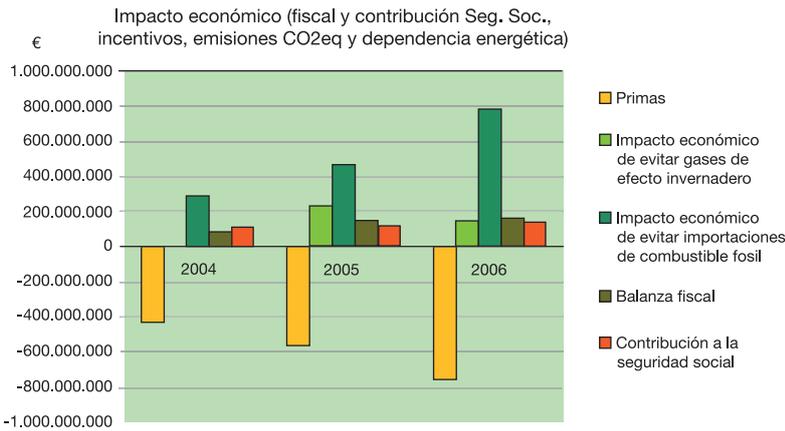
Cuadro 8. Impacto relativo total del Sector Eólico con respecto al PIB de España (2010 y 2012)



Fuente de la información utilizada: Instituto Nacional de Estadística y Deloitte

Cuadro 9. Análisis comparativo entre incentivos recibidos por el Sector Eólico, y los pagos realizados de impuestos y a la Seguridad Social + Externalidades

€ reales (Base 2003)	2004	2005	2006
Primas	432.807.401	561.302.805	757.164.062
Balanza Fiscal	95.245.065	149.120.156	167.702.052
Impacto económico de evitar gases de efecto invernadero	0	235.873.860	147.879.065
Impacto económico de evitar importaciones de combustible fósil	288.979.119	466.518.501	787.948.476
Contribución a la seguridad social	113.061.000	125.610.000	137.761.000



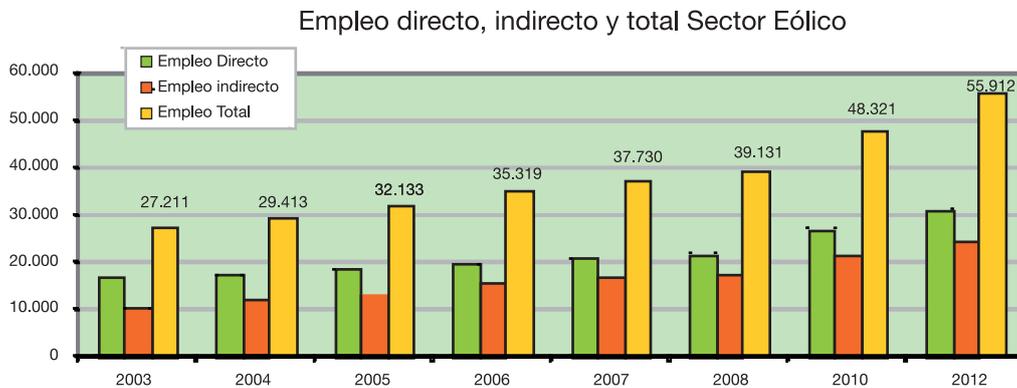
tes y servicios: empleaban en 2007 el 32% y 30% respectivamente, lo cual es lógico, ya que se trata de actividades más intensivas en utilización de mano de obra.

A partir de la información anterior y de los datos de PIB de la industria, se ha calculado la elasticidad del empleo con respecto al PIB sectorial: 0,42.

Adicionalmente, la industria eólica sería relevante en los próximos años en términos de generación de empleos, ya que emplearía directamente a más 21.000 personas en 2008 y más de 30.000 en 2012. Este punto es sin duda alguna importante, ante el crecimiento del sector eólico en el mundo y la sólida posición de la industria española ya comentada.

Por otra parte, la cifra estimada de empleos derivados del arrastre del Sector Eólico en 2007 fue de 16.949. Considerando el efecto directo y el indirecto, el número total de personas empleadas a partir de la actividad del Sector Eólico ha ascendido en 2007 a 37.730 personas.

Cuadro 10. Empleo Directo e Indirecto generado (periodo 2003-2007) y previsto (2010 y 2012) por el Sector Eólico Español



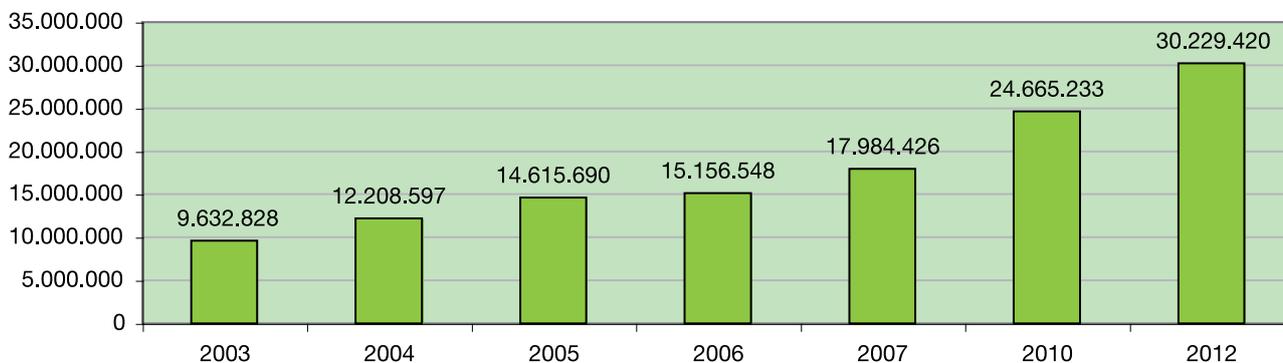
Fuente de la información utilizada: Registro Mercantil y Deloitte

Cuadro 11. Emisiones de CO₂eq evitadas derivadas del desarrollo de energía eólica.

GWh	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2012
Tecnología sustituida							
Carbón	8.888	10.642	11.575	10.541	12.805	14.988	17.652
Fuel / Gas	988	1.073	1.498	2.194	1.840	2.361	2.906
Ciclo Combinado	1.844	4.038	7.305	10.189	12.381	23.259	30.180

Toneladas de CO ₂ eq.	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2012
Estimación de emisiones evitadas de gases de efecto invernadero							
Carbón	8.381.633	10.035.514	10.915.154	9.939.929	12.075.242	14.133.801	16.646.080
Fuel / Gas	513.502	557.825	778.725	1.141.052	956.963	1.227.911	1.511.206
Ciclo Combinado	737.693	1.615.258	2.921.811	4.075.567	4.952.221	9.303.521	12.072.135
Total	9.632.828	12.208.597	14.615.690		17.984.426	24.665.233	30.229.420

Estimación de emisiones evitadas de gases de CO₂ eq



Fuente de la información utilizada: Red Eléctrica de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-Secretaría General de Energía, Ministerio de Medioambiente y Deloitte

Impacto medioambiental del Sector y reducción de la dependencia energética

Impacto medioambiental

Aunque las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado de manera considerable desde el año 1990, el Sector Eólico ha contribuido a que ese incre-

mento fuese menor. La generación eólica evitó que se emitiesen alrededor de 18 millones de toneladas de gases de efecto invernadero en 2007, un 3,5% del total de las emisiones a nivel nacional.

Según las simulaciones realizadas para el periodo, las emisiones evitadas serán mucho mayores en los años 2010 y 2012: más de 24,66 y 30,23 millones de toneladas.

Adicionalmente, según los cálculos realizados, en el año 2007 se habrían evitado 11.132 toneladas de NO_x y 33.817 toneladas de SO₂.

Reducción de la dependencia energética

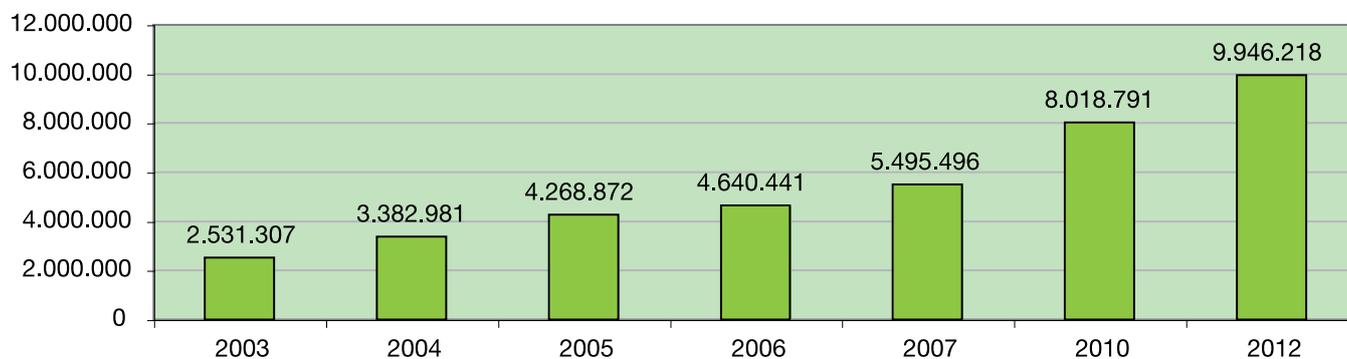
Por otra parte, en el año 2007 el grado de autoabastecimiento de energía primaria en España fue de un 18,6% (Fuente:

Cuadro 12. Importaciones evitadas de combustibles fósiles derivadas del desarrollo de la energía eólica en España

GWh	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2012
Tecnología sustituida							
Carbón	8.888	10.642	11.575	10.541	12.805	14.988	17.652
Fuel / Gas	988	1.073	1.498	2.194	1.840	2.361	2.906
Ciclo Combinado	1.844	4.038	7.305	10.189	12.381	23.259	30.180

Tep	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2012
Importaciones evitadas							
Carbón	2.043.116	2.501.864	2.751.395	2.505.569	3.043.819	3.601.873	4.242.105
Fuel / Gas	170.246	184.941	258.177	378.303	317.270	407.100	501.023
Ciclo Combinado	317.946	696.176	1.259.301	1.756.569	2.134.407	4.009.817	5.203.090
Total	2.531.307	3.382.981	4.268.872	4.640.441	5.495.496	8.018.791	9.946.218

Estimación de importaciones evitadas de combustibles fósiles



Fuente de la información utilizada: Red Eléctrica de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-Secretaría General de Energía y Deloitte

SGE), por lo que debido a la alta dependencia energética de España del exterior; la producción de energía eólica contribuye de manera significativa a evitar importaciones de combustibles fósiles.

Durante el año 2007 se evitó importar alrededor de 5,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo, de acuerdo con los precios de combustibles de dicho año², el ahorro económico de

dichas importaciones ha sido de más de 850 millones de €. Para los años 2010 y 2012 las importaciones sustituidas serán superiores a las 8,0 y 9,9 millones de toneladas de petróleo respectivamente.

² Fuente de la información utilizada: Bloomberg - Precio medio para Europa de Gas Natural (Zeebrugge), Carbón (McCloskey) y Petróleo (Brent).

Conclusiones

En los últimos años se ha desarrollado un sector económico de vanguardia muy potente, que generó en el 2007 valor a la sociedad de forma directa por 1.933 millones de € y, de forma indirecta, por 1.337 millones adicionales en el resto de la economía. En los próximos años este protagonismo aún será mayor debido al importante crecimiento que se producirá de la potencia eólica instalada y a la posición de liderazgo a nivel mundial de los agentes españoles del sector:

Adicionalmente, España es un exportador neto de equipos, servicios y tecnología ligados a esta industria, y el desarrollo del sector ha atraído a nuestro país inversiones extranjeras.

Este buen desempeño económico ha sido acompañado de creación de empleo y de una muy relevante contribución a la consecución de los objetivos de política energética y medioambiental establecidos.

El sector eólico es, sin duda, uno de los mayores protagonistas con referencia a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes, el aumento de la penetración de las energías renovables y evitar las importaciones de combustibles fósiles. Hay que tener en cuenta que este impacto medioambiental favorable tiene a su vez una traducción económica; reducción de las necesidades de derechos de emisiones de CO₂, menores costes derivados de la mala calidad del aire y la contaminación, evitar transferencias de flujos económicos a terceros países por importaciones de combustibles,...

La principal conclusión es que la política de apoyo público a esta forma de generación renovable ha sido muy eficiente en términos económicos y tecnológicos.

Por todo ello es necesario que en el futuro próximo tengan gran importancia los siguientes aspectos, en los procesos de decisión de los agentes de la industria y los organismos reguladores:

- El importante crecimiento experimentado por el Sector Eólico Español hace que la industria deba ser tenida en consideración por su impacto en los niveles de actividad económica.

La contribución del sector al Producto Interior Bruto de España fue de 1.933 millones de € en 2007 (1.663 millones € en precios constantes de 2003), esto supone más del 0,21% del PIB del país en dicho año.

La previsión de aumento de la potencia instalada futura; 80,9% a nivel mundial en 2010, y 33,1% y 98,3% en España para 2010 y 2015; aseguran la sostenibilidad de la industria eólica del país para los próximos años.

De acuerdo con el análisis realizado, la contribución de la industria al PIB nacional en 2012 superaría los 3.230 millones de €, lo que supondría un 0,27% del PIB total de España.

- La relevancia de la industria se manifiesta también en su capacidad para generar riqueza en el resto de sectores de actividad económica. De acuerdo con el estudio realizado, como consecuencia del efecto arrastre se generó de forma indirecta a partir del Sector Eólico 1.337 millones de € de contribución al PIB en el resto de sectores económicos en el 2007.

El efecto multiplicador de la actividad económica del sector es superior al de otros sectores debido a que en España se desarrollan todas las actividades de la cadena de valor (promoción, construcción, fabricación, servicios), siendo una parte importante de estos, agentes nacionales. Adicionalmente, agentes extranjeros del sector eólico se han instalado en España para realizar sus actividades productivas en nuestro país, por lo que una parte relevante de la adquisición de los inputs necesarios para sus procesos de negocio se realizan aquí.

Los sectores económicos más influidos por la actividad de la industria eólica son: metalurgia, fabricación de productos metálicos, fabricación de maquinaria y material eléctrico, sector financiero y transporte terrestre.

- Debido al alto nivel de desarrollo técnico y económico alcanzado por los agentes de la industria eólica española, el sector exportó en 2007 más de 2.500 millones de €. Adicionalmente, empresas españolas han establecido compañías filiales en los principales mercados en los que son considerados como operadores y fabricantes de referencia.
- El crecimiento de la industria eólica ha contribuido de forma significativa al desarrollo tecnológico de España (desarrollo científico).

La contribución de la industria al I+D+i en 2007 fue de 170 millones de €. Debido al aumento de la capacidad instalada y a los retos técnicos a los que se enfrenta la actividad (mejorar la predicción de la producción, adaptación de equipos para soportar huecos de tensión,...) en los próximos años esta cifra se incrementará considerablemente.

- En 2007, el Sector Eólico empleó directamente a 20.781 personas, siendo la contribución al PIB por empleado de más 80.000 €.

Al desarrollarse en España importantes actividades de carácter industrial intensivas en mano de obra, la sensibilidad a la creación de empleo ante aumentos de actividad es mayor que en otros sectores económicos importantes (por ejemplo, sector energético).

El aumento de actividad que se producirá en los próximos años debería suponer que en 2012, 30.000 personas fuesen empleadas directamente por las empresas del sector en España.

La importancia de la industria también se manifiesta en el empleo indirecto que genera. De acuerdo con el estudio realizado, en 2007 la cifra estimada de empleos derivados del efecto indirecto por la actividad del Sector Eólico fue de 16.949.

- La generación eólica ha contribuido de forma muy relevante a evitar emisiones derivadas de la utilización de combustibles fósiles en 2007; alrededor de 18 millones de toneladas de CO₂eq, y también un volumen muy importante de NO_x y SO₂: 11.132 y 33.817 toneladas respectivamente.
- La generación eólica ha sustituido un importante volumen de energía generada con combustibles fósiles importados (y sustituirá aún más en el futuro).

La reducción de las importaciones reduce nuestra dependencia energética de terceros países. En 2007 la producción eólica generada evitó importar alrededor de 5,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que en términos económicos supuso reducir nuestras transferencias de renta al exterior por este concepto en más de 850 millones de €.

- La energía eólica está alineada con la consecución de los objetivos de política energética y medioambiental establecidos a nivel de la Unión Europea para el año 2020: alcanzar una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 20% y conseguir una penetración de las energías renovables del 20%. ■

¿Una nueva carta de la energía?

Pablo Benavides Salas

Embajador de España

Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea

Rusia ha decidido, una vez más, volver a tomar la iniciativa en materia de energía. Suponiendo, lo cual es mucho imaginar en jugadores de ajedrez avezados como los rusos, que en algún momento haya dejado de llevarla. Las crisis de abastecimiento de gas ruso de los últimos años, incluida y muy especialmente la de 2009, han dejado huellas profundas en todas las partes afectadas tanto en los países clientes como en los de tránsito y en el propio abastecedor, Rusia y su gigante Gazprom. Las autoridades rusas empezando por su Presidente Medvedev y su Primer Ministro Putin no ignoran que, al margen de las responsabilidades que incumban a cada uno de los actores en juego, la imagen nacional de Rusia y la empresarial de Gazprom como abastecedores fiables han salido seriamente dañadas por esas crisis. Y como reacción el Presidente Medvedev lanzó en Finlandia el 20 de abril una propuesta titulada "Enfoque conceptual hacia la nueva base para la cooperación internacional energética (objetivos y principios)" que días más tarde tomaba Moscú como plataforma de lanzamiento con motivo de la reunión de Ministros de la UE y Rusia y la apoyaba con iniciativas parale-

las en varias capitales de países miembros entre las cuales Madrid. La propuesta escrita se completaba días más tarde con un borrador de "Tratado sobre la gestión de situaciones de emergencia en el tránsito de materiales y productos energéticos".

Para rememorar la creación de la Carta de la Energía recordemos que en la Cumbre de París de la OSCE (Organización de Seguridad y Cooperación en Europa) en noviembre de 1990 el entonces Presidente de la Comisión Europea, Jacques Delors, que asistía en cuanto representante de las Comunidades Europeas competente en materias de la llamada segunda "cesta", es decir la relativa a temas económicos, relanzó la idea de una Carta de la Energía que el Primer Ministro holandés Ruud Lubbers había propuesto meses antes, una Carta en la que se recogieran los derechos y obligaciones de los países productores, consumidores y de tránsito de energía. Una Declaración política de 1991 establecía las líneas generales de la Carta en la que los actores principales eran los países de Europa Occidental y los del bloque soviético. No es necesario recordar la prolija negocia-

ción que siguió a esa propuesta que ocupó a los expertos durante tres años y que se tradujo en el texto complejo y farragoso de un Tratado y de un Protocolo de tránsito con múltiples anejos y añadidos que alejaban la Carta de sus intenciones primigenias y que se firmaba en 1994 en Lisboa. Aunque la Carta ha logrado entrar en vigor después de alcanzar en 1998 los países firmantes necesarios entre estos no se encuentran ni los Estados Unidos ni Rusia. Esto constituye indudablemente una grave carencia ya que la Carta estaba en un principio destinada esencialmente a regir las relaciones y los intercambios energéticos entre los países miembros de la Unión Europea y Rusia.

Desde un principio Rusia se mostró insatisfecha con el "enfoque" de la Carta y con su cobertura por considerar que se perjudicaban o, cuando menos, no se reflejaban en ella los intereses del sector energético ruso. Su participación en el proceso negociador fue en todo momento renuente y la firma por un Presidente Yeltsin, ya en clara caída política y deseo de congraciarse con una Europa de la que desconfiaba pero a la que necesitaba,

no se vio seguida por la obligatoria ratificación parlamentaria de la Duma rusa. A pesar de que algunas autoridades rusas representantes del sector más liberal del momento como los Nemtsov, Chubais o Gaidar, no cerraban totalmente las puertas a la esperanza de una ratificación parlamentaria de última hora ante las presiones constantes de la Unión Europea, las tendencias predominantes en la Duma estaban condicionadas por un nacionalismo que abarcaba prácticamente todo el arco parlamentario. Los recursos naturales y entre ellos los energéticos continúan siendo para Rusia una parte esencial del patrimonio nacional. La Carta, efectivamente, nunca llegó a ser ratificada por Rusia y la Unión Europea hubo de bajar los brazos y, aceptando esta realidad, limitarse a anunciar que el nuevo Acuerdo de asociación y cooperación con Rusia tendría que recoger los principios de la Carta en el capítulo correspondiente a la cooperación en materia de energía. Aunque ya se han celebrado cuatro rondas la genuina negociación de fondo de ese nuevo Acuerdo “estratégico” está aún por iniciarse y sólo sus avatares indicarán hasta qué punto Rusia aceptará las aspiraciones comunitarias. Por el momento tanto las máximas autoridades rusas – Medvedev y Putin – como los responsables de Gazprom – Alexei Miller y Alexander Medvedev, presidente y consejero delegado, respectivamente de la empresa rusa – han declarado repetidamente que la Carta es un documento obsoleto que debe sustituirse por otro actualizado que refleje la realidad del sector de la energía moderno. Será, pues, difícil plantear una negociación sobre bases tan alejadas la una de la otra.

Entretanto, Rusia toma la iniciativa proponiendo ese nuevo “enfoque” que tendría como finalidad enterrar la actual Carta de

la Energía y sustituirla por otro instrumento internacional.

El “Nuevo enfoque conceptual” Ruso

La propuesta rusa parte del principio de la necesidad de un sistema mundial de abastecimiento de energía y de que tanto los acuerdos bilaterales como las normas internacionales se han mostrado incapaces de prevenir y resolver las situaciones de conflicto en el sector de la energía. Esto hace necesario un “nuevo documento universal de carácter internacional y vinculante” que incluya sin excepción todos los países productores, exportadores, de tránsito, importadores y consumidores de productos energéticos.

En realidad Rusia no pretende abarcar toda esa complejidad en un solo tratado sino en un “sistema” de varios instrumentos que ha de ser universal, abierto, omnicomprensivo, equitativo y no discriminatorio, ajustado a las obligaciones contenidas en otros documentos internacionales y eficaz de acuerdo con la propia definición rusa. Desde un punto de vista formal, Rusia muestra su ambición y su intención tantas veces reiterada de hacer tabla rasa con la Carta que nunca aceptó. Pero, si recordamos la experiencia de la larga negociación de la Carta ya podemos decir que estamos ante una propuesta que, de ser aceptadas sus premisas iniciales, llevaría a los países interesados en ella no pocos años de discusiones. Cada una de las características enunciadas en la propuesta rusa plantea interrogantes. ¿Cómo aplicar el tratado futuro a las relaciones entre un país signatario y otro no firmante? ¿Cómo abarcar todos los multifacéticos aspectos de la cooperación energética? ¿Cómo evitar que el “sistema de acuerdos” propuesto no sea o aparezca desequilibrado para

los intereses nacionales de uno u otro país pese a que Rusia afirme perseguir lo contrario? ¿A qué “documentos” internacionales se refiere la propuesta cuando habla de asumir o integrar las obligaciones contenidas en ellos: las de la OMC, la FAO, la OMT, el Protocolo de Kioto, el OIEA, la AIE, los innumerables acuerdos bilaterales? ¿Qué instancia, órgano o mecanismo podría obligar a su cumplimiento supuestamente vinculante? Las preguntas se acumulan; definir el foro internacional para las negociaciones, consensuar las respuestas y darles forma jurídica será indudablemente tarea muy ardua.

Los “Principios clave” del nuevo enfoque

La propuesta rusa no pretende ir más allá de un enunciado de principios clave que constituyan la nueva base legal para la cooperación energética global. Ese enunciado es, sin duda, casi exhaustivo y pretende partir no tanto de las premisas de la actual Carta cuanto de la experiencia – poco afortunada a los ojos rusos – de la aplicación de aquellas premisas así como de los acuerdos, bien escasos por cierto, logrados en la Cumbre del G-8 en San Petersburgo en 2006. Pero el enunciado aunque aceptable en términos generales no deja de estar sesgado en cuanto que recoge con especial énfasis los intereses rusos para compensar las carencias de la Carta actual. Esos principios merecen un análisis detenido, algo que es de esperar hagan la Comisión y el Consejo así como alguna otra instancia internacional. ¿Por qué no la propia Secretaría de la Carta de la Energía cuyas carencias denuncian?

I - El primero de ellos es la “indivisibilidad de la seguridad energética sostenible y global y la interdependencia de todos los actores del intercambio energético mun-

dial". Ciertamente, Rusia plantea con ello un enfoque que, sin ser nuevo ni revolucionario puesto que numerosos analistas lo recogen ya habitualmente, confiere a la seguridad energética una dimensión que abarca intereses que afectan tanto a consumidores, sin olvidar a aquellos que no disponen hoy del mínimo energético para un desarrollo económico razonable, como a productores que pueden verse afectados gravemente por circunstancias internacionales de inestabilidad o por coyunturas económicas deprimidas. No será fácil traducir este principio en acuerdos internacionales aunque organismos como la AIE de París conciben ya el concepto de seguridad energética de esa manera transversal y global.

2 - Entre los principios-clave figura, asimismo, la responsabilidad recíproca de los países abastecedores, consumidores y de tránsito y el reconocimiento de la seguridad tanto de la oferta –suministros– como de la demanda –venta transparente y previsible–, dos aspectos que Rusia ha venido resaltando insistentemente a lo largo de las recientes crisis para subrayar la interdependencia es la regla maestra del mercado del gas. Los dos principios propuestos suponen implícitamente la defensa de figuras jurídicas como los contratos a largo plazo y las cláusulas “take or pay” como prácticas frecuentes en el sector gasista, incluyendo el europeo, que siempre las justificó por las características propias de las ingentes inversiones necesarias en ese sector. No obstante, el enfoque liberal de la Unión Europea las vió en todo momento con reticencias por considerarlas opuestas a la apertura del mercado europeo del gas y al libre acceso de terceros a la red, principio fundamental en un mercado único.

3 - El “enfoque” exige el reconocimiento de “la soberanía nacional incondicional

sobre los recursos energéticos nacionales”. La redacción no deja muchas dudas en cuanto a las intenciones rusas y constituye, en el fondo, el fundamento de la negativa tajante de Rusia a ratificar la Carta. La Ley rusa sobre inversiones en sectores estratégicos aprobada hace poco más de un año reservaba una aprobación especial del Gobierno a toda inversión internacional en esos sectores entre los cuales se sitúa el energético. Los ejemplos de las dificultades a las que han enfrentado compañías extranjeras en explotaciones como Sakhalin 2 o Shtokman prueban hasta qué punto esa incondicional soberanía nacional de la energía puede condicionar los intentos de inversión en el sector ruso de la energía. Frente a ello es cierto que Rusia es cada día más consciente de la urgente necesidad de gran cantidad de capital foráneo para la rehabilitación y la modernización de ese sector lo que la obligaría a hacer una utilización matizada de ese principio.

4 - Otro principio clave recogido en el documento radica en “la seguridad de acceso no discriminatorio a los mercados energéticos internacionales, su apertura y el desarrollo de su carácter competitivo”. El enunciado puede resultar aceptable y hasta encomiable para la Unión Europea de no estar sesgado por las discusiones con Rusia motivadas por la llamada “cláusula del país tercero” incluida en las Directivas de los mercados de la electricidad y el gas que obliga con algún matiz a toda empresa no comunitaria deseosa de invertir en empresas comunitarias a cumplir las exigencias de la normativa de la UE. Se trata especialmente de respetar la segregación o “unbundling” de las distintas actividades –generación, transporte y distribución– de esas empresas inversoras con objeto de colocarlas en condiciones de paridad de competencia con las

empresas comunitarias. Pero los responsables de Gazprom ya afirmaron en su día nada menos que esa segregación “habría de pasar por encima de sus cadáveres”. Y es que al margen del valor intrínseco de un Gazprom verticalmente integrado, la empresa-icón rusa participa en el capital de más de cincuenta empresas de la Unión Europea, en algunos casos hasta el 100 %. Por el contrario, en lo que se refiere a su monopolio eléctrico, RAO-AOS, Rusia no solo no ha puesto dificultades sino que ha promovido su desmembración parcial y la entrada de capital extranjero en él. Así pues sin una negociación profunda de ese principio y de sus detalles prácticos la no discriminación tiene escaso contenido aunque la propuesta rusa podría encontrar aliados, frente a la actitud de la Unión, en otros potenciales inversores como las compañías chinas que se han enfrentado a restricciones importantes en mercados como el americano o el británico.

5 - El “enfoque” pretende que los nuevos documentos abarquen “ todos los tipos de energía, fuentes de energía y materiales y maquinaria relacionadas con ellos” y un anejo al documento ruso recoge una larga lista de materias y productos energéticos en todos los subsectores de la energía. En primer lugar el nuclear; preocupación esencial de Rusia y de países afines como Kazakhstan que se sitúa hoy a la cabeza de los productores de uranio en el mundo. Esa preocupación es tanto mayor cuanto que el vigente Acuerdo de cooperación y asociación de la Unión europea con Rusia es significativamente restrictivo y favorable a la defensa de los intereses del sector nuclear francés y de las actividades de enriquecimiento que influyeron determinadamente en la redacción del artículo 22 que recoge una cláusula derogatoria del comercio libre

de productos fisiles. Los demás productos se incluyen en los subsectores de la hulla, del gas natural, petróleo y productos petrolíferos y energía eléctrica, gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos y otras fuentes de energía. Una ambiciosa enumeración de materiales y productos relacionados con la energía. Señalo, incidentalmente, que en esa enumeración no figuran, sin embargo, los servicios energéticos, un área en la que los intereses rusos de liberalización serían indudablemente menores.

6 - La "transparencia de todos los segmentos de los mercados energéticos internacionales" es el siguiente principio que parece una llamada a los organismos y a las empresas que rigen hoy el mundo de la energía. En cierto modo un "viva Cartagena" si consideramos las dificultades con las que nos enfrentamos cuando se requieren datos fiables sobre temas tan sensibles como previsiones de producción y su ejecución, reservas estratégicas, políticas de prospección y producción, situación de los mercados y lucha contra la opacidad y la especulación, etc. La transparencia en el mercado de la energía es una de las principales asignaturas pendientes y la opacidad ha sido, por el contrario, una de las notas características del sector tanto entre los países productores cada día más condicionados por la fuerte presencia de las empresas estatales como entre las del sector privado. Por lo demás, ¿cabe creer a Rusia en esa deseo de transparencia cuando tanto camino le queda por recorrer en sus reformas políticas y en la independencia de sus medios de comunicación? Quizás, la plena participación de Rusia en la AIE haría más en favor de esa transparencia que las declaraciones de principio del nuevo "enfoque".

7 - El siguiente principio proclamado en el Documento es el de la "promoción no discriminatoria de las inversiones y su protección" en todos los eslabones de la cadena energética. Es decir, en cierto modo el reverso del principio analizado anteriormente de la soberanía incondicional de los recursos nacionales. Como lo es también el siguiente principio-clave de la "promoción del intercambio de los activos en el marco de la actividad inversora" que, de hecho, parece referirse más a una modalidad determinada de inversión que a una regla general de esa actividad inversora. Habría que saber en eventuales negociaciones futuras la interpretación que Rusia daría a estos principios, en apariencia contradictorios, y su compatibilidad. Por el momento, la ley de inversiones en sectores estratégicos de la economía rusa da preeminencia a la soberanía nacional a expensas de la no discriminación y el posible intercambio de activos.

8 - Por supuesto, no podía faltar la alusión a uno de los objetivos permanentes de la política económica rusa: el acceso no discriminatorio a las tecnologías y su transferencia. El déficit tecnológico de Rusia sigue siendo una rémora que retrasa su desarrollo. De hecho, en los comienzos del lanzamiento de la actual Carta de la Energía, el "do ut des" se centraba en el intercambio del acceso a los recursos energéticos rusos por el acceso a los mercados y a la utilización de las tecnologías europeas. Los obstáculos para ese intercambio fueron innumerables como demostraron las negociaciones del texto de la Carta. ¿Cambiaría esa situación en los momentos actuales y en un marco nuevo de cooperación?

9 - Un tanto repetitivamente, Rusia pide en otro de sus principios asegurar el suministro sin obstáculos a los mercados

internacionales incluidos los "sistemas" de tránsito. Se trata en buena medida de la reiteración de esa aproximación o "enfoque" conceptual que contiene el documento ruso. Las crisis de 2006, 2007 y 2009 y la actitud de los países de tránsito han dejado sus huellas que están en la base de toda la propuesta rusa reiterando las mismas propuestas en varias ocasiones.

10 - Vienen a continuación dos principios que rara vez aparecen enunciados en documentos internacionales: la seguridad tecnológica y la seguridad física de las infraestructuras, especialmente de las que el texto denomina "de importancia vital" y que se conocen el lenguaje común como "infraestructuras críticas". La amenaza de los actos de terrorismo contra infraestructuras más vulnerables y sensibles, algo que parecía una posibilidad remota hace escaso tiempo, hoy es una realidad que los propios rusos han experimentado en sus propias carnes en los últimos meses – explosiones mal explicadas en los gaseoductos antes de la guerra con Georgia y en la red moscovita - y es, consiguientemente, motivo de creciente preocupación en Rusia. Los actos de terrorismo han entrado a formar parte de los riesgos en la exploración y extracción de hidrocarburos. La Unión Europea no ha desatendido este aspecto pero avanza muy despacio en la definición de una protección eficaz que, obviamente, ha de ser internacional o no lo será y de los actores que habrían de prestarla entre los cuales se sitúa en lugar preferente la OTAN dentro del marco de sus nuevas tareas. El CDU-CSU alemán exponía hace un año sus líneas en materia de política energética y proponía ya la protección de los sistemas de transporte marítimo de productos energéticos y de las infraestructuras sensibles bajo la cobertura de la

Alianza. Sería muy interesante confrontar opiniones y elaborar recomendaciones entre Rusia y otros actores como Nigeria y Argelia que padecen ya los efectos del terrorismo en sus instalaciones e infraestructuras energéticas.

11 - El Documento ruso propone el principio-clave de la obligatoriedad de consultas y de coordinación de las políticas energéticas en un amplísimo campo que abarcaría las balanzas energéticas, la diversificación del suministro, la planificación, los instrumentos reglamentarios y la ejecución de proyectos de infraestructura. Por su amplitud y por su ambición resulta hoy por hoy poco creíble que un principio semejante pueda, por el momento, traducirse en medidas prácticas. La Agencia de París podría convertirse llegado el caso en el primer banco de pruebas de una cooperación tan amplia

12 - Uno de los instrumentos que la Unión Europea viene intentando crear desde que se iniciaron las crisis de abastecimiento de gas es el de un mecanismo de alerta precoz de esas crisis y la Comisión Europea creó a esos efectos un Grupo de trabajo conjunto con el Consejo de Ministros con gran profusión de informaciones. El Grupo NESCO está llamado a anticiparse, en la medida de lo posible, a cualquier crisis susceptible de poner en riesgo la seguridad de abastecimiento de la Unión. Las negociaciones del nuevo Acuerdo entre Rusia y la Unión introducirán este mecanismo que Rusia recoge en su reciente Documento. La convergencia de puntos de vista de ambas partes está, pues, asegurada a este respecto.

13 - La eficiencia en todos los eslabones de la cadena energética, la operación

científica y técnica en energías alternativas y renovables y las actividades conjuntas en materia de protección del medio ambiente aproximan enormemente los principios recogidos en el "enfoque conceptual" ruso y los que conforman la política energética de la Unión Europea. Rusia, al igual que otros grandes países productores como Irán y consumidores como China e India apuestan por una diversificación de las fuentes de energía y una mejora de la intensidad energética ya que la estructura rusa de producción y consumo energéticos ha llevado a un despilfarro energético insostenible.

14 - Finalmente, el Documento recoge la necesidad de una uniformidad terminológica y conceptual entre los actores del mercado de la energía con lo que se intenta abarcar incluso aspectos formales aparentemente secundarios pero que crearon no pocos e intrincados problemas en la negociación de la actual Carta de la Energía.

En resumen, Rusia hace en su "Enfoque conceptual hacia la nueva base para cooperación internacional energética" un extraordinario esfuerzo recogiendo en una veintena de principios todos los aspectos de esa posible cooperación. Nada queda excluido en teoría en esa propuesta y si bien es cierto que, como señalo al comienzo de estas líneas, podría tildársela de algún sesgo favorable a sus intereses, sería importante que las instancias de la Unión llevaran a cabo un análisis profundo que hasta el momento no se ha realizado. El mejor banco de pruebas de la buena fe rusa que en tantas ocasiones se ha cuestionado recientemente con motivo de las crisis del gas o de los enfrentamientos en Georgia, en Transnistria o en Kosovo sería el inicio de discusiones en un marco que, en mi opinión,

debería permanecer por el momento en el plano bilateral de las relaciones entre la Unión Europea y Rusia. Implicar a otros actores en marcos como el G-8 o el G-20 se traduciría en mayores dificultades. Creo necesario recordar que una de las cuestiones que el Presidente Delors planteó con la perspicacia política que le era propia al comienzo del lanzamiento de la negociación de la Carta fue precisamente el marco geográfico al que esta se aplicaría, consciente de que la implicación de actores como los Estados Unidos solo contribuiría a enmarañar las negociaciones. Desgraciadamente, ni siquiera el principal actor de interés para la Unión Europea – Rusia – la aceptó y con esa negativa ha quedado invalidado en buena parte el sentido de la Carta.

El "Acuerdo sobre tránsito"

El Documento ruso cuyos principios fundamentales se han analizado en las líneas anteriores no se agota aquí; recoge, además, dos anejos, el primero con los elementos del acuerdo de tránsito y el segundo con la lista de las materias y productos energéticos al que ya se ha hecho alusión más arriba. Días más tarde de la presentación del Documento, las Autoridades rusas hicieron distribuir un borrador de "Tratado sobre la gestión de situaciones de emergencia en el tránsito de materiales y productos energéticos". No me parece que este borrador, cuya redacción es excesivamente simplista y voluntarista, deba merecer mayor atención por el momento. Estamos aún muy lejos de abordar borradores de textos jurídicos que requerirían previamente un análisis de las bases de un posible acuerdo. Por lo demás, el análisis de un texto semejante solo podría realizarse partiendo del Protocolo de tránsito que forma parte integrante junto con el Tratado de la actual Carta de la Energía. En

cualquier caso, ese nuevo acuerdo constituiría una parte integrante del nuevo “sistema” propuesto por los rusos.

El anejo I describe, no obstante, con bastante detalle el contenido de ese Tratado sobre situaciones de emergencia. En primer lugar, la armonización terminológica que facilite la aplicación universal de Tratado y los principios para el establecimiento de las tarifas de tránsito basadas en el coste, incluido el impacto fiscal, y que reflejen todas las exigencias de objetividad, transparencia y no discriminación. La causa de las crisis del gas ruso y su tránsito especialmente por Ucrania reside precisamente en la carencia de unos criterios objetivos aceptables para las partes implicadas (vendedores, países de tránsito y compradores) y sigue constituyendo una de las fuentes de divergencia más importantes entre ellas. Las dificultades del tránsito del gaseoducto “Nabucco” por Turquía, aparentemente resueltas desde la reunión de Praga de hace unas semanas, se basan en la determinación de los derechos de tránsito y de acceso en condiciones preferenciales al gas transportado.

La propuesta subraya dentro de las obligaciones de tránsito, por una parte, la inadmisibilidad de la reducción, la interrupción o la interferencia de los flujos del transporte en condiciones no previstas en los contratos de tránsito y la res-

ponsabilidad de las partes por las pérdidas ocasionadas en caso contrario. Estos elementos del acuerdo abordan el núcleo central de las obligaciones de tránsito. Las interrupciones de abastecimiento de gas ruso a los países miembros de la Unión han dado efectivamente lugar a reclamaciones importantes que en alguna ocasión como en las planteadas por el Gobierno búlgaro, la empresa suministradora Gazprom, se ha comprometido a compensar sin reconocer, sin embargo, su responsabilidad en la interrupción del flujo. Evidentemente, si difícil parece en estos momentos acordar estas obligaciones, aún más lo será llevarlas a la práctica.

La optimización de las rutas de tránsito, de acuerdo con el Documento, a través de mecanismos de coordinación abre implícitamente el gran debate de las rutas. No es necesario repetir una vez más los términos de ese debate que se inicia a finales de los años noventa y que alcanza hoy con la discusión de los trazados de los gaseoductos “Nabucco”, “South Stream” y TGI su más amplia expresión. La propuesta rusa no es inocua ni neutra. Para Rusia han sido factores políticos los que han determinado la elección de un trazado como el de Nabucco al margen de consideraciones económicas, financieras o de capacidad de abastecimiento que debieron ser los únicos fac-

tores determinantes en un marco de cooperación internacional.

El Acuerdo sobre las situaciones de emergencia debería establecer los órganos internacionales autorizados a actuar en esas situaciones constituidos con presencia de las partes del acuerdo interesadas así como la obligatoriedad del acceso de los expertos a los sistemas de transporte en casos de conflicto. El borrador de acuerdo recoge precisamente como uno de sus elementos esenciales la constitución de una Comisión internacional compuesta de representantes de las partes del acuerdo y de expertos de reconocido prestigio. Recordemos que una de las escasas decisiones a las que dio lugar la crisis del gas de este año fue la visita a las instalaciones de transporte más directamente afectadas de una comisión de expertos de la Unión Europea que no quiso o no pudo probar la responsabilidad rusa en las interrupciones de los flujos.

El acuerdo determina lógicamente la preferencia de la vía diplomática para la resolución de los conflictos y sugiere acogerse a las reglas de arbitraje de una instancia internacional reconocida como la CNUDMI para las controversias jurídicas.

Finalmente, el eventual Acuerdo excluiría cualquier reserva al mismo con objeto de hacer su aplicación necesariamente coercitiva.

Conclusiones

La réplica rusa a unas situaciones acaecidas durante los tres últimos años que se han traducido en acusaciones y desconfianza entre la Unión Europea y Rusia han empujado a esta a una iniciativa de importancia. La Unión se ha venido limitando a insistir una y otra vez en la necesidad de hacer aceptar a Rusia sea la ratificación de la Carta de la Energía algo que está explícitamente excluido por las máximas autoridades rusas sea la inserción de los principios de esa Carta en el nuevo Acuerdo “estratégico” pendiente de negociación y en sustitución del actual. La lógica debería indicar que si Rusia rechaza desde hace años plegarse a los principios de la Carta por considerar que no recogen la situación del sector energético en sus distintas actividades ni los intereses rusos, la integración de los principios de la Carta en un acuerdo bilateral difícilmente será aceptado por aquella. La táctica rusa, con la presentación de este “enfoque conceptual” nuevo e indudablemente bastante más amplio que la Carta supone un reto. Nada hay en una primera lectura de los documentos rusos que los hagan inaceptables para la Unión Europea y sus países miembros. Su examen por las instancias del Consejo es aconsejable sin que ello interfiera necesariamente en las negociaciones del acuerdo bilateral. La Unión Europea y Rusia no pueden permitirse nuevas crisis como las que han atravesado durante los últimos años en el abastecimiento de gas. La noción de “interdependencia” que tantas veces han subrayado los rusos tiene una base incontrovertible que estos han intentado reflejar en esos principios del “nuevo enfoque” que estas líneas han intentado interpretar apresuradamente. ■

La crisis y las cajas como inversores del sector energético

Iñaki Garay Zabala

Director de Redacción Expansión

Por primera vez en la historia de España una caja de ahorros, Caja Castilla la Mancha, ha tenido que ser intervenida por el Banco de España para evitar la quiebra. La noticia pone de relieve los problemas por los que está atravesando el sector financiero en su conjunto, y, en particular, algunas cajas de ahorros cuyo desarrollo en los últimos años ha estado muy vinculado al sector inmobiliario, que en estos momentos vive una crisis sin precedentes. Precisamente el riesgo del sector financiero con promotores supera en estos momentos los 320.000 millones de euros, de los que aproximadamente 180.000 corresponderían a las cajas de ahorros. Durante la última década, estas entidades de naturaleza semipública han ido no sólo ganando peso en el sector financiero español sino que han tomado el relevo de los grandes bancos como accionistas de referencia en muchas de las gran-

des empresas españolas, fundamentalmente las energéticas. En la actualidad, las cajas de ahorros tienen aproximadamente un 5% de las acciones del Ibex 35, y de éstas aproximadamente casi 15.000 millones de euros están invertidos en títulos energéticos. La reflexión que merece la pena hacer es de qué manera va a afectar al accionariado de las grandes empresas españolas la crisis que atraviesa el sector financiero en general y las cajas de ahorro en particular. Lo que parece evidente es que, de producirse, la salida de las cajas del accionariado de alguna de estas compañías obedecerá más a criterios de necesidad que de rentabilidad, ya que el momento no es el más oportuno para desinvertir.

Cambio de rumbo

La corrección de la bolsa a lo largo de 2008 —el selectivo Ibex perdió en su conjunto en torno a un 40%- y princi-

pios de este mismo año ha depreciado en su conjunto el valor de la cartera industrial de las entidades financieras, lo que desaconsejaría su venta en estos momentos. No en vano, las propias entidades se han dirigido al Banco de España para que les permita flexibilizar las condiciones en las que se contabiliza esa cartera. La petición, además de suponer un respiro para las entidades, tiene cierta lógica en un contexto como el actual. Si todas las entidades quisieran ahora paliar los problemas que atraviesan echando mano de la venta de activos, se daría una sobreoferta en el mercado que tumbaría aún más el precio de esos activos, agravando la situación y creando problemas donde no los había. Además, las cajas siguen obteniendo una buena rentabilidad por dividiendo de su inversión y mantienen a representantes en buena parte de los consejos de administración. De hecho, la mayor parte de las entidades reconocen que sus inversio-

nes en el sector energético son estables y casi ninguna se ha mostrado dispuesta a abandonar. Otra cosa es que sea imposible para ellas permanecer.

Estructura de propiedad

Es posible que, en el contexto actual, la última palabra ni siquiera la tengan ellas y que sea finalmente el Banco de España el que de una u otra forma decida el futuro de un buen número de títulos energéticos. En cualquier caso la pregunta que debe hacerse cuando hablamos de las cajas es quién está detrás de las mismas. El primer debate que ha salido a la luz a raíz de la crisis es el de la propiedad de las propias cajas. No en vano son muchos los que ahora ponen en cuarentena al sector de cajas por su estructura de propiedad. No está claro quién gobierna en las cajas y, a su vez, parece evidente que en una buena parte de estas entidades es el poder político -fundamentalmente los gobiernos de las comunidades autónomas- el que toma las decisiones o como poco condiciona la gestión. Es decir, las cajas son de los políticos o no se sabe bien de quién son. Esta ambigüedad sobre la propiedad hace que en muchos inversores a nivel internacional consideren que algunas empresas tienen todavía presencia pública por el mero hecho de estar participadas por una caja, a pesar de que esta percepción no en ningún caso realista. Lo primero que va a provocar esta crisis es una nueva vuelta de tuerca sobre el poder que ejercen los políticos en estas entidades, que debería ser claramente recortado. En algunas, como Caja Navarra, han sido los pro-

prios políticos los que han iniciado el cambio para autolimitarse. En otras van a ir introduciéndose cada vez nuevos mecanismos de mercado, como la posibilidad de cuotas participativas con derechos políticos, que abren un horizonte. ¿Significa que el modelo de cajas va a desaparecer?. Seguramente no. Lo que se ha abierto es un proceso de necesaria transparencia que, lejos de acabar con las cajas, puede reforzarlas y devolverles la credibilidad que han perdido en el último año.

La necesaria reestructuración

La morosidad media del sector financiero está ya en el entorno del 4,5% - con la morosidad media de las cajas por encima del 5% y la de los bancos cercana al 4%-y está previsto que el próximo año alcance el 10%. Esto quiere decir que habrá entidades que superarán ampliamente ese porcentaje sobre las que habrá que actuar de un modo u otro, lo que afectará sin duda alguna a sus participaciones industriales. De momento, el Gobierno acaba de aprobar el Fondo de Reestructuración Ordenada Bancaria (Frob), que es el mecanismo sobre el que se apoyará la reestructuración del sector financiero en España. Una reestructuración que previsiblemente va a dar un vuelco al mapa del sector, del que desaparecerán un buen número de entidades, algunas simplemente por los posibles procesos de fusión -en este caso no tendría en principio que afectar a las participaciones industriales- y otras por su previsible liquidación. Pero lo que es más importante para el sector energético es que las entidades que queden ten-

drán que revisar su modelo de negocio y su estrategia como inversores estables en empresas.

A estas alturas, nadie cree que las cajas o los bancos sean ya un núcleo duro que impida operaciones no deseadas en una compañía y es discutible que una entidad financiera tenga que mantener este tipo de inversiones. Los bancos hace tiempo que decidieron que sus recursos debían dedicarlos a otras cosas y en los últimos años han reducido su cartera industrial. Al margen del negocio bancario que pueda generar una inversión de una entidad financiera en una empresa no está claro que otro interés puede tener distraer recursos del negocio financiero para hacer una cartera industrial. Parece que tiene más lógica que las entidades se dediquen a financiar proyectos energéticos que a invertir en las propias compañías. Las entidades financieras no son decisivas en el accionariado de una empresa. Caja Madrid, por ejemplo, llegó a ser el principal accionista de Endesa con casi un diez por ciento del capital. Sin embargo, esta importante participación no impidió que, ante la guerra de ofertas sobre la eléctrica, la caja decidiera vender con importantes plusvalías. Realmente, pese a ser el principal accionista tenía pocas salidas. En la actualidad, la mayor parte de las participaciones de las cajas de ahorros en empresas energéticas están por debajo del porcentaje que llegó a controlar Caja Madrid en Endesa. Sólo La Caixa, a través de Critería, tiene participaciones superiores en Repsol, donde controla alrededor del 12,5% y en Gas Natural, donde tiene en torno a un 37,5%. El resto de las participaciones

de las cajas en otras empresas energéticas no son relevantes como para creer que pudieran jugar un papel importante en el futuro de estas empresas.

En los próximos meses, y a medida que avance el proceso de reestructuración

del sector financiero, vamos a asistir a un cambio de estrategia de las entidades financieras que va a dar lugar a una salida paulatina del accionariado de muchas empresas. Las cajas sustituyeron a los bancos como accionistas de referencia. ¿Quién va a sustituir a las cajas?

La pregunta está en el aire y no hay todavía una clara respuesta, entre otras cosas por la propia crisis. Lo que está por ver es la reestructuración del sector financiero dará un nuevo impulso a su vez a la reestructuración del sector energético. ■

Política de competencia en un mercado regulado: El caso del sector eléctrico español

Marcos Araujo Boyd

Socio-abogado Garrigues

En una concepción tradicional de economía industrial, los parámetros de competencia, competitividad y precios guardan una estrecha relación. Se parte de la premisa de que la rivalidad entre las empresas, junto a otros elementos, contribuye a aumentar la competitividad (esto es, la capacidad de producir a precios bajos), los cuales, a su vez, nuevamente asumiendo una competencia suficiente, se traslada a los consumidores.

Este paradigma se ha trasladado recientemente a los sectores energéticos, y singularmente a los mercados eléctricos, en un intento por superar los modelos de intervención que, desconfiando del mercado, pretendían asegurar precios adecuados a través de la intervención estatal. Pero es

obligado reconocer que, en el momento actual, el nuevo paradigma no se ha instalado por completo, coexistiendo con un régimen de intervención que deja en manos de la Administración elementos esenciales de los mecanismos de formación de los precios. Ciertamente, dada la incompatibilidad filosófica entre los dos modelos, es difícil encontrar equilibrios apropiados en esta situación.

En este escenario, asistimos en los últimos años, y especialmente en los últimos meses, a un incremento notable de iniciativas lideradas por las autoridades de competencia en el sector energético, y especialmente el eléctrico. Debe destacarse lo extraordinariamente agresivo de esta intervención; y no solo por lo extra-

ordinariamente elevado de las sanciones económicas, que han alcanzado rápidamente cifras millonarias, sino especialmente por lo novedoso de los razonamientos empleados por dichas autoridades, fruto precisamente de lo incongruente de la realidad regulatoria.

En efecto; en un rápido repaso a lo que ha sido la práctica española en materia de conductas prohibidas, las empresas eléctricas se han convertido rápidamente en los primeros contribuyentes por sanciones económicas. Ya batieron récords en 2007 y 2008 con las mayores multas individuales en los asuntos de los mercados en un contexto de restricciones técnicas¹, y en 2009 se han situado en una notable posición con las recientes resoluciones en

¹ A este respecto, el ya extinto Tribunal de Defensa de la Competencia dictó una controvertida Resolución con fecha 8 de marzo de 2007 en el Expediente 6011/05 IBERDROLA CASTELLÓN, Resolución en la cual sancionó a Iberdrola Generación S.A. con una multa de 38.700.000 €. Un año después, la nueva Comisión Nacional de la Competencia volvió a multar a Iberdrola Generación, S.A., esta vez con una suma que ascendió a 15.400.000 €, en su Resolución de 14 de febrero de 2008 en el Expediente 624/07 IBERDROLA. Posteriormente, con fecha 25 de abril de 2008 la Comisión Nacional de la Competencia también multó a Gas Natural Electricidad SDG, S.A. con 1.500.000 € en el marco del Expediente 625/07 GAS NATURAL.

los asuntos referidos al sistema de información de puntos de suministro², que parece que ahora recomienzan desde otra perspectiva³. Pero no son tanto las sanciones como el contenido técnico de las resoluciones lo que llama la atención. Para empezar, todas las intervenciones se han basado en las disposiciones que prohíben el abuso de una posición dominante, norma de infrecuente y discutida aplicación. Además, las teorías de daño aplicadas han sido, hasta la fecha, bastante débiles. Sin excepciones, todas se ocupan de situaciones en las que la regulación era poco clara, reprochándose por el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia que las empresas, individualmente, adoptaran comportamientos que, a su entender, no respetaban la filosofía del marco regulatorio, aunque no se encontraban prohibidas por el mismo. Así, por recordar las más recientes decisiones (las del SIPS), la autoridad de competencia ha justificado la técnica que se ha expuesto en la “especial diligencia” que, según una doctrina ciertamente abierta a crítica, tendrían las empresas dominantes en aplicación del derecho de la competencia. Una empresa dominante, se nos dice, tiene “obligaciones adicionales”, ciertamente no precisadas, que se suman a las previstas en el marco legal que le es aplicable, de forma que no basta como defensa la alegación de haber respetado dicho marco.

La filosofía que subyace a estas decisiones implica el riesgo de aplicar las disposiciones en materia de competencia como “complemento” sancionador a la regulación específica, que no prohibiría por sí misma esos comportamientos. Ciertamente, esta técnica plantea serias dificultades desde una óptica de seguridad jurídica.

La creatividad de la autoridad, con todo, no parece haber encontrado todavía su límite, encontrándose en trámite un procedimiento en el cual se acusa a la asociación sectorial UNESA de una conducta prohibida por el artículo 1 de la Ley de Defensa de la Competencia (que prohíbe los acuerdos y las decisiones de asociaciones empresariales anticompetitivos) consistente en haber interpuesto recurso contencioso-administrativo contra una Orden Ministerial y, en ese marco, solicitado su suspensión... que además fue concedida por la Audiencia Nacional⁴.

A nivel comunitario, y aunque en menor medida, también se han dictado decisiones sin precedentes. El pasado mes de noviembre, la Comisión anunciaba la adopción de una decisión respecto a la empresa alemana E.ON en el marco de una investigación por prácticas prohibidas. La decisión aceptaba por primera vez en aplicación de los artículos 81 y 82 del Tratado CE un remedio estructural propues-

to por una empresa — esto es, un compromiso de venta de determinados negocios, concretamente su filial de transporte de electricidad y parte de capacidad de generación⁵. Este tipo de condiciones, frecuentes en materia de concentraciones, nunca habían sido aplicadas en casos de conductas prohibidas. Cabe observar que dichas medidas van bastante más allá de lo que impone el marco regulador comunitario, que si bien impone una separación jurídica y funcional no exige, al menos por el momento, una separación de propiedad. Ciertamente, cabe la pregunta de si la sanción impuesta a la misma E.ON pocos meses antes, que ascendió a 38 millones de euros⁶, por haber roto unos precintos en el marco de otra investigación comunitaria influyó de alguna forma en el interés de la empresa en encontrar una solución “negociada” con la Comisión.

Al igual que en los casos ya citados de intervención de la autoridad española, las medidas de la Comisión pueden verse como un intento de, en aplicación del ordenamiento de defensa de la competencia, ir más allá de lo que impone la normativa sectorial. De alguna forma, la autoridad de competencia se erige en vigilante añadido al regulador sectorial específico, con capacidad para superar el marco normativo que sujeta a este último, empleando los tipos abiertos que

² A este respecto, el ya extinto Tribunal de Defensa de la Competencia dictó una controvertida Resolución con fecha 8 de marzo de 2007 en el Expediente 601/05 IBERDROLA CASTELLÓN, Resolución en la cual sancionó a Iberdrola Generación S.A. con una multa de 38.700.000 €. Un año después, la nueva Comisión Nacional de la Competencia volvió a multar a Iberdrola Generación, S.A., esta vez con una suma que ascendió a 15.400.000 €, en su Resolución de 14 de febrero de 2008 en el Expediente 624/07 IBERDROLA. Posteriormente, con fecha 25 de abril de 2008 la Comisión Nacional de la Competencia también multó a Gas Natural Electricidad SDG, S.A. con 1.500.000 € en el marco del Expediente 625/07 GAS NATURAL.

³ En este sentido, véase el reciente comunicado de prensa de la Comisión Nacional de la Competencia de 25 de junio de 2009 en relación con el Expediente S/159/09 MIGRACIÓN CUR: “La CNC incoa nuevo expediente sancionador contra las empresas eléctricas y considera la adopción de medidas cautelares”.

⁴ En este sentido, véase el comunicado de prensa publicado por la Comisión Nacional de la Competencia el 19 de febrero de 2008 sobre el Expediente S/005 I/08 ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (UNESA): “La Comisión Nacional de la Competencia abre expediente sancionador a la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)”.

⁵ Véase la nota de prensa de la Comisión Europea IP/08/1774 de fecha 26 de noviembre de 2008: “Commission opens German electricity market to competition”.

⁶ Véase la nota de prensa de la Comisión Europea IP/08/108 de fecha 30 de enero de 2008: “Commission imposes € 38 million fine on E.ON for breach of a seal during an inspection”.

contiene el ordenamiento de defensa de la competencia. Y ciertamente, la empresa no parece que pueda oponer a esa técnica su respeto a la normativa sectorial o, incluso, su eventual respeto a las decisiones o resoluciones individuales que le haya podido dirigir el regulador sectorial, como hemos visto en los recientes asuntos que, en el ámbito de las telecomunicaciones, han afectado a empresas como Deutsche Telekom o Telefónica⁷.

Son obvios los problemas que este tipo de construcciones jurídicas plantean desde una óptica de seguridad jurídica. Ciertamente, si el marco legal está poco definido o es perfectible, parecería más adecuado que el regulador abordara su revisión. Además de ello, es cada vez más urgente aclarar en qué condiciones deben censurarse iniciativas unilaterales de defensa de la propia posición de mercado.

La gran pregunta, con todo, y habida cuenta el modelo de intervención en coexistencia con competencia, si estas iniciativas colaboran de manera concreta para asegurar la competitividad de las empresas eléctricas, o si dicha mejora de competitividad podría haberse asegurado a través de otras técnicas. Ello es lo que los Tribunales deberán, en los próximos años, aclarar. ■

⁷Véase la Sentencia del Tribunal de Primera Instancia de 10 de abril de 2008 en el Asunto T-271/03, Deutsche Telekom AG. c. Comisión. Asimismo, véase la nota de prensa de la Comisión Europea IP/07/1011 de fecha 4 de julio de 2007: "La Comisión multa a Telefónica con más de 151 millones de euros por más de cinco años de precios no equitativos en el mercado español de banda ancha". Actualmente esta Decisión de la Comisión Europea se encuentra recurrida por Telefónica ante el Tribunal de Primera Instancia.

La coordinación y publicación de los “Cuadernos de Energía” se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes: **CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA, DELOITTE y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS.**

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

El Consejo Editorial de los “Cuadernos de Energía”, respetuoso con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, consecuentemente, no asume responsabilidad alguna en este sentido.

Los “Cuadernos de Energía” han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de los “Cuadernos de Energía” sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

Publicación trimestral: Número 43, Año VII, Madrid, Enero 2009-01-23

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

© **CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA, DELOITTE Y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS**



25
JULIO 2009


GARRIGUES
ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS


**CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA**
ENERCLUB

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel.: 91 514 5200
Fax: 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 8ª Planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 7221
Fax: 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel.: 91 514 5000
Fax: 91 514 5180
www.deloitte.es