Deloitte.

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
ENERCLUB

GARRIGUES
ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS

CUADERNOS DE Energía

Nº 14

Octubre 2006

En este número

- El Libro Verde sobre seguridad de suministro: la visión de Eurelectric, *por Rafael Miranda, Presidente de Eurelectric.*
- La energía en el Mediterráneo, ¿cuáles son las perspectivas diez años después de Barcelona?, *por Abdenour Keramane, Director de la revista MEDenergie.*
- Las energías renovables dentro de la matriz energética de Iberoamérica, *por Enrique Iglesias, Secretario General de la Cumbre Iberoamericana.*
- Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía:
  - La Oportunidad de las Energías Renovables en América Latina.
  - Declaracion de los Ministros o Representantes Ministeriales de la Cumbre de Presidentes Iberoamericanos.
  - Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: dos años después de la conferencia de Bonn.
- La gestión de la demanda, *por Juan Manuel Eguiagaray Ucelay, Economista y Ex-Ministro de Industria y Energía.*
- La escalada de los precios del petróleo, *por José Carlos Díez, Economista Jefe de InterMoney y Profesor de Fundamentos del Análisis Económico de la Universidad de Alcalá.*
- La demanda de petróleo condiciona la política exterior de Estados Unidos, *por Soeren Kern, Analista del "USA and Transatlantic Dialogue". Real Instituto Elcano.*
- Petróleo, Economía y la guerra de Irak, *por Emilio Figueroa Sánchez, Ingeniero Industrial. Profesor del Instituto Superior de la Energía y del Club Español de la Energía.*
- Afrontar los riesgos. Estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares, *por Robin Cohen, Socio de Economic Consulting, Deloitte & Touche LLP y Alastair Scrimgeour, Socio del area "Corporate Finance Advisory" de Deloitte Reino Unido.*
- El despertar ruso y la cumbre de Lahti: Rusia se renacionaliza, *por Pablo Benavides, Embajador de España y Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea.*
- Energía geotérmica para el siglo XXI, *por José Pedro Calvo Sorando, Director General del Instituto Geológico y Minero de España.*
- Conferencia de las regiones periféricas marítimas de Europa: un nuevo lobby en la Unión Europea, *por Enrique Díaz Moreno, Director General de Industria y Comercio del Gobierno de Navarra y Presidente del Grupo de Energía de la CRPM.*
- Unión Europea: La energía en las regiones periféricas marítimas, *por Brian Wilson. exMinistro de Energia del Reino Unido.*
- Financiación de proyectos y sostenibilidad, *por Gonzalo Rivera Sánchez, Asociado del Departamento Mercantil de Garrigues Abogados y Asesores Tributarios.*
- Hidrógeno, real pero lejano, *por Iñaki Garay Zabala, Director de "Expansión".*

Consejo Editorial

José Luis Martínez
Director General del Club Español de la Energía
jose.luis.martinez@cuadernosdeenergia.com

Jesús Navarro
Socio Director de Energía de Deloitte
jesus.navarro@cuadernosdeenergia.com

Javier Pérez-Ardá
Socio Responsable de Energía y Telecomunicaciones de Garrigues Abogados y Asesores Tributarios
javier.perez-arda@cuadernosdeenergia.com

Juan Sancho Rof
Tecnicas Reunidas

Iñaki Garay Zabala
Director de "Expansión"

Pablo Benavides Salas
Embajador de España, Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea

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

Victor Pérez Rodríguez
Catedrático de Sociología de la Universidad Complutense de Madrid

Índice

El Libro Verde sobre seguridad de suministro: la visión de Eurelectric,
por Rafael Miranda, Presidente de Eurelectric. 1

La energía en el Mediterráneo, ¿cuáles son las perspectivas diez años después de Barcelona?,
por Abdenour Keramane, Director de la revista MEDenergie. 7

Las energías renovables dentro de la matriz energética de Iberoamérica,
por Enrique Iglesias, Secretario General de la Cumbre Iberoamericana. 13

Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía:

- La Oportunidad de las Energías Renovables en América Latina. 15
- Declaracion de los Ministros o Representantes Ministeriales de la Cumbre de Presidentes Iberoamericanos. 19
- Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: dos años después de la conferencia de Bonn. 21

La gestión de la demanda,
por Juan Manuel Eguiagaray Ucelay, Economista y Ex-Ministro de Industria y Energía. 25

La escalada de los precios del petróleo,
por José Carlos Díez, Economista Jefe de InterMoney y Profesor de Fundamentos del Análisis Económico de la Universidad de Alcalá. 35

La demanda de petróleo condiciona la política exterior de Estados Unidos,
por Soeren Kern, Analista del "USA and Transatlantic Dialogue". Real Instituto Elcano. 40

Petróleo, Economía y la guerra de Irak,
por Emilio Figueroa Sánchez, Ingeniero Industrial. Profesor del Instituto Superior de la Energía y del Club Español de la Energía. 47

Afrontar los riesgos. Estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares,
por Robin Cohen, Socio de Economic Consulting, Deloitte & Touche LLP y Alastair Scrimgeour, Socio del area "Corporate Finance Advisory" de Deloitte Reino Unido. 51

El despertar ruso y la cumbre de Lahti: Rusia se renacionaliza,
por Pablo Benavides, Embajador de España y Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea. 60

Energía geotérmica para el siglo XXI,
por José Pedro Calvo Sorando, Director General del Instituto Geológico y Minero de España. 64

Conferencia de las regiones periféricas marítimas de Europa: un nuevo lobby en la Unión Europea,
por Enrique Díaz Moreno, Director General de Industria y Comercio del Gobierno de Navarra y Presidente del Grupo de Energía de la CRPM. 69

Unión Europea: La energía en las regiones periféricas marítimas,
por Brian Wilson. ex-Ministro de Energia del Reino Unido. 76

Financiación de proyectos y sostenibilidad,
por Gonzalo Rivera Sánchez, Asociado del Departamento Mercantil de Garrigues Abogados y Asesores Tributarios. 78

Hidrógeno, real pero lejano,
por Iñaki Garay Zabala, Director de "Expansión". 81

Si desea copias adicionales de esta publicación le invitamos a visitar las siguientes websites: www.garrigues.com, www.enerclub.es, www.deloitte.es, donde encontrará todos los números que se publiquen en formato digital.

El Libro Verde sobre seguridad de suministro: la visión de Eurelectric

Rafael Miranda

Presidente de Eurelectric

En lo que respecta a la energía, el gran reto al que se enfrenta la sociedad europea, no es otro que garantizar el soporte energético de su desarrollo económico futuro. Este reto no se puede acometer sin considerar los otros dos factores clave que la industria y las autoridades implicadas siempre han tenido en cuenta a la hora de planificar las inversiones energéticas: el coste global de la cesta energética y el respeto por el medio ambiente.

Es decir, los cambios estructurales a los que se enfrenta Europa se encuentran en la frontera de los dominios de la energía, la competitividad y el medio ambiente. No es posible una reflexión sobre el futuro modelo energético europeo sin abordar conjuntamente estos tres vectores.

Y también hay que considerar una cuarta variable: el desarrollo de mercados energéticos europeos y competitivos.

Todos estos cambios no deben suponer solamente una amenaza para nuestra economía, sino también hay que aprovechar las oportunidades que se pueden generar de ellos.

Seguridad de suministro: los factores clave

Desde el punto de vista del sector eléctrico, alcanzar una seguridad de suministro adecuada, es decir, garantizar el suministro de energía eléctrica en la cantidad y con la calidad suficiente, implica:

- Disponer de un acceso fiable a la energía primaria.
- Diversificar el suministro de energía primaria, tanto geográficamente como por tipo de combustible.
- Desarrollar la infraestructura necesaria, tanto en lo que se refiere a abastecimiento de materias primas como a la generación, transporte y distribución de electricidad.

Disponer de un acceso fiable a la energía primaria

Ya es conocida la gran dependencia energética de Europa. En 2005, las importaciones europeas supusieron el 41%, el 80% y el 58% del consumo de carbón, petróleo y gas natural. En conjunto, la dependencia energética europea alcanzó el 56% del abastecimiento de materias primas. Las previsiones no son optimistas. Según datos de la Comisión Europea, la importación de materias primas energéticas alcanzará el 67% del consumo energético europeo en 2030.

Una de las principales razones por las que aumenta este factor es la creciente aportación de la tecnología de ciclo combinado con gas natural en la generación de electricidad en toda Europa. En efecto, respecto a otras tecnologías, este tipo de centrales son menos intensivas en capital y sus plazos de construcción son más cortos, por lo que es la tecnología más adecuada para aprovechar las ventajas de la liberalización del sector eléctrico e introducirse en nuevos mercados. Los proyectos de centrales de ciclo combinado suman, según Platts, 97.000MW de capacidad de aquí a 2016.

Los principales proveedores de gas natural de Europa - Rusia, Noruega y Argelia - siempre han sido socios fiables en lo que se refiere a sus compromisos de suministro de gas. Y seguramente lo seguirán siendo, ya que son tan importantes para Europa como Europa lo es para ellos, pues es su principal mercado.

Pero Europa va a tener que competir con otras zonas económicas por el suministro de las materias primas energéticas. Las proyecciones de crecimiento de algunas economías emergentes, como China e India, por encima del 8% para los próxi-

mos años, van a necesitar de un fuerte sustento energético. Las compañías estatales de algunos de estos países ya han dado importantes pasos para abastecer sus futuras necesidades firmando acuerdos comerciales con sus homólogas de los países suministradores. Y en este sentido, no debemos olvidar que el 90% de las reservas de petróleo y gas a nivel mundial son propiedad de empresas estatales.

Europa cuenta, además, con una circunstancia adicional respecto a otras grandes áreas económicas: no puede negociar como una única voz en materia de aprovisionamiento energético, e incluso tampoco lo hace a escala nacional, sino que son las principales compañías energéticas de estos países las que negocian los suministros de materias primas. Esta ha sido una de las reflexiones que varios mandatarios europeos han puesto sobre el tapete.

Mix diversificado de fuentes de energía

En estas condiciones, el disponer de una cesta diversificada de fuentes de energía y con distintos suministradores es un elemento indispensable para una garantía de suministro adecuada.

En lo que se refiere a la generación de electricidad, esta prioridad se traduce en la necesidad de dejar todas las opciones tecnológicas abiertas para poder dar la mejor respuesta a los retos actuales y a los que nos deparará el futuro.

En un sistema eléctrico competitivo y equilibrado, todas las tecnologías de generación juegan su papel. Algunas disponen de precios de combustible estables, como la nuclear o el carbón. Otras son idóneas para determinados periodos de la demanda, como los ciclos combinados de gas natural. Las energías renovables son la solución ideal para cumplir con los compromisos medioambientales requeridos. Sin embargo, todas estas tecnologías tienen también su lado negativo, algunas desde el punto de vista medioambiental, otras en lo que se refiere al coste y volatilidad de la materia prima y otras en cuanto a la escasa garantía de suministro que proporcionan.

Ninguna tecnología o fuente de energía primaria puede solucionar por sí misma los retos energéticos a los que se enfrenta Europa. Es preciso un mayor esfuerzo y coordinación a escala europea en I+D, que permita desarrollar las tecnologías necesarias para aprovechar todas las fuentes de energía que tenemos a nuestra disposición.

Desarrollar infraestructura suficiente

En los próximos 20 años, Europa va a tener que hacer un gran esfuerzo para afrontar la demanda eléctrica: será necesaria potencia para proveer en torno a 1.400 TWh adicionales y renovar la capacidad instalada equivalente a unos 1.000 TWh anuales de producción. En definitiva, renovar o construir centrales para suministrar un volumen equivalente al 80% de la generación actual de la Unión Europea (que asciende a cerca de 3.000 TWh).

Para poder acometer este reto, dos factores son imprescindibles: la disponibilidad de recursos financieros y la comprensión y apoyo de la sociedad para el desarrollo de estas infraestructuras.

En lo que se refiere al primer factor, diversos estudios valoran estas inversiones en unos 1.000 billones de euros (anglosajones, o un billón de euros español). Por lo que, además de competir por los recursos energéticos, también habrá que competir con otras regiones para atraer los recursos financieros necesarios para acometer las inversiones que demanda el sector eléctrico europeo.

No habrá escasez de capital, tal como afirmaba la Agencia Internacional de la Energía en su World Energy Outlook 2004. Pero para que estas inversiones se lleven a cabo, se requiere un entorno regulatorio estable y predecible, orientado a mercado, que dé señales adecuadas a los inversores.

Por otra parte, al menos tan importante como el factor anterior, será conseguir vencer el creciente rechazo social al desarrollo de infraestructuras. Todas las tecnologías de generación de electricidad tienen su impacto en el entorno. Pero el análisis que hay que efectuar no debe incorporar exclusivamente esta variable, sino tener en cuenta también la contribución de cada tecnología en materia de coste y seguridad de suministro. Para ello es necesario concienciar y educar a la sociedad en el papel que juega la energía en nuestra vida diaria.

Fruto de este rechazo a la instalación de infraestructuras es el alargamiento de plazos para la tramitación administrativa de nuevas instalaciones. En España hay líneas de alta tensión que han sufrido plazos de aprobación de hasta 20 años.

Y este es el escenario actual al que se enfrenta el sector para acometer las inversiones que se prevén necesarias, sean del tipo que sean (líneas de transporte y distribución, terminales de regasificación, parques eólicos, centrales nucleares, de carbón o ciclos combinados, etc…).

La aproximación de la Unión Europea

La Unión Europea ha lanzado un debate sobre esta problemática instrumentado a través de El Libro Verde sobre la energía, titulado Una Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura. Además, ha incorporado al análisis la reflexión sobre la necesidad de unificar la interlocución de la política exterior europea en materia energética.

El Libro Verde

El Libro Verde sobre la energía constituye un documento de consulta para estimular aportaciones de todos los agentes involucrados en relación a qué debe hacerse para afrontar la problemática de la seguridad de suministro energético, de una manera sostenible y en términos competitivos. El resultado de este periodo de consulta se reflejará en nuevas iniciativas legislativas que saldrán a la luz a finales de 2006 o principios de 2007.

El Libro Verde identifica seis áreas clave donde son necesarias acciones concretas para abordar los retos energéticos de Europa, que son las siguientes:

1. El mercado interior de la energía y la competitividad de los precios energéticos.

   Para acelerar el desarrollo de una verdadera red europea de gas y electricidad, las medidas concretas consideradas por el Libro Verde son:

   - La elaboración de un Código Europeo de Redes (European Grid Code), el establecimiento de un regulador europeo y de un Centro Europeo de Redes Energéticas (European Centre for Energy Networks), que apoye la interlocución entre operadores y reguladores para el desarrollo del reglamento de la red.
   - Mejora de las interconexiones.
   - Creación de un marco para estimular las nuevas inversiones.
   - Una separación de actividades más efectiva.
   - El reforzamiento de la competitividad mediante la mejora de la coordinación entre los órganos de regulación, autoridades de competencia y la Comisión Europea.

2. La solidaridad entre estados miembros para afrontar crisis repentinas de suministro.

   El Libro Verde se refiere a las siguientes iniciativas, como medidas concretas que podrían implementarse:

   - Una revisión de la legislación comunitaria vigente sobre reservas de petróleo y gas, para adaptarlas a los problemas actuales.
   - Un observatorio europeo sobre suministro energético, que mejore la transparencia sobre las cuestiones relativas a la seguridad del abastecimiento en la Unión Europea.
   - Un incremento de la seguridad de la red energética, mediante el aumento de la cooperación entre los operadores de redes europeos.
   - Una mayor seguridad física de las infraestructuras, mediante el establecimiento de estándares comunes.
   - Una mayor transparencia sobre las reservas energéticas a nivel europeo.

3. La diversificación del mix energético.

   La Unión Europea necesita un debate eficiente sobre las diferentes fuentes de energía, con inclusión de los costes y la contribución al cambio climático, para poder tener la seguridad de que, en general, su mix energético se ajusta a los objetivos de seguridad del abastecimiento, competitividad y desarrollo sostenible.

   Para abordar este debate la Comisión propone la elaboración de una Revisión Estratégica de la Energía en la UE (Strategic EU Energy Review), como documento de referencia.

4. El desarrollo sostenible, o cómo abordar el reto del cambio climático de manera eficiente y competitiva.

   Las medidas concretas que podrían establecerse son las siguientes:

   - Una clara intención de dar prioridad a la eficiencia energética, con el objetivo de ahorrar el 20% de la energía que la UE utilizaría en caso contrario para 2020, y acordar una serie de medidas concretas para alcanzar este objetivo, como campañas de eficiencia energética, utilización de instrumentos y mecanismos financieros para estimular las inversiones, intensificación de esfuerzos en el sector del transporte, implantación de un régimen paneuropeo de comercio de certificados blancos, mayor información sobre el rendimiento energético de aparatos, vehículos y equipos industriales, y establecimiento de normas mínimas de rendimiento energético.
   - Adoptar una hoja de ruta a largo plazo para las fuentes de energía renovables, que incluiría nuevos esfuerzos por alcanzar los objetivos existentes, estudio de las metas u objetivos necesarios después de 2010; una nueva directiva comunitaria sobre calefacción y refrigeración, un plan detallado de estabilización y progresiva reducción de la dependencia de la Unión Europea respecto del petróleo, iniciativas para acercar las energías renovables a los mercados.

5. Innovación y tecnología.

   La Comisión podría proponer al Consejo y al Parlamento el establecimiento de un plan estratégico de tecnología energética que permita la optimización de los recursos europeos, aprovechar las plataformas tecnológicas existentes y el desarrollo de mercados europeos para la innovación energética mediante iniciativas comunes. Este plan deberá presentarse lo antes posible al Consejo Europeo y al Parlamento para su aprobación.

6. La política exterior de la Unión Europea en materia de energía.

   En materia de energía, la Unión Europea necesita disponer de una política energética exterior claramente definida y propugnarla como una sola voz. Con ese fin, la Comisión propone:

   - Determinar las infraestructuras prioritarias para el suministro energético de la Unión Europea;
   - Desarrollar el Tratado de la Comunidad Paneuropea de la Energía.
   - Crear una nueva asociación en materia energética con Rusia.
   - Dotarse de un nuevo mecanismo comunitario que permita reaccionar de manera rápida y coordinada ante las crisis de suministro energético.
   - Profundizar en las relaciones en materia energética con los principales productores y consumidores.
   - Promover un acuerdo internacional sobre eficiencia energética.

La unificación de la política exterior europea

Con el objetivo de analizar la oportunidad de iniciativas comunitarias en materia de energía y política exterior, el Consejo Europeo solicitó a la Comisión y al Alto Representante para la Política Exterior y la Seguridad, asesoramiento en la estrategia de la Unión Europea en relación a su política exterior energética.

Así, se elaboró a mediados de Junio de 2006 un informe titulado Una política exterior para servir a los intereses energéticos de Europa, en el que se analizaba esta problemática.

Según este informe, no se cuestiona el derecho legítimo de cada estado miembro a establecer sus propias relaciones bilaterales con los países suministradores o elegir el mix energético que considere más adecuado. Sin embargo, el desarrollo de una política energética europea coherente y coordinada, que considere todas las iniciativas internas y externas, potenciará la seguridad de suministro energético de la Unión. También ayudará a la Unión Europea a afrontar con mayor eficacia las políticas de los principales suministradores que pudieran afectar a las bases de los mercados energéticos.

Entre las iniciativas que se consideraban atractivas estaban la siguientes:

- **A nivel bilateral:** acuerdos globales sobre energía con Rusia, incluyendo el objetivo de la integración de sus mercados energéticos; profundizar en acuerdos de asociación energética con Noruega y Argelia; profundizar en las relaciones con países suministradores o de tránsito energético, como Ucrania, Turquía, países del Caspio, de Oriente Medio, de África,…; desarrollar relaciones bilaterales con las grandes áreas consumidoras de energía (EE.UU., Japón, China e India), con el objetivo de encontrar aproximaciones comunes al problema del suministro energético, etc…
- **A nivel regional:** extender el mercado interior europeo, mediante la expansión del Tratado Comunitario de la Energía; profundizar en la convergencia regulatoria mediante la Política de Vecindad Europea, para mejorar la seguridad jurídica y el establecimiento de parámetros comunes en términos de competencia, apertura de mercados, protección medioambiental y seguridad.
- **A nivel multilateral:** integrar los objetivos energéticos de la Unión Europea en su política de comercio multilateral; concluir las negociaciones relacionadas con el Tratado de la Energía; etc…

El Consejo Europeo debe decidir si estas propuestas deben integrarse en el proceso de reflexión que se concretará en un plan de acción en la reunión del Consejo de la primavera de 2007.

La opinión de la industria eléctrica

Eurelectric, como representante de la industria eléctrica europea, acoge positivamente cualquier iniciativa cuyo objetivo sea debatir la política energética de Europa.

Dado el creciente reto de equilibrar los objetivos de seguridad de suministro, competitividad y desarrollo sostenible, es necesario que todos los estados miembros cooperen más intensamente en materia de política energética.

Eurelectric considera que hay elementos muy positivos en el Libro Verde y que son de particular interés para la industria eléctrica europea:

- La necesidad de equilibrio y coherencia entre los tres pilares de la política energética.
- El reconocimiento que los mercados energéticos competitivos, y con un funcionamiento adecuado, son necesarios para un suministro de energía sostenible, competitivo y seguro.
- El énfasis en la necesidad de un régimen regulatorio estable.
- La utilización de análisis de impacto regulatorio para evaluar los desarrollos legislativos.
- El enfoque de largo plazo para el desarrollo de las energías renovables y la promoción de su competitividad.
- La importancia de los programas de investigación y desarrollo con enfoques abiertos y de largo plazo.

El Grupo de Alto Nivel

El Grupo de Alto Nivel sobre Competitividad, Energía y Medio Ambiente es una iniciativa de la Comisión Europea en la que se han reunido a los principales agentes con voz cualificada en esta materia: los Comisarios de Competitividad, Competencia, Energía y Medio Ambiente, los ministros de Industria de Alemania, Austria, el Reino Unido y Finlandia, representantes de la gran industria consumidora de energía (química, siderúrgica, etc…), representantes de la industria energética (gas, electricidad y petróleo), reguladores, representaciones sindicales, grupos medioambientales y ONG's.

Su objetivo es analizar los retos a los que se enfrenta el sector energético y establecer medidas para afrontarlos, dando consistencia y coherencia a las políticas energéticas, medioambientales y de competitividad, para crear un marco regulatorio más estable, objetivo y predecible.

Concretamente, entre otras, la Comisión ha solicitado asesoramiento al Grupo de Alto Nivel sobre:

- El funcionamiento de los mercados del gas y electricidad.
- La lucha contra el cambio climático, el funcionamiento de los mercados de comercio de emisiones, políticas de energías renovables y eficiencia energética.
- Prevención y reciclaje de residuos.
- Desarrollo de tecnologías amigables con el medio ambiente.
- Implementación concreta de las mejores prácticas regulatorias.

- Una actitud más positiva hacia la energía nuclear y el carbón, que pierden su matiz de no deseados que recogía el Libro Verde de 2000.

En general, a Eurelectric le gustaría ver reflejado un mayor énfasis en aspectos relacionados con el largo plazo y mayor claridad en el método de resolución de conflictos en materia de política energética.

Por otra parte, preocupa una posible inconsistencia global en el Libro Verde a la hora de establecer objetivos o planes en relación a la eficiencia energética, las energías renovables, las interconexiones, la dependencia energética, etc… No queda clara la consistencia de estos objetivos con la existencia de los mercados liberalizados y su impacto en su competitividad.

Además, en cuanto a la propuesta de nuevos organismos regulatorios, Eurelectric considera que es necesario analizar previamente la efectividad de la creación de los mismos.

Los principales mensajes de Eurelectric sobre el Libro Verde

Los principales mensajes de Eurelectric en relación al Libro Verde se resumen a continuación:

Sobre la coherencia de la política energética

- La política energética europea necesita una visión de largo plazo, con regulación estable y coherente.
- En relación a la Revisión Estratégica Anual, una referencia que agregue a nivel europeo toda la información energética puede ayudar para la toma de decisiones a nivel nacional y empresarial. Sin embargo, no debe ser utilizada para imponer un mix energético.
- Eurelectric apoya la intención de la Comisión de desarrollar una aproximación a la política energética, con las cuestiones energéticas adecuadamente integradas.

Sobre la seguridad de suministro

- Los legisladores deben mantener su confianza en el Mercado Interior como elemento para desarrollar las inversiones necesarias en el sector eléctrico. La interferencia con el mercado mandará señales erróneas a los inversores. Es imprescindible mantener un clima de inversión atractivo.
- La energía primaria y las opciones tecnológicas no deben ser limitadas por decisiones políticas.
- Para afrontar el incremento de la dependencia energética, se debe i) diversificar los suministradores y las rutas de abastecimiento; ii) utilizar un portafolio de tecnologías diversificado; y iii) asegurar una utilización eficiente y racional de la energía.

Sobre la competitividad de los mercados energéticos

- Se ha realizado un progreso muy significativo en cuanto a la implantación de un mercado eléctrico liberalizado, como por ejemplo, el desarrollo de la normativa de acceso a redes, la aplicación de la normativa sobre separación de actividades (unbundling), el establecimiento de de mercados mayoristas de electricidad y la convergencia de los precios mayoristas de la electricidad.

- Es necesario asegurar la implementación plena del paquete de liberalización de 2003.

- Las interconexiones deben construirse donde estén justificadas económicamente y la Unión Europea y los gobiernos nacionales deben acortar los procedimientos de autorización administrativa. Un verdadero mercado paneuropeo requerirá de infraestructura de interconexión adicional.

Sobre cuestiones medioambientales

- Es necesaria una aproximación global para abordar el problema del cambio climático. Debe ser una prioridad de la política exterior de la Unión Europea. Cualquier iniciativa no debe perjudicar la competitividad de la economía europea.

- Existen más herramientas para gestionar este problema que las indicadas en el Libro Verde: eficiencia energética, nuevas fuentes de energía renovable, tecnologías de captura de CO^2, energía nuclear, energía hidroeléctrica, y nuevas tecnologías limpias.

- Es necesario un enfoque a largo plazo: el Mercado de Comercio de Emisiones puede ser una herramienta muy útil para la inversión en plantas de baja emisión de CO^2, pero dada la naturaleza intensiva en capital del negocio eléctrico, son necesarios plazos mayores para la asignación de derechos de emisión.

- Todos los sectores deben contribuir a reducir las emisiones de CO^2 a la atmósfera, incluyendo el sector doméstico, la edificación y el transporte.

Además la sociedad debe ser realmente consciente de lo que implica suministrar electricidad y ser realista a la hora de apostar por una u otra opción energética, de manera que no se creen falsos clichés ni obstáculos excesivos en cuanto al desarrollo de infraestructuras.

El caso español

El horizonte energético español en lo relativo a la garantía de suministro es bastante más preocupante que el de la Unión Europea.

Según datos de Eurostat correspondientes a 2005, la dependencia energética de España alcanzó el 85% frente al 56% registrado en el conjunto de Europa. España supera ya, con creces, el objetivo previsto para todo el conjunto de los países europeos en el año 2030 por la Comisión Europea, el 67%.

Los datos de los últimos años son especialmente significativos y debieran hacernos reflexionar en cuanto al modelo energético de nuestra economía:

- España es uno de los países de Europa con mayor crecimiento de la demanda: en los últimos 9 años, registró un crecimiento medio anual del 5% del consumo de energía primaria frente al 2% de Europa en el mismo periodo.

- En el periodo 1995-2004, es el país europeo que más ha aumentado sus importaciones de energía, un 51%, frente a un 29% de la Europa de los 25.

- Las importaciones netas de productos energéticos españolas alcanzaron en 2005 25.000 M€; desde 1995, se han multiplicado por 4,4. Actualmente representan casi el 40% del déficit por cuenta corriente de la economía española.

- El gas natural es la materia prima cuyas importaciones están experimentando un mayor crecimiento: el coste de las importaciones de gas natural en 2005 (5.335 M€) es casi tanto como el de todas las importaciones energéticas en 1995 (5.810 M€).

- Europa es la región económica mundial con mejores ratios de eficiencia energética. A su lado, los registros de España son preocupantes: en 2004, según Eurostat, en consumo de energía por unidad de PIB, España se sitúa un 19% por encima del dato equivalente de la Europa de los 15 (un 9%, si nos referimos a los 25).

- En el periodo 1993-2004, solamente dos países de la UE15 han incrementado su dependencia energética: Portugal, un 5%, y España, un 3%. El conjunto de los 15 han disminuido este ratio en un 15%.

España es un país sin grandes recursos energéticos. Además, en lo que se refiere a la tarifa eléctrica, en el periodo 1996-2005 ha disminuido un 13% en términos nominales y un 35% en términos reales. Y las distintas tarifas en los distintos segmentos de consumo no recogen el coste real de la energía. Es decir, en los últimos años y en lo que se refiere a la electricidad, se ha trasladado al consumidor la engañosa sensación de energía abundante y barata.

Y lo que es más, la sociedad española es, entre las europeas, la que registra un menor conocimiento de las grandes cuestiones energéticas. En un Eurobarómetro publicado por la Unión Europea a principios de este año, los encuestados españoles reflejaban sistemáticamente uno de los mayores porcentajes de respuestas clasificadas como "No sabe/no contesta", en la mayoría de los temas energéticos sobre los que se les preguntó, como dependencia energética, eficiencia en el consumo de electricidad o energías renovables.

Es necesaria una iniciativa conjunta y coordinada de todas las administraciones, de las empresas energéticas, y, en definitiva, de todos los agentes involucrados en el suministro energético para trasladar a la sociedad española el valor real de la energía, para así poder ganar las batallas de la competitividad y la eficiencia. ■

La energía en el Mediterráneo, ¿cuáles son las perspectivas, diez años después de Barcelona?

Abdenour Keramane

Director de la revista MEDenergie

Los vínculos energéticos entre el Sur y el Norte del Mediterráneo son, aparentemente, muy fuertes. En efecto, los intercambios energéticos son importantes en las relaciones euro-mediterráneas y los flujos comerciales en materia de energía constituyen un componente esencial de dichas relaciones. Para convencerse de ello, basta recordar que la Unión Europea depende de los países productores mediterráneos para el 36% de sus importaciones de gas natural y para el 20% de sus importaciones de petróleo.

Sin embargo, no se puede deducir de ello que la cooperación energética sea satisfactoria y que se sitúa al nivel de las potencialidades y de las esperanzas.

Los recursos energéticos de la Cuenca Mediterránea

Los países situados alrededor de la Cuenca Mediterránea disponen de recursos energéticos sin duda alguna limitados (aproximadamente un 5% de las reservas mundiales de petróleo y principalmente de gas natural, localizadas casi exclusivamente en los países del sur), pero no obstante suficientes, no sólo para satisfacer las necesidades locales de los países productores sino también para contribuir al abastecimiento de Europa. Teniendo en cuenta los vínculos históricos, geopolíticos y culturales, esta complementariedad es una fuente de seguridad y de desarrollo mutuos. En efecto, les recursos energéticos se concentran en la parte meridional mientras que los países de la parte septentrional, que tienen grandes necesidades y el consumo más fuerte, disponen, por su parte, de competencias humanas, de tecnología, de experiencia en materia de desarrollo y de medios financieros. Este reparto, esta distribución de la riqueza, sugieren la idea de que la naturaleza ha hecho las cosas de tal manera que la complementariedad, el trabajo en común, la cooperación y la solidaridad se imponen de forma natural en los países de las dos orillas.

En términos cuantitativos, las reservas probadas de petróleo bruto y de condensados ascienden a 7.100 millones de toneladas (Cf. Figura 1). Libia tiene 2/3 de dichas reservas (67%), seguida, en este orden, por Argelia (20%), Egipto, Siria y Túnez. Los recursos que quedan por descubrir, en particular en el offshore poco explorado del Magreb, se situarían entre 3.000 y 6.000 Mt, lo que incrementaría el potencial actual en una proporción del 42% al 85%.

Las reservas probadas de gas natural, concentradas en esos mismos países son de 8.000 millardos de m^3, de las cuales, Argelia tiene el 57%, seguida, en este orden, por Egipto (22%), Libia (16%), Siria y Túnez. Los recursos que quedan por descubrir excederían de 4.000 millardos de m3 y podrían igualar los volúmenes ya conocidos, lo que tendría por efecto incrementar el potencial actual en una proporción del 50% al 100%..

Los recursos de carbón/lignito son más bien bajos y se concentran en la ex-Yugoslavia, en Turquía y, en menor grado, en Grecia y en España.

Los Países del Sur y del Este del Mediterráneo están dotados de recursos excepcionales de energías renovables: la insolación es de las más altas del mundo; existe un fuerte potencial eólico, en particular, en Marruecos, en Túnez, en Egipto y en Turquía; los recursos geotérmicos son igualmente importantes en Turquía.

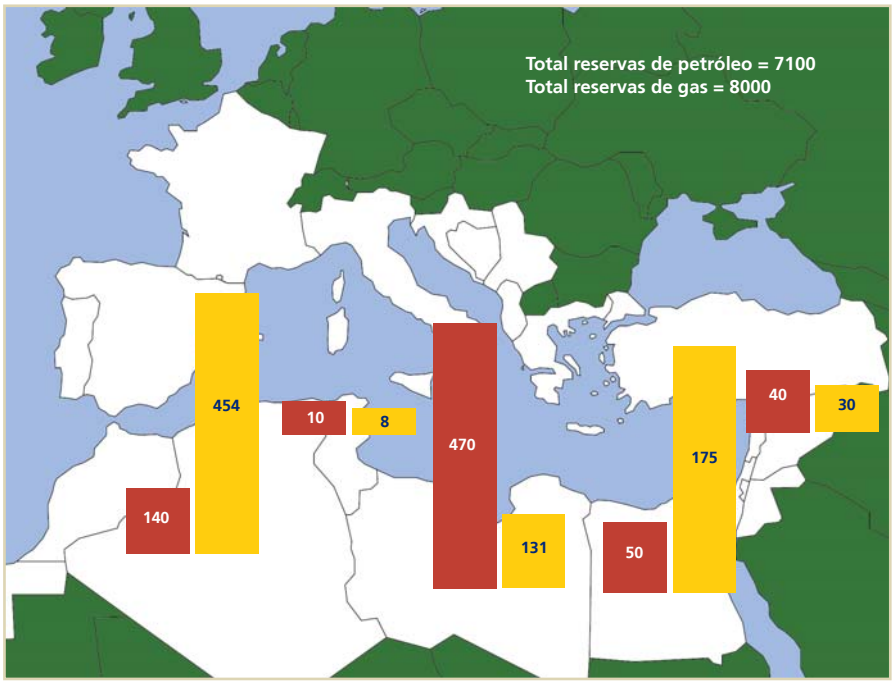
Desgraciadamente, hay que señalar que el agua brilla por su ausencia, de forma cruel, en la orilla sur y que la energía de fuente hidráulica interesa esencialmente a la orilla norte y a Turquía. El problema del agua es tan crucial en la región que justifica que se realicen desarrollos y un estudio específicos.

Por lo que se refiere a la demanda futura, para el conjunto de la región mediterránea, las previsiones muestran que el consumo de petróleo experimentaría un ligero crecimiento, a una tasa anual media del 1,8% en el período 2002-2020, mientras que el consumo de gas natural progresaría con fuerza, a una tasa media del 6% anual, en particular en cuanto a la producción eléctrica. Los países mayores consumidores de gas natural serán Italia (92 Gm^3), seguida por Francia (59 Gm^3), Turquía (56 Gm^3), Argelia (47 Gm^3), Egipto (46 Gm^3) y España (43 Gm^3).

La demanda de carbón progresaría con bastante fuerza, a una tasa media del 4,3% anual.

Así, pues, las estrategias de los diferentes países se dibujan claramente: para Francia, prosecución del programa nuclear; para los demás países de la orilla norte y Turquía, utilización del carbón y del gas natural importado; para los países de la orilla sur, desarrollo de la utilización del gas natural con proyectos de centrales eléctricas de carbón, únicamente en Israel y en Marruecos.

Reservas en el mediterráneo: Oil (Mt) & Gas (bcm)



Fuente OME: Reserves Oil (BP June 2004) & Gas (CEDIGAZ June 2004) Reservas de gas Reservas de petróleo

Las infraestructuras y los intercambios de petróleo y de gas

Las infraestructuras gasistas

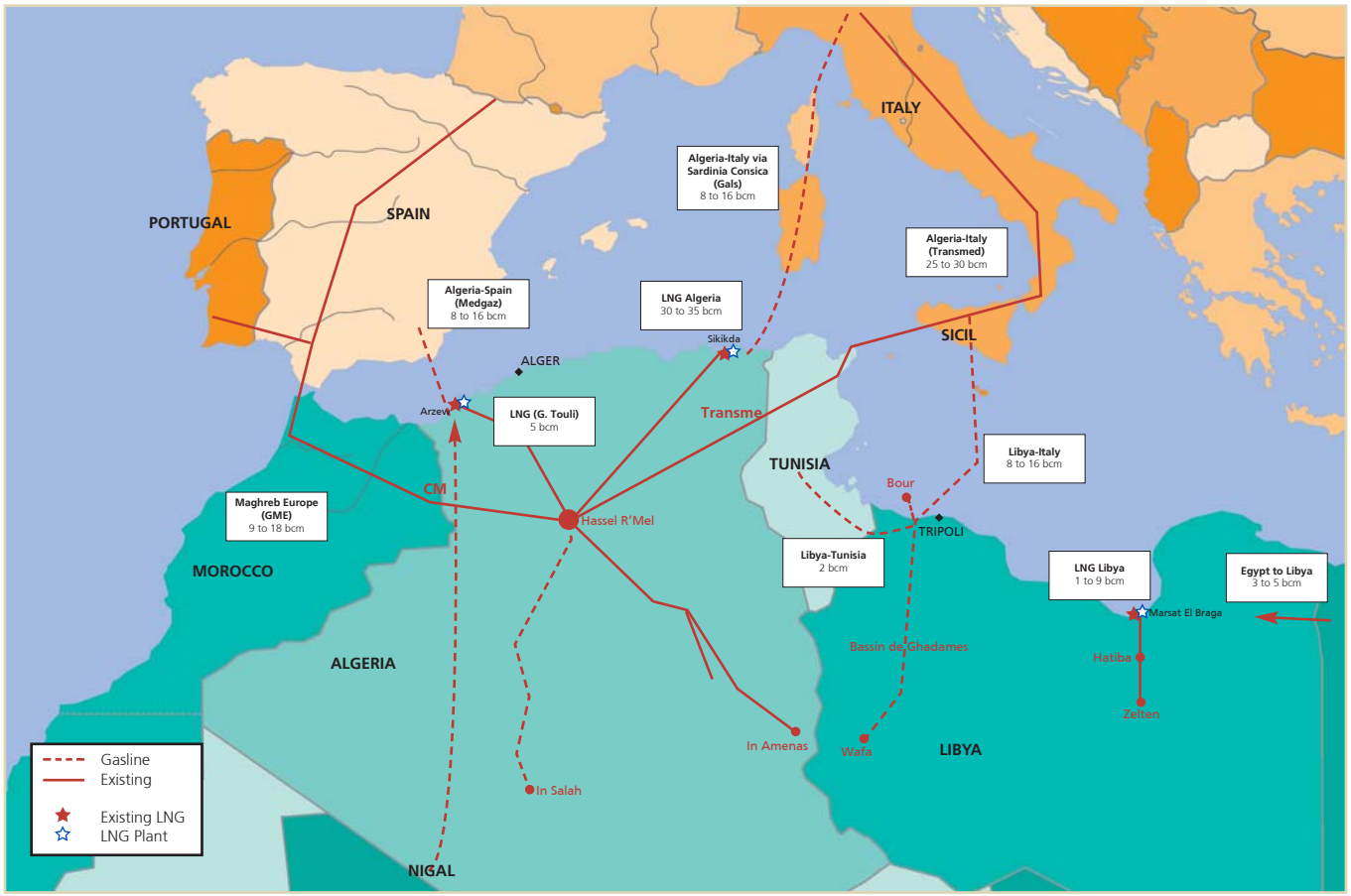
El contorno de la Cuenca Mediterránea rebosa en su totalidad de infraestructuras portuarias y de instalaciones industriales gigantescas, destinadas a la explotación, la transformación y/o la exportación de productos energéticos. Muy particularmente, los países productores del sur han aceptado inversiones colosales, de varios centenares de millardos de dólares de los Estados Unidos, al precio de un endeudamiento muy fuerte, para poner de relieve y desarrollar los recursos energéticos, teniendo como doble objetivo satisfacer las necesidades propias de su desarrollo y garantizar la seguridad de los abastecimientos tanto al norte como al sur.

Merece destacarse la Construcción de 3 gasoductos a través del Magreb y del Mediterráneo (Cf. Figura 2), destinados a la exportación hacia Europa del gas natural argelino y libio: el gasoducto Transmed o Enrico Mattei, que ha transportado desde 1983 más de 350Gm^3, hacia Italia, Túnez y Eslovenia; el Gasoducto Magreb Europa o Pedro Durán Farell, que suministra gas desde noviembre de 1996 a Marruecos, España y Portugal; y el Greenstream, gasoducto submarino Libia-Italia, inaugurado el 7 de octubre de 2004. Estos gasoductos constituyen, indiscutiblemente, una hermosa obra común entre países mediterráneos y han establecido vínculos fijos y orgánicos entre las dos orillas del Mediterráneo y, más concretamente, entre el Magreb y Europa.

Además de las instalaciones existentes, se prevén nuevos proyectos al objeto de reforzar la infraestructura y aumentar las capacidades de exportación para satisfacer la creciente demanda de Europa. En efecto, se prevé una duplicación de las importaciones europeas de gas natural entre 2002 y 2020, para pasar de 250 Gm^3 a aproximadamente 550 Gm^3.

Citemos, en particular: En Argelia, principalmente, el proyecto de gasoducto Medgaz Argelia-Europa vía España: cinco (5) importantes grupos gasísticos europeos, BP, Endesa, Iberdrola, Gaz de France y Total, se han asociado a Sonatrach y Cepsa para crear Medgaz, la sociedad encargada de los estudios y de la promoción del futuro gasoducto submarino de 24" y con una capacidad de 8 a 10 Gm^3/año, que deberá enlazar Argelia con los mercados europeos, vía España. Partiendo de Beni Saf, cerca de Arzew, el gasoducto deberá atravesar el Mediterráneo a lo largo de aproxi-

Proyectos de exportación de Gas en el Norte de África



Fuente OME

madamente 200 km y a una profundidad máxima de 2.160 m, para acabar cerca de Almería, en la costa española.

Estos proyectos, considerados prioritarios y de interés común y regional, han recibido el aval de la Unión Europea. No obstante, deben ser objeto de un análisis económico y comercial, caso por caso, teniendo en cuenta la evolución del mercado, las necesidades y las condiciones particulares inherentes a la seguridad de los abastecimientos energéticos, en el marco de un desarrollo duradero que preserve el futuro. Argelia acaba de modificar su legislación en tal sentido, con miras a preservar las reservas estratégicas para las generaciones futuras.

Las conexiones entre redes eléctricas mediterráneas

Por lo que se refiere a la electricidad, la experiencia antigua y, en cierta medida acertada, de la cooperación magrebí, y la intensidad de las relaciones mantenidas desde hace mucho tiempo entre las empresas públicas eléctricas y las instituciones especializadas de ambos lados de la Cuenca Mediterránea, constituyen seguramente elementos determinantes en las reflexiones y las realizaciones en curso sobre los intercambios de electricidad en el conjunto de la Región.

Al Sur del Mediterráneo, en el Magreb, existe interconexión entre Marruecos, Argelia y Túnez. La conexión eléctrica entre el Magreb y Europa existe desde 1997, por medio de una línea España-Marruecos, a través del Estrecho de Gibraltar. Otras realizaciones se hallan en curso o en proyecto, las cuales tienen por objeto reforzar las conexiones existentes: una línea de 400 kV que atravesaría África del Norte, la duplicación de la conexión España-Marruecos, así como ideas de proyecto de conexión directa entre Argelia, de una parte, y España e Italia, de otra.

De hecho, con la terminación de los proyectos en curso, los países del sur estarán enlazados en el marco de un bucle eléctrico denominado Medring alrededor de la Cuenca Mediterránea, la cual estará a su vez enlazada a la red europea. Sin embargo, aún habiendo confirmado el estudio Medring la viabilidad futura de un sistema euro-mediterráneo sincronizado, habría que estudiar su funcionamiento y su operatividad, a fin de evitar perjudicar la calidad de la alimentación en el conjunto de la red.

Existen igualmente proyectos consistentes en construir polos de producción eléctricos en la costa meridional del Mediterráneo y líneas de interconexión eléctrica Sur-Norte, a semejanza de los grandes gasoductos existentes.

Esta visión estratégica parece estar reforzada por la declaración de Roma de diciembre de 2003 relativa a la implementación de un eventual mercado eléctrico euro-magrebí, lo que permitiría optimizar los recursos naturales del Magreb, y explotar la oportunidad y las ventajas de una transformación local de la energía. Tales instalaciones, realizadas en colaboración asociativa, podrían favorecer una integración energética a través de la perspectiva histórica de integración y cooperación política y económica de la Cuenca Mediterránea.

Las perspectivas futuras de la cooperación energética euro-mediterránea

¿Podemos considerar la intensificación de los intercambios comerciales (más concretamente, exportaciones de hidrocarburos e importaciones de bienes de equipo y de conocimientos técnicos) un elemento determinante de la cooperación energética, en el sentido que ha sido definido en la Conferencia de Barcelona? ¿Han avanzado los países productores en su desarrollo? ¿Ha respondido la cooperación a los objetivos de prosperidad compartida definidos en Barcelona? ¿Se han reducido las desigualdades? ¿Se explotan los recursos en el marco de un desarrollo duradero?

¿Qué perspectivas podríamos tener para promover aún más la cooperación energética en la Cuenca Mediterránea?

En respuesta a estas preguntas, querríamos proponer algunas ideas y vías de trabajo:

(1) Un observatorio independiente de los recursos y de las potencialidades, que tendría como misión: la estimación real de las reservas, de gas en particular; las vías de cooperación para la ampliación de las mismas (apertura, financiación, ritmo de explotación, etc.)

Hay que subrayar, de forma especial, el papel eminente realizado por el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), creado a principios del decenio de los 90, y compuesto por actores energéticos de la región, a pesar de sus atribuciones limitadas y de sus medios reducidos. El OME ha hecho mucho para institucionalizar un marco de concertación y de diálogo entre países mediterráneos. .

(2) Una estrategia común que integra los nuevos datos de la apertura del mercado y de la ampliación de las infraestructuras que garanticen una verdadera conexión y una solidaridad Norte-Sur: una estrategia de las infraestructuras gasistas y eléctricas basadas en consideraciones económicas estudiadas a escala regional;

Los proyectos de interconexiones eléctricas . Magreb-Europa

Fuente: MEDenergie

(3) *Definición de ejes de cooperación prioritaria, tales como eficacia energética y promoción de energías renovables;*

(4) *Una política audaz de colaboración asociativa industrial y de transferencia de tecnología verdadera*

En efecto, hay que subrayar que hoy en día, desgraciadamente, las numerosas realizaciones de infraestructuras energéticas no vienen acompañadas generalmente de una transferencia real de tecnología, en el plano industrial. Las instalaciones existentes y la experiencia acumulada en los países del sur pueden servir de puntos de apoyo determinantes para el desarrollo de una industria de bienes de equipo y de materiales en el sector energético, teniendo como objetivo sostener y acompañar el otro aspecto importante de esta cooperación, que interesa en particular a los países del norte, es decir las exportaciones de energía. ¿Es posible concebir una cooperación energética que se apoyara esencialmente en las exportaciones cada vez más importantes de energía desde el sur hacia el norte, sin una fuerte cooperación industrial y una transferencia consecuente de tecnología en el sentido opuesto? Es forzoso constatar que, de momento, la mayoría de las obras e instalaciones realizadas en el sur son el hecho de importaciones puras de productos industriales del norte. Evidentemente, tales tendencias no pueden más que acentuar las desigualdades entre el Norte y el Sur.

En este orden de ideas, la transferencia de tecnología en los métodos, programas y equipos energéticos, debe ser un aspecto esencial de la cooperación (en el campo de la construcción y de la fabricación de bienes de equipo energético, campo que se presta particularmente bien a la transferencia de tecnología (compresores, turbinas de gas, transformadores de alta tensión, equipos solares y eólicos).

A fin de cuentas, la responsabilidad de la no-transferencia efectiva de tecnología incumbe tanto a los países desarrollados como a los países del Sur, que no saben apropiarse de la tecnología en pro de los contratos suscritos con las firmas occidentales. La formalización de contratos «llave en mano» con grandes sociedades internacionales, con referencias, sin duda, probadas, para los estudios, la realización, e incluso para la explotación y el mantenimiento de las instalaciones, pero sin hacer hincapié en la utilización de las competencias y de los recursos locales, y en las consecuencias industriales, tecnológicas y científicas, no favorece la implementación de condiciones que aseguren un desarrollo duradero. Por el contrario, hay que utilizar los recursos de los hidrocarburos para asentar su propio desarrollo, gracias al reclutamiento de equipos de ingeniería, con una participación activa de los recursos locales técnicos y humanos, acumulando los conocimientos, la destreza y la pericia, y creando valor añadido de manera permanente. La mundialización y/o la liberalización del sector de la energía no deben constituir pretextos y/u obstáculos para semejante trámite, adoptado por los países más liberales del norte, los cuales utilizan, a fondo y con prioridad, sus competencias y capacidades locales y protegen, en caso de necesidad, su industria nacional.

¡Hay que procurar reforzar las capacidades industriales, tecnológicas y científicas locales, si no queremos que el aumento de los intercambios se traduzca en una agravación de las desigualdades entre el norte y el sur! Sin embargo, ésta es la situación actual: el refuerzo de las interconexiones eléctricas en la Cuenca Mediterránea se realiza mediante una inyección masiva, por no decir exclusiva, de equipos procedentes del norte, cuando hubiera podido dar lugar, teniendo en cuenta su importancia, a una cooperación que incluyera la implementación de instalaciones industriales en los países del sur. Es así como han acelerado su desarrollo Corea, India y China.

(5) *Programas comunes de investigación y desarrollo* son indispensables, incluyendo las instituciones universitarias e integrando los diferentes aspectos relativos a la realización y explotación de las instalaciones, y orientados hacia las preocupaciones específicas de los países del Sur, tales como la energía solar, el desarrollo de las zonas áridas y los problemas del agua (técnicas de desalinización del agua de mar, entre otros), que estarán cada vez más vinculados a los de la energía y que constituirán el desafío del siglo XXI, una cooperación que pone en red a la universidad, los centros de investigación, las grandes empresas y las PYMEs y que asegura la transferencia científica, tecnológica y/o industrial.

(6) *Mejor gestión del desarrollo duradero y lucha contra la pobreza energética* que afecta a 2.000 millones de seres humanos, mediante programas sociales de desarrollo de la utilización de la energía y de sus aplicaciones, en particular en zonas rurales y en las zonas desheredadas (electrificación, distribución pública de gas natural y de gas licuado), más aún cuando estas poblaciones desheredadas y aisladas viven a menudo en el trayecto de un gasoducto o a lo largo de una línea eléctrica sur-norte.

(7) *Naturalmente, tales proyectos necesitan medios financieros importantes y una cooperación estrecha entre los gobiernos, la Unión Europea y el Banco Europeo de Inversiones*. La experiencia muestra que cuando existe voluntad política, pueden encontrarse soluciones. Es así como, en el marco de la integración dentro de la UE, en Portugal, en el Sur de España y en el Mezzogiorno italiano, se han implementado financiaciones estructurales que han permitido la transformación radical de dichas regiones. ¿No se podría extender tales facilidades al Sur del mediterráneo?

Conclusión

En conclusión, hay que recordar las potencialidades de los países de la Cuenca Mediterránea en el campo energético, hacer hincapié en los triunfos, en las importantes realizaciones y en los adelantos, algunos registrados en el curso de los 15 últimos años. No obstante, y a pesar de los progresos realizados, la cooperación permanece con la calificación de parcial y desequilibrada, con mayor razón cuando la mundialización y la liberalización del sector en Europa sirven a menudo de pretextos para medidas que corren el riesgo de acentuar las desigualdades. Así, pues, hay que pensar y poner en funcionamiento nuevas vías de trabajo para promover una cooperación más equitativa, cuyas infraestructuras e intercambios energéticos fueran elementos motores - no la finalidad -, que incluyeran una cooperación industrial, científica y tecnológica verdadera, basada en una transferencia, efectiva y constante, de métodos y tecnología.

Ante todo, se necesita una voluntad política y una visión estratégica clara, que tengan como objetivo sustituir las discusiones comerciales entre compradores y vendedores, por un verdadero diálogo, una concertación permanente, como verdaderos socios, sobre las grandes cuestiones, incluyendo las «que disgustan», sobre las políticas: un diálogo alrededor de la Carta de la energía, alrededor de las directrices de la UE, sobre la tributación de los productos energéticos, sobre los problemas de los precios, estén en alza o en descenso, sobre los programas comunes de I + D, lo cual, por otra parte, había sido tímidamente preconizado por la Conferencia de Barcelona pero que está lejos de llevarse a cabo hoy.

Los numerosos proyectos e iniciativas que florecen en la región deben dar lugar a una reflexión más general y conducir a una visión global y estratégica con miras a consolidar los intercambios de energía en la zona, en el sentido de una mejor integración, para asegurar una verdadera solidaridad, gracias a una actuación que contribuya a reducir las desigualdades de desarrollo entre los dos sub-conjuntos sur y norte y, por vía de consecuencia, a acercarlas. ■

Las energías renovables dentro de la matriz energética de Iberoamérica

Enrique V. Iglesias

Secretario General de la Cumbre Iberoamericana

La aparición de los combustibles fósiles, como el petróleo y el gas, a principios del siglo XX, permitieron el crecimiento y la modernización de la economía internacional por medio de nuevos productos y servicios (el automóvil, la electricidad y el transporte aéreo) que cambiaron sensiblemente el estilo de vida.

Dicho evento fue percibido de manera muy lejana por la población en general, que poca conciencia tenía acerca de la importancia de la "energía barata". Sin embargo, dicha actitud empezó a cambiar en la última década. Dicho cambio no se produjo, precisamente, como resultado de una repentina toma de conciencia por parte de la gente acerca de la importancia de la energía en nuestras vidas, sino como consecuencia del deterioro del medio ambiente, el cambio climático, el calentamiento global y las emisiones de carbono, todo ello generado por las técnicas de producción modernas.

Más recientemente el aumento permanente en los precios del petróleo llevo a la formación de una nueva corriente de opinión en torno al futuro problema de la escasez de este producto: la llegada a su "pico" de producción y la necesidad de pensar en un futuro "sin petróleo". Algunos atribuyen estos problemas al aumento de la demanda, generado por la aparición de India y China a la vanguardia de la economía internacional. Otros, en cambio, al carácter finito de estos combustibles fósiles y a la tasa de consumo por parte de las economías más avanzadas. Sin embargo todos coinciden en la necesidad de pensar y discutir las características de una nueva matriz energética, donde el petróleo abandone, paulatinamente, su lugar de preeminencia.

Ya en 1949 el geofísico Marion King Hubbert predijo que la era del petróleo sería muy breve en términos históricos, debido a la disponibilidad de las reservas de crudo y a la tasa de consumo. Y, en efecto, en los últimos 20 años la humanidad viene consumiendo dos barriles de petróleo por cada uno que se descubre.

La actual matriz energética esta organizada alrededor de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), que proveen casi el 80% del consumo actual de la energía mundial. Es de destacar que sólo el petróleo contribuye con más de un tercio del total de las fuentes de energía primaria, lo que evidencia la dependencia global del mismo.

En la actualidad se ha generado un debate acerca de las ventajas y desventajas sobre la estructura de esta matriz energética, particularmente sobre la sostenibilidad en el mediano y largo plazo de estos patrones de consumo. Dicho debate, como dijimos, transcurre entre dos ejes principales: a) los problemas medio ambientales y b) el carácter finito de los combustibles fósiles.

Estos dos vectores de discusión han generado un dinámico intercambio entre los distintos sectores involucrados: economistas, políticos, científicos, ambientalistas, empresas comerciales e industriales, y la comunidad internacional. Estos representan los seis principales actores del debate, cuyas opiniones e interacciones buscan influir sobre los modos actuales de uso de la energía y las políticas futuras en la materia.

La principal tensión entre estas corrientes de opinión radica en la elección entre hacer un uso sustentable de los combustibles fósiles o alcanzar la sustentabilidad de la matriz energética mediante un cambio en las fuentes de energía (por ejemplo, usando energía renovable). La utilización de energías renovables se hace necesaria en el mediano plazo para reducir el nivel de emisiones de gases efecto "invernadero", aunque en el largo plazo sea necesaria para morigerar el impacto de la escasez de combustibles fósiles.

Lo que resulta evidente es que, tanto para generar verdadero impacto sobre los problemas medio ambientales como para hacer una contribución relevante en materia de disponibilidad de recursos energéti-

cos en el mediano y largo plazo, las fuentes alternativas de energía deben ser capaces de constituirse en viables. Es decir, asegurar y prever no sólo la provisión de energía propiamente dicha, sino también su conectividad a la "red" de transporte que existe en la actualidad, estudiando asimismo los problemas de almacenamiento y continuidad en la generación.

El análisis sobre los escenarios futuros de la demanda y provisión de energía concluyen que el trabajo para hacer sostenible nuestra matriz energética es posible y necesario. Se trata de una tarea de mediano plazo, que puede llevar entre 30 y 40 años, y que ofrece distintos caminos, unos mejores que otros. La elección del mismo se verá directamente influenciada por varios factores, entre los que se cuentan las tensiones entre los actores del debate mencionado anteriormente, los patrones de crecimiento de la economía mundial y la estructura de distribución de la renta.

Es importante señalar que existen desarrollos tecnológicos actuales en la industria energética que ayudarán a enfrentar el desafío que representa la paulatina reducción en el consumo de los combustibles fósiles y el aumento en la utilización de energías renovables, que deben ser acompañados por políticas públicas adecuadas, necesarias para su promoción y apoyo.

Hasta el momento, ni la industria ni los distintos centros de estudio auguran en sus escenarios una contribución significativa a la matriz energética por parte de las energías renovables, al menos hasta el año 2050. El desarrollo de estas energías se acelerará si las inversiones de la industria concentran sus esfuerzos en esas fuentes. Sin embargo, hay que mencionar que, a pesar de que las tecnologías para la explotación de este tipo de energías alternativas esta evolucionando, en la mayoría de los casos, aún no ha alcanzado la etapa de maduración necesaria para ofrecer precios competitivos. Por otro lado, considerando los actuales precios del petróleo, las fuentes no convencionales de energía comienzan a verse más atractivas y con posibilidades reales de desarrollar aplicaciones comerciales viables.

Ahora bien, ¿qué pasa en Latinoamérica en materia de energías renovables? Como consecuencia de los objetivos de la Cumbre del Milenio se llevó adelante "La Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible" (Johannesburgo, agosto de 2002) en la que se materializaron compromisos de tipo cuantitativo y plazos de cumplimiento. Estos fueron volcados en "La Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible"que impuso como meta la necesidad de que la región, considerada en su conjunto, logre que al menos el 10% del consumo de energía provenga de fuentes de uso renovable. Si bien ya a fines de 2002 las metas que se había propuesto la región se superaban ampliamente, dado que las fuentes de energía renovable aportaban más de la cuarta parte de la oferta total de energía, también es cierto que, en muchos casos, se trata de fuentes de energía que testimonian la falta de desarrollo de una infraestructura adecuada. Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en la región la hidroenergía aporta el 15%, la leña casi el 6%, los productos de caña algo más de un 4%, en tanto las biomasas y la geotermia aún son marginales, ya que no superan el 1%.

La energía para la actividad económica es como el oxígeno para la existencia de vida, de allí la profunda relevancia de los debates actuales que tratamos de reseñar en este breve artículo. Desde la Secretaría General Iberoamericana junto a la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), el Gobierno de Uruguay y el patrocinio de la CEPAL estamos impulsando la discusión, al más alto nivel, acerca de las energías renovables como alternativa viable para la seguridad energética en la región. Estamos convencidos de que es el camino para hacer compatible la existencia de sociedades que marchen hacia el desarrollo con las necesidades globales. ■

Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía: La Oportunidad de las Energías Renovables en América Latina

En el marco de la Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno, y tras el acuerdo establecido en la reunión de Salamanca de octubre de 2005, se reunió en Montevideo, del 26 al 28 de septiembre de 2006 la I Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía.

El tema del debate, tanto en las reuniones particulares de los Ministros de los países iberoamericanos como en las sesiones técnicas, fue el de Seguridad Energética en América Latina: Energía Renovable como Alternativa Viable.

La reunión, organizada por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI, en español), la Secretaría General de la Conferencia Iberoamericana (SEGIB) y el Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay, tenía como objetivo brindar a los Ministros de Energía de la región un foro de discusión sobre la seguridad energética y acordar un programa regional de cooperación que aproveche el potencial de las tecnologías de energía renovable para responder a las crecientes necesidades energéticas de América Latina y en consideración de su actual contexto socioeconómico.

Este evento reunió a más de 40 oradores y 300 participantes, en presentaciones de panelistas y mesas redondas, e involucró a representantes gubernamentales y ministros de energía de más de 15 países. Representantes de gobiernos, empresas, industrias, organizaciones internacionales e intergubernamentales, la academia, institutos de investigación y organizaciones no gubernamentales participaron en los debates.

La representación española estaba integrada por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Joan Clos, la Presidenta de la Comisión Nacional de Energía y de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE), Maite Costa, así como responsables de las principales compañías energéticas latinoamericanas y de las españolas Red Eléctrica de España, Endesa, Iberdrola, Isofoton, Gamesa, Acciona, Garrigues y el Club Español de la Energía.

Durante el período de sesiones se exploró el potencial de las energías renovables para responder a la creciente demanda de energía de América Latina y se abordaron, entre otros, los siguientes temas clave: estado actual y experiencias de la utilización y la aplicación de las tecnologías de energía renovable dentro del escenario mundial general; cuestiones y oportunidades específicas para América Latina; proyectos redes y programas regionales en curso; políticas y marcos institucionales existentes; y un acuerdo sobre un programa de cooperación regional para fomentar la adopción a gran escala de las tecnologías de energía renovable en la región.

Uno de los grandes logros de la reunión fue la Declaración Ministerial que destacó la necesidad de aumentar la integración regional para mejorar la utilización racional de la energía, aumentar el suministro de energías renovables y promover la investigación y el desarrollo tecnológico en este campo. La Declaración también insta a los países a estudiar la creación de un Observatorio Regional de las Energías Renovables y el Uso Racional de la Energía, propuesto por la ONUDI y a ser instalado en Montevideo, Uruguay. Hubo asimismo un consenso general entre los participantes respecto de que aunque la energía hidroeléctrica y el bioetanol han logrado tener una significativa participación de mercado en algunos países, la mayor parte de la energía renovable de la región aún está por explotar, y que para que haya nuevas inversiones deberá existir un marco regulatorio predecible e incentivos financieros. Muchos también expresaron la necesidad de incorporar a los combustibles fósiles todos sus costos ambientales y sociales de modo de poder demostrar la competitividad de los recursos renovables. En líneas generales se puede decir que durante esta reunión se cumplieron los objetivos y se definió el escenario para las nuevas discusiones, a través de la Declaración Ministerial que será enviada a la próxima Cumbre de Iberoamérica de noviembre de 2006.

En la Clausura, el Ministro español de Industria, Turismo y Comercio hizo un llamamiento a que los nuevos emprendedores promuevan las energías renovables en Iberoamérica. Joan Clos puso de relieve que las energías renovables han nacido de la necesidad de compensar la escasez y la carestía de los combustibles fósiles a escala mundial y hoy son un recurso eficaz y sostenible que permita el respeto medioambiental.

El Ministro español reconoció que el desarrollo de las energías renovables en América Latina no puede ser ni rápido, ni equitativo en todos los países que plantea condiciones muy diferentes, pero hizo notar que la integración energética latinoamericana seria un excepcional camino para alcanzar el mejor conocimiento y aplicación de las energías renovables.

Finalmente, se sumó a la propuesta de creación de un Observatorio Regional de las Energías Renovables y el uso racional de la energía.

El marco de las energias renovables en América Latina

El sector energético es un sector prioritario para los países en vías de desarrollo. Incrementar el acceso de los pueblos y de las comunidades más desfavorecidas a un servicio energético estable y confiable se ha convertido en un factor de vital importancia para poder emprender una efectiva lucha contra la pobreza. Ya en la Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible1 (WSSD) 2002, se destacan las implicaciones que tiene el acceso a una energía sostenible en el desarrollo económico y en la lucha contra la pobreza; convirtiéndose éste así en un sector esencial para alcanzar las metas establecidas en la Declaración del Milenio

Actualmente, alrededor de dos billones de personas en el mundo, mayoritariamente en los países en vías de desarrollo, carecen de acceso a un servicio energético moderno y estable, de forma en que el verdadero reto para el desarrollo es satisfacer esa demanda mediante el uso de fuentes alternativas de energía, que garanticen un servicio accesible en términos económicos para el usuario final y que en definitiva establezca las bases de una seguridad energética en los países en vías de desarrollo.

Contexto Global

En el escenario energético global, las energías renovables han asumido un rol fundamental en la cadena de oferta de energía cuando se trata de satisfacer la creciente demanda energética de los países en vías de desarrollo teniendo en consideración las implicaciones en el cambio climático que el sector de energía tiene. Actualmente, es asumido de forma generalizada que las energías renovables son un instrumento de gran ayuda para alcanzar objetivos de desarrollo de carácter social, económico y ambiental. Sin embargo, los beneficios que las energías renovables puedan tener en cada país dependerán de diversos factores vinculados a las particularidades de dicho país, como el marco regulatorio y financiero existente; el entorno cultural y educacional alrededor de la energía y la capacidad de implementar proyectos específicos a nivel local. En cualquier caso, los beneficios más destacados que el uso de fuentes limpias de energía ofrecen, residen en incrementar la seguridad energética en términos de oferta tanto a nivel nacional como local estimulando el crecimiento económico al vincular esa energía a usos productivos y a la creación de empleo. Al ofrecer una energía limpia en las áreas donde se emplean fuentes tradicionales de energía (combustibles de biomasa como la madera, el carbón, el estiércol, etc.), los niveles de pobreza se ven reducidos, e incrementados los de protección al medio ambiente, disminuyendo así la amenaza del cambio climático.

Aproximadamente se invierten $110-150 billones en generación de energía cada año en todo el mundo. El hecho de que una gran parte de las inversiones en materia energética se oriente hacia las energías renovables, cerca de $30 billones en el 2004, se ve como una oportunidad para poder avanzar hacia un desarrollo más sostenible de las áreas donde se aplique esta energía. En cualquier caso, la mayoría de las inversiones continúan efectuándose en el campo de energía convencional, lo cual sugiere que nos encontraremos cada vez más en el corto plazo con un sistema energético global incompatible con el desarrollo sostenible.

Uno de los factores claves de la estrategia de la ONUDI consiste en aliviar la pobreza mejorando el acceso de las poblaciones más desfavorecidas a un suministro de energía sostenible y estable basado en fuentes renovables. Teniendo esto en cuenta, la ONUDI está intensificando sus esfuerzos en promover las diferentes tecnologías que utilizan recursos renovables de energía para incrementar la cobertura eléctrica en las zonas rurales así como los usos productivos e industriales de dicha energía.

Contexto Regional – América Latina

Los países de América Latina (AL) están atravesando actualmente por un período de auge y desarrollo económico e industrial. Una nueva agenda de desarrollo para la región está siendo consolidada, en la cual la reducción de la pobreza constituye uno de los objetivos prioritarios de la

política de los gobiernos de la región, así como de las instituciones regionales y multilaterales.

El escenario energético regional en AL se caracteriza por tener una demanda de energía muy superior a la oferta, así como por la existencia de abundantes áreas rurales aisladas que aun deben ser conectadas a la red de suministro o abastecidas de forma independiente de un suministro adecuado y confiable de servicios energéticos. Otras características de la región en materia de energía son la existencia de una continua dependencia a fuentes de energía convencionales, una humilde contribución al suministro eléctrico proveniente de fuentes de energía renovable y un riguroso recorte de capital para la creación de capacidad adicional de generación de energía.

El gran potencial y las múltiples posibilidades que presentan las tecnologías que producen energía a partir de fuentes renovables son de particular interés teniendo en cuenta que sólo en América Central, 3.5 millones de hogares no tienen acceso a servicios eléctricos básicos, y en Sudamérica el índice de electrificación en el 2003 era de entre el 50 y el 73%, dependiendo de los países3.

Sumado a lo anterior, los altos costos de los combustibles fósiles y el aumento de la demanda de electricidad y de combustibles para transporte, está provocando que casi todos los países en la región de AL le estén concediendo en la actualidad prioridad al uso de fuentes de energía renovables. En esta línea, existen hoy varias iniciativas tanto a nivel regional como nacional, que cuentan con el respaldo de agencias multibilaterales y nacionales para promocionar las tecnologías que utilizan fuentes renovables para poder enfrentar las necesidades energéticas de las diferentes actividades productivas de la región, incluyendo las industriales, que cada vez son mayores.

Por otro lado, es necesario admitir que existen todavía en la región diversas barreras financieras, institucionales, técnicas, de información y de recursos humanos que limitan el uso de dichas tecnologías.

A nivel regional, la ONUDI y la recientemente creada Secretaría General Iberoamericana (SEGIB), órgano de apoyo institucional, técnico y administrativo a la Conferencia Iberoamericana y a la Secretaría Pro Tempore en la preparación de la Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno, están promoviendo una reunión entre los representantes de estado a nivel ministerial con el fin de entablar en el largo plazo, objetivos estratégicos así como planes de acción orientados a promover de manera específica, la energía renovable para usos productivos en la región. Asimismo, el gobierno de la República del Uruguay ha expresado a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería y del Ministerio de Relaciones Exteriores su firme interés por unirse a la SEGIB y a la ONUDI a formar parte de este proceso, ofreciendo Uruguay como país anfitrión para el evento

A su vez, la CEPAL (Comisión Económica para América Latina), una de las cinco comisiones regionales de las Naciones Unidas, creada para contribuir al desarrollo económico de América Latina y para fortalecer las relaciones económicas entre los países de la región, está participando como co-auspiciadora del evento. Su contribución a lo largo de los anos al desarrollo sostenible de la región desde diferentes ángulos como el de la energía sostenible, le convierten en un importante aliado en el ejercicio propuesto.

La presente iniciativa es, por tanto, la respuesta de la ONUDI a la solicitud de América Latina, expresada por la SEGIB y el gobierno de la República del Uruguay para apoyar a la región a avanzar, dentro del marco de sus propios planes y estrategias, hacia un desarrollo industrial y económico sostenible a partir del uso de fuentes renovables de energía.

El proyecto de un Observatorio Regional de las Energías Renovables

El programa regional de la ONUDI establecerá un Observatorio regional que actuará como mecanismo de coordinación entre las distintas iniciativas existentes en materia de energía renovable y seguridad energética en la región, con el objetivo de promover las inversiones en energía renovable para usos productivos, de forma en que se incremente el desarrollo económico e industrial y se alivie la pobreza en la región.

El observatorio regional procesará y compartirá con los estados de la región información esencial en materia de energía así como proveerá de asistencia específica a los distintos actores involucrados en temas de energía renovable a nivel regional y nacional. También tendrá en cuenta todos los proyectos actuales así como los programas regionales que se dedican a la energía sostenible en general y la energía renovable en particular (redes, programas, etc.). Se establecerá además un vínculo estrecho entre las iniciativas actualmente en marcha y las prácticas exitosas las cuales serán tomadas como guía.

Se han identificado dos áreas principales de actividades que serán de especial relevancia para el funcionamiento del Observatorio propuesto:

I. Establecer y alimentar un Inventario de conocimiento para:

- Mantener un registro de información actual con respecto a las tecnologías más avanzadas a nivel nacional, regional y global.

- Evaluar las necesidades energéticas de cada país y establecer vínculos estrechos entre los usos productivos y las distintas tecnologías que utilizan fuentes renovables.

- Analizar el mercado y las condiciones de inversión con relación a las tecnologías específicas de energía renovable en toda la región.

- Evaluar el marco legal y financiero, revisando los mecanismos financieros existentes (nacionales, regionales e internacionales) con el fin de propiciar un ambiente de inversión legal y financiero que permita aprovechar al máximo el potencial de las fuentes de energía renovable en la región.

- Analizar el marco legal que afecta las fuentes de energía renovable

El Inventario asumirá un rol fundamental cuando las decisiones con respecto a la planificación energética sean tomadas por los respectivos gobiernos.

II. En perfecta consonancia con el Inventario, el programa regional de la ONUDI ofrecerá a los países apoyo técnico para realizar intervenciones específicas a nivel local y nacional, a través de los mecanismos de cooperación técnica de la ONUDI. De esta forma, el observatorio regional también tendrá un papel activo, implementando iniciativas y asistiendo a los países en cuatro diferentes niveles:

1. Cultural y educacional:

   - Promover las energías renovables al más alto nivel educativo (universidad, centros de estudios técnicos, etc.)

   - Diseminar a todos los niveles las potencialidades de las energías renovables y sensibilizar acerca de sus ventajas.

2. Legal:

   Desde el Observatorio debe ser posible atender específicas demandas de los Gobiernos nacionales y locales de asistirles en modificar su sistema jurídico / reglamentario en mayor o menor medida para fomentar las inversiones en materia de energía renovable.

3. Tecnológico:

   - Fortalecer el desarrollo regional, nacional y local de tecnologías.

   - Selección, adaptación y validación de prácticas exitosas provenientes de otras regiones (Cooperación Sur–Sur y Cooperación Norte–Sur)

4. Gerencial (implementación a nivel local):

   - Implementación de proyectos específicos en materia de energía renovable para usos productivos a nivel local con el objetivo de incrementar las actividades generadoras de recursos y aumentar el empleo.

   - Establecimiento de posibles centros gerenciales que ofrezcan servicios a los agentes locales en diferentes niveles (estudios de factibilidad, análisis de mercado, relaciones con proveedores, asesoramiento financiero).

Con el propósito de responder a las demandas específicas de los distintos países, la ONUDI establecerá y facilitará el acceso de los distintos actores en este campo a un mecanismo de factibilidad el cual ofrecerá apoyo para implementar dichas demandas (estudios de factibilidad de los proyectos, planes de negocio, diseño, estructura, mecanismos operacionales etc.). ■

Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía:

Declaracion de los Ministros o Representantes Ministeriales de la Cumbre de Presidentes Iberoamericanos

El siguiente texto, se presentará en la Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno que se reunirá, en Montevideo, el 5 de noviembre

Los Ministros y/o Representantes de los Ministerios de los países iberoamericanos que tienen bajo su responsabilidad los temas de energía y/o desarrollo industrial. Reunidos en Montevideo el 26 de septiembre de 2006, acuerdan realizar la siguiente Declaración Ministerial para ser presentada en la Cumbre de Presidentes Iberoamericanos a realizarse el 5 de noviembre del mismo año:

1. Reafirman su compromiso de alcanzar las Metas de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas, especialmente en lo referente al desarrollo sostenible, equitativo e incluyente, encaminadas no sólo al crecimiento económico sino también a la reducción de la pobreza y la preservación y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables o no renovables, para lo cual la expansión del suministro de energía es un aspecto fundamental para lograr esos objetivos. Consideran que persisten importantes desafíos para tornar el desarrollo sostenible en realidad y para concretar los cambios necesarios para alcanzarlo.

2. Coinciden que la seguridad energética es condición para el desarrollo de los países y de la calidad de vida de sus habitantes.

3. Destacan que los países de América Latina disponen de abundantes recursos energéticos renovables y no renovables, lo que establece enormes oportunidades y responsabilidades para los países y sus gobiernos.

4. Reconocen que las energías renovables provenientes de fuentes hidroeléctricas, biomasa, eólica y otras y las mejoras en el uso racional y la eficiencia energética contribuyen al desarrollo sostenible y permiten reducir los impactos ambientales locales, la contaminación local y las emisiones de gas invernadero a la vez que facilitan el acceso de los sectores más aislados y pobres a la energía.

5. Asumen la voluntad de incentivar la búsqueda y desarrollo de fuentes de energías renovables en la región, como complemento a nuestra matriz energética. En ese marco, las alternativas renovables crearán interacciones con el uso racional y eficiente de los recursos no renovables disponibles como patrimonio energético de los países con miras al desarrollo sostenible social y económico de los pueblos.

6. Convienen en incrementar y promover las oportunidades de cooperación e integración regional entre todos los países, atendiendo las circunstancias y las particularidades que cada uno tiene, con el fin de mejorar el uso racional de la energía, ampliar el suministro de energía renovable y promover la cooperación tecnológica.

7. Destacan la importancia de avanzar en la coordinación de las políticas públicas en el sector energético e impulsar el diseño y la implantación de mecanismos de coordinación que promuevan el desarrollo de energías renovables y el uso racional de la energía.

8. Entienden como fundamental la expansión del financiamiento de los proyectos para el desarrollo de energías renovables y uso racional de la energía. Solicitan a los organismos internacionales y regionales de financiamiento la apertura de líneas de créditos especiales y fondos de cooperación para financiar inversiones públicas y privadas.

9. Destacan la necesidad de realizar las investigaciones e impulsar el desarrollo tecnológico en el campo de las energías renovables, así como en el uso racional de la energía. En este sentidlo, ven con agrado la iniciativa de estudiar la creación propuesta por ONUDI, de un Observatorio Regional de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía con sede en Montevideo, Uruguay.

10. Finalmente, los Ministros y/o Representantes de los Ministerios, agradecen al gobierno del Uruguay, a la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB) y a la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), la iniciativa y la oportunidad generada para hacer una Reunión Ministerial Iberoamericana sobre el tema de energías renovables y manifiestan el interés de realizar una nueva reunión, incorporando por su importancia el uso racional de la energía. ■

Reunión Ministerial Iberoamericana de Energía:

Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: dos años después de la conferencia de Bonn (*)

En los últimos años, en la región, se produjeron algunos acontecimientos y progresos en el rubro de las energías renovables, tanto en materia normativa como en el ámbito de los proyectos

En materia normativa resaltan significativos avances como: el "Régimen Provincial de Promoción de las Energías Renovables", sancionado con fuerza de Ley por el Poder Legislativo de la Provincia de Santa Cruz, Argentina, en 2005; la Ley N° 26.093, que instituye el "Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles en la República Argentina"; la Regulación No. 004/04 de 2005, en la que el Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador (Conelec) aprobó las normas y precios que regulan la operación de las unidades de generación de energía renovable; la aprobación por parte de las Cámara de Diputados de México de la "Ley para el Aprovechamiento de las Renovables"(LAFRE), instrumento que prevé la creación de un fideicomiso que permitirá que las renovables alcancen, en 2012, el 12% de la generación nacional; la "Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables" en Nicaragua, del 2005.

También se registraron relevantes avances en el ámbito de los proyectos, como los progresos tangibles promovidos en Brasil por la Ley 10438/02 de 2002 que estableció el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternas de Energía (PROINFA); en febrero de 2006 fue puesto en operación el primer proyecto del programa (planta de combustión de biomasa de Coruripe). El Gobierno brasileño prevé que la potencia instalada en energías alternativas en el país alcance casi los 1000 MW a finales de 2006, con la entrada en operación de 37 nuevas plantas y que todas las plantas integradas en el programa estén en operación a finales de 2007. En Chile, en junio de 2006, la CORFO y la Comisión Nacional de Energía lanzaron la segunda "Convocatoria para Proyectos de Energía de Pequeño Tamaño a partir de Fuentes Renovables", que tiene por objeto financiar parte de los estudios o asesorías especializadas en la etapa de preinversión.

En el año 2005, la Comisión Federal de México inició la construcción, en el Estado de Oaxaca, de la primera planta eólica de gran escala en México, que entrará en operación en octubre de 2006. Adicionalmente, la Secretaría de Energía tiene programada la construcción de otros 500 MW de capacidad eólica en los próximos años, con lo que se espera tener instalados 588 MW en 2014. En marzo de 2006, el Directorio Ejecutivo del Banco Mundial aprobó un préstamo de 50 millones de dólares para el Perú, además de una donación de 10 millones de dólares del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), para aumentar el acceso a servicios de electricidad, eficientes y sostenibles, en zonas rurales. Cabe señalar también la inauguración, en mayo de 2006, de la nueva unidad geotérmica en Berlín, en El Salvador, con la cual la empresa LaGeo planifica agregar 40MW en esa central.

Particularmente activa, en materia de proyectos, se ha mostrado la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA) que ha desembolsado hasta la fecha más de tres millones de Euros para la realización de 77 proyectos en los siete países de la subregión centroamericana.

La participación del conjunto de las fuentes renovables en la Oferta Total de Energía muestra una tendencia levemente negativa, reduciéndose de 25. 7% en 2002 a 24.8% en 2004.

La comparación de la composición de la Oferta Total de Energía (OTE), para 26 países de América Latina y el Caribe entre 2002 y 2004, evidencia cambios marginales entre la participación de recursos naturales fósiles y renovables, representando aproximadamente estos últimos un cuarto de la oferta total energética regional.

En relación con los hidrocarburos, cabe resaltar el aumento de la oferta del petróleo y la disminución sensible del gas natural a nivel de la Región en su conjunto. Esta situación nos haría concluir que la región no

(*) Este texto es resumen del estudio elaborado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), presentado en Montevideo el 26 de septiembre de 2006. Trabajo coordinado por Manlio F. Coviello

está en una "ruta energética virtuosa", como sería el caso del incremento de una energía hidrocarburífera más limpia (en términos ambientales) como el gas natural. Sin embargo, esta aparente conclusión tiene que ser analizada con cautela: al observar los datos de la OTE de los países, se descubre que la "lectura regional" es fuertemente influenciada por el relevante incremento de oferta de petróleo en Venezuela (+ 54% relativo, respecto al 2002) y a la sensible reducción de la oferta de gas natural en el mismo país (- 23% relativo, respecto al 2002). En todos los otros países y subregiones (excluyendo por supuesto a la Comunidad Andina) la tendencia es opuesta, pero el peso específico de un país hidrocarburífero como Venezuela, logra alterar la lectura de conjunto de dicha tendencia.

El carbón por su parte aumenta de manera relevante su participación en la OTE, a causa del sensible incremento de la oferta en México, Costa Rica y República Dominicana. Cabe destacar que por primera vez, la energía nuclear supera el 1 %, de participación, debido al sustantivo aporte de la central de Angra II en Brasil.

Los avances en energías renovables registrados en numerosos países de la región no se ven reflejados todavía en un cambio importante en la participación de dichas fuentes.

La participación de las fuentes renovables en su conjunto muestra una tendencia levemente negativa, reduciéndose de 25.7% en 2002 a 24.8% en el 2004, lo que significa un retroceso relativo del 3.5% respecto al 2002. Esta situación indica que los interesantes avances en el rubro de las energías renovables implementados en numerosos países de la región en los años recientes (tanto en materia regulatoria como en la ejecución de proyectos), no se han vistos reflejados todavía en un cambio en la participación de dichas fuentes en el seno de la matriz energética.

La contracción de las energías renovables está ligada principalmente a una reducción sensible en la oferta de hidroelectricidad, particularmente evidente en Brasil, Uruguay, Colombia y México. También se reduce la oferta de geotermia (que vio estancado el crecimiento del último quinquenio, en particular en México) y de leña sostenible residencial. Por otra parte, aumenta la oferta de productos de caña (debido básicamente a la sostenida expansión de la producción de bioetanol en Brasil) y de otras energías renovables, las que aumentan de modo sensible su participación principalmente gracias a los nuevos emprendimientos eólicos en Brasil, Jamaica y Costa Rica, entre otros.

El único crecimiento apreciable de la participación de las renovables entre 2002 y 2004 se encuentra en Brasil.

Este panorama, no demasiado alentador, de la oferta de energías renovables, se confirma al analizar los índices subregionales relativos al desempeño del sector energético en el año 2004. En efecto, el análisis del Índice de Renovabilidad de la Oferta, IRO (relación entre la oferta total del conjunto de fuentes renovables y la oferta total de energía) indica que el único crecimiento apreciable de la participación de las renovables entre 2002 y 2004 se encuentra en Brasil, que comienza a ver los beneficios de sus esfuerzos en términos de políticas de promoción de las energías alternativas (programas Proinfa, Prodeeem, Luz para Todos).

Por el contrario, la subregión Caribe Oriental todavía se encuentra considerablemente por debajo de la línea del 10% (es decir del compromiso gubernamental de la Plataforma de Brasilia); por su lado, México, que en 2002 superaba marginalmente dicho umbral, en 2004 redujo la participación de las renovables por debajo del límite. Ello implica que los países del Caribe Oriental y México deberán realizar un importante esfuerzo si quieren alcanzar la meta de participación de fuentes renovables en la OTE.

Las subregiones que en 2002 se ubicaban dentro de la franja del 20 al 30% (Grandes Antillas y la Comunidad Andina) no han modificado sustancialmente la participación de fuentes renovables, por lo que deberían actuar de forma decidida, tanto en términos de políticas como de promoción de proyectos, si desean mantener el porcentaje actual de participación de fuentes renovables en la OTE por encima del umbral de referencia.

El bioetanol ya es una realidad en varios países de América Latina y el Caribe.

Como demuestran las diversas iniciativas y programas nacionales, el bioetanol ya es una realidad en varios países de la región latinoamericana (presentando objetivos diversos y diferentes estructuras productivas y escalas) básicamente utilizando caña de azúcar o mieles como materia prima y, en todos los contextos comentados, con perspectivas de expansión. Por tanto las posibilidades para ampliar el uso de bioetanol en la región pueden ser consideradas como interesantes.

En este sentido, un ejercicio preliminar realizado en el ámbito de este estudio, con miras a una mezcla del 10% de bioetanol en la gasolina, nos indica que el requerimiento de biocombustible para la región podría ser atendido en promedio en un 35% mediante el uso de las melazas existentes o, alternativamente, incrementándose un 22% la actual superficie cultivada con caña, lo que significa cerca de 0,4% de la superficie agrícola en producción. En particular, Cuba, Guatemala, Guyana y Nicaragua presentan elevadas disponibilidades potenciales de producción de bioetanol, a partir de melazas, superiores a las necesidades correspondientes a una mezcla del 10% en la gasolina. En el otro extremo, bajo el esquema considerado, en Haití, Suriname, Uruguay y Venezuela, la dimensión de la agroindustria cañera no alcanza a producir ni el 10% de las necesidades de bioetanol. Desde el punto de vista de las disponibilidades de tierra, la situación puede ser considerada aparentemente sin restricciones, pues a excepción de Barbados, Jamaica, Trinidad y Tobago, Suriname y Venezuela, con menos de 1 % de la superficie agrícola de los países, sería posible producir bioetanol suficiente para la mezcla de 10%.

Es importante impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas relacionadas con la producción y uso eficiente del bioetanol.

En términos generales, no se puede afirmar que existan barreras relevantes al desarrollo del bioetanol en la Región, a no ser por la todavía reducida información disponible sobre las ventajas, desventajas y bases de sustentabilidad de su producción y uso. Sería relevante, por tanto, impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas ligadas a la producción y uso eficiente del bioetanol, reconociendo la diversidad de visiones, objetivos y alcances de los agentes sociales y económicos, de modo que se avance en la convergencia necesaria para lograr la progresiva transición de los recursos energéticos fósiles hacia los renovables. En todo caso, la decisión de adoptar el bioetanol, para ser efectiva y sostenible, debe resultar de una cuidadosa concertación entre esos intereses, bajo la égida de los objetivos de bienestar predominantes de la sociedad.

Es importante impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas relacionadas con la producción y uso eficiente del bioetanol.

En términos generales, no se puede afirmar que existan barreras relevantes al desarrollo del bioetanol en la Región, a no ser por la todavía reducida información disponible sobre las ventajas, desventajas y bases de sustentabilidad de su producción y uso. Sería relevante, por tanto, impulsar programas informativos, que apunten a la difusión de las ventajas y desventajas ligadas a la producción y uso eficiente del bioetanol, reconociendo la diversidad de visiones, objetivos y alcances de los agentes sociales y económicos, de modo que se avance en la convergencia necesaria para lograr la progresiva transición de los recursos energéticos fósiles hacia los renovables. En todo caso, la decisión de adoptar el bioetanol, para ser efectiva y sostenible, debe resultar de una cuidadosa concertación entre esos intereses, bajo la égida de los objetivos de bienestar predominantes de la sociedad.

Es importante analizar hasta qué punto es replicable, en otros países de la Región, la experiencia de Brasil en bioetanol.

Un elemento importante a enfatizar es que -con excepción de Brasil- la producción a gran escala de biocombustibles sólo se ha mostrado factible, con ciertas garantías, en países eminentemente industrializados. La industria del bioetanol de Brasil es madura, con una estructura de costos muy favorable y podría expandirse notablemente en el futuro en respuesta a una demanda creciente. La cuestión clave parece ser, por lo tanto, hasta qué punto es replicable la experiencia del bioetanol en Brasil y, en este sentido, las cuestiones clave son: i) si la industria del bioetanol (y de los biocombustibles en general) puede ser rentable financieramente sin apoyo gubernamental; ii) si se justificaría en su caso dicha ayuda; y iii) qué factores afectan a la viabilidad (financiera y económica) de los programas de producción (o expansión de la producción) del bioetanol.

El avance en iniciativas para la progresiva incorporación de programas de biodiesel en algunos países latinoamericanos, es muy reciente

En un ejercicio preliminar sobre el potencial de los países de la región para producir biodiesel, desarrollado también en el ámbito de este estudio -que compara, país por país, la magnitud de la actividad exportadora de materias primas oleaginosas y la flota consumidora de diesel-, se destacan entre los países con mejores índices de disponibilidad potencial de biodiesel, Argentina, Bolivia, Brasil, Costa Rica, Honduras y Paraguay, exactamente aquellos casos donde el aceite vegetal es exportado de manera relativamente importante.

Sin embargo, mientras la producción y uso del bioetanol combustible presentan un desarrollo casi secular en la región, sólo recientemente se ha avanzado en iniciativas para la progresiva adopción del biodiesel en algunos países latinoamericanos. Este combustible, de origen biológico, puede constituirse en un efectivo sustituto del diesel derivado de petróleo, siempre y cuando logre comprobar fehacientemente su factibilidad real, sobre todo en términos de balance energético y productividad. La experiencia europea con biodiesel se basa en políticas agrícolas difícilmente replicables en la región, con altos niveles de subsidios y sistemas proteccionistas más o menos evidentes.

Una posible línea que genere una mayor penetración del biodiesel, consiste en identificar usos de mayor valor agregado.

Analizando la evolución de los precios internacionales de los aceites vegetales y el diesel en los últimos años, resulta claro que, en términos de rentabilidad financiera, los aceites se han situado sistemáticamente por encima del precio del diese!. Por tanto, al proponer la utilización de un aceite como combustible -además de asegurarse que presente costos inferiores a los precios de venta, empleando o no mecanismos de compensación, renuncia fiscal o subsidio- es fundamental conocer si hay un uso alternativo que permita una mayor ganancia, es decir, si hay oportunidad de valorizar más el producto. Por lo tanto, una posible línea de acción para determinar espacios de mejor factibilidad para el biodiesel consiste en identificar usos de mayor valor agregado. En ese sentido, el biodiesel se propone generalmente por sus eventuales ventajas ambientales en la reducción de emisiones, apuntando a la sustitución de diesel importado o para la dinamización del sector agroindustrial, entre otros objetivos

Es recomendable desarrollar y profundizar los análisis que introduzcan diversas variables y alternativas para evaluar la rentabilidad financiera, económica y social de la producción de biocombustibles

El rol del sector público en el sector de los biocombustibles parece tener sentido en diferentes ámbitos: la eliminación de barreras normativas para la inversión en biocombustibles, la sensibilización de los ciudadanos sobre el uso adecuado de los mismos (y la reducción de los niveles tendenciales de consumo) y el análisis de los costos externos que esta producción podría imponer sobre la sociedad en su conjunto. Es recomendable, por tanto, desarrollar análisis económicos que introduzcan diversas variables y alternativas para evaluar la

rentabilidad financiera, económica y social de la producción de biocombustibles

En este sentido, el desarrollo sostenible de los biocombustibles (tanto bioetanol como biodiesel) en América Latina y el Caribe, deberá presuponer un importante y articulado esfuerzo analítico y multisectorial por parte de los gobiernos de la región; dicho esfuerzo deberá apuntar a sentar bases sólidas para el diseño de planes nacionales de promoción de dichas fuentes. Un plan nacional para el desarrollo sustentable de los biocombustibles, deberá enfrentar desafios multidimensionales, tales como: i) la definición de alternativas técnicamente robustas, suficientemente probadas; ii) el análisis cauteloso y la definición jerarquizada de los objetivos; iii) la preparación del proceso de introducción del nuevo combustible; iv) el establecimiento de especificaciones técnicas de los combustibles puros y en mezcla; v) la evaluación de las mejores condiciones logísticas y de almacenamiento; vi) el establecimiento de un marco legal claro y coherente con el mercado de combustibles; vii) la oportunidad de adoptar mecanismos de captura de las externalidades.

América Latina lidera el mercado de carbono con el 49% de proyectos registrados y es el proveedor más importante de proyectos MDL

El mercado de créditos de carbono, se mostró particularmente activo, ya que, en agosto de 2006, 259 proyectos habían sido aceptados y registrados por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para generar créditos de carbono en el marco del Protocolo de Kyoto. A esa fecha, América Latina lidera el mercado de carbono con el 49% de proyectos registrados, seguida por la India con el 31 % de los proyectos, China con el 6% y el resto del mundo con el 14%. Desde los primeros momentos de los mecanismos de flexibilidad de Kyoto, América Latina ha sido el proveedor más importante de proyectos MDL. Si se mide la importancia en el mercado MDL por país (con base en el número de proyectos registrados), India es el país más importante, seguido por Brasil, México y China. Sólo Brasil y México representan el 61 % de proyectos registrados en América Latina, lo que corrobora que las economías grandes ofrecen mayores oportunidades de proveer proyectos MDL.

En general, la región tiene una cartera de proyectos dominada por las energías renovables que, si bien no tienen tantas reducciones de emisiones por proyecto, muestran impactos sobre el desarrollo sustentable mucho más significativos que las reducciones de gases de efecto invernadero de alto poder de calentamiento global, generadas en los grandes proyectos de destrucción de HFC-23 (trifluorometano) y NzO (protóxido nitroso) de China e India.

En la región, el sector más importante en términos de reducciones de emisiones es el de la destrucción de metano de rellenos sanitarios

Considerando todos los proyectos presentados ante las Naciones Unidas registrados y en aplicación, en América Latina y el Caribe el sector más importante --en términos de reducción de emisiones --es el de la destrucción de metano de rellenos sanitarios, el cual representa el 31 % de toda la reducción. Observando los proyectos que están presentando solicitudes al registro, se desprende la idea de que el potencial de la región está en proyectos de biomasa (como cogeneración con bagazo o energía basada en otra biomasa como la cáscara de arroz), en la gestión de desechos sólidos animales (como las granjas confinadas con animales en el sector agrario), los proyectos hidroeléctricos y los de residuos sólidos municipales.

En términos generales, en la región los proyectos MDL enfrentan no sólo las barreras comunes a las genéricas de los proyectos de energías renovables, sino que también presentan barreras específicas de la normatividad del MDL, que están enmarcadas principalmente en requisitos de: i) adicionalidad; ii) utilización de una metodología aprobada; iii) disponibilidad de una Carta de Aprobación País a los proyectos MDL; y iv) imposibilidad para recibir Ayuda Oficial al Desarrollo. El requisito de la adicionalidad indica que los proyectos MDL tienen que demostrar por un lado que no son parte de la línea de base (el escenario futuro más probable) y por otro lado que el proyecto requiere del incentivo económico del MDL para poder realizarse.

Si bien el futuro del MDL en América Latina depende de proyectos de energías renovables, las iniciativas de apoyo a su desarrollo podrían complicar la "elegibilidad" de éstos como proyectos MDL

Por tanto, aquellos proyectos que son muy rentables, o que no enfrentan mayores barreras por ser parte de las prácticas comunes, así otros proyectos que son parte de políticas de Estado, es muy difícil que sean aceptados por el MDL. Por tanto existe una paradoja de que sí bien el futuro del MDL en América Latina depende de proyectos de energías renovables, las iniciativas de apoyo a su desarrollo complicarían la elegibilidad de éstos como proyectos MDL. De esta forma, las reglas del MDL crearon el incentivo perverso, en algunos casos, de postergar el apoyo gubernamental a las renovables para permitir la elegibilidad de proyectos MDL en algunos sectores.

Varios modelos económicos, basados en costos de mitigación, pronostican una demanda por Reducciones de Emisiones Certificadas (CER) de 200 millones de toneladas/año. Hasta el momento, se tienen identificados proyectos en fase de solicitud y registrados ante la Junta Ejecutiva del MDL de más de 152 millones de toneladas de C02 equivalentes (tC02e) anuales reducidas. Tomando en consideración que muchos de los proyectos en aplicación no van a ser registrados y que algunos proyectos registrados no se realizarán, todavía hay oportunidad para una gran cantidad de proyectos MDL que, al menos, podrían contribuir con reducciones anuales de más de 50 millones de tC02e para suplir la demanda pronosticada por CER. ■

La gestión de la demanda

Juan Manuel Eguiagaray Ucelay

Economista y Ex-Ministro de Industria y Energía

Cuando los elevados precios de la energía alteran el panorama económico tras largos períodos de energía barata; cuando las consideraciones ambientales ocupan un lugar de destacado en las conciencias sociales de las poblaciones de los países avanzados, entre otras razones por la evidencia científica del cambio climático; cuando la seguridad en el suministro energético abandona el lugar de las preocupaciones retóricas para ser considerada a la luz de las muy concretas amenazas potenciales; cuando estos y otros conocidos cambios tienen lugar, vuelve a cobrar un especial interés en la política energética la posible aportación del ahorro y la eficiencia energética a la cobertura de las necesidades de la población. No es extraño por ello que tanto las autoridades nacionales como las europeas hayan puesto una renovada atención en la necesidad de adoptar medidas de ahorro y mejoras de la eficiencia en el consumo de energía. La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 de nuestro país se ha visto acompañada para el periodo 2005-2007 de un Plan de Acción[1], aprobado por el actual Gobierno, de notable concreción en las actuaciones a llevar a cabo. Por su parte, la Comisión de la Unión Europea, a falta quizás de la capacidad política para hacer frente a las exigencias de la construcción del mercado único de la electricidad, ha orientado sus energías a poner el acento en lo que resulta necesario y difícil de discutir, el diseño de una estrategia para la UE en materia de eficiencia. De modo expresivo, se trata de lograr "hacer más con menos", como califica su objeto el Libro Verde[2] publicado sobre este asunto. A esta misma idea se refería hace ya unos años el Informe Mundial de la Energía(2000), cuando indicaba que se malgasta el 30% de la energía por el uso ineficiente en casas, edificios, empresas y vehículos, apuntando directamente a la existencia de graves problemas de eficiencia en la utilización final de un recurso básico escaso. El mismo informe insistía en que la cantidad de energía primaria requerida para un servicio dado puede reducirse, de forma rentable, entre un 25% y un 35% en los países industrializados, estimándose que el ahorro podría llegar al 45% en los países menos desarrollados.

La preocupación es especialmente oportuna en nuestro país por bastantes razones: por la voracidad energética acreditada por España en los últimos años, por los problemas derivados del elevado nivel de dependencia energética del exterior que aquejan al país y -no menos importante- por la significativa contribución potencial del ahorro y la eficiencia a la reducción del impacto medioambiental, del que la expresión más conocida, pero no la única, son las emisiones de CO^2. Hace tiempo que los indicadores referidos arrojan cifras que resultan inquietantes para la sostenibilidad del crecimiento económico si no se producen algunos cambios significativos en la orientación de las pautas sociales de comportamiento colectivo.

En las líneas que siguen expondré algunos de los datos que avalan el interés de esta estrategia, las medidas principales adoptadas y susceptibles de adoptarse y los posibles efectos positivos derivados de su adopción.

La descripción de estas políticas, de variado signo y condición, tiene para el economista una línea divisoria muy nítida: importa distinguir las medidas institucionales, que forman parte del proceso de decisión política, de aquellas otras que, en el marco de un determinado diseño institucional, afectan a las decisiones de los agentes por la vía del sistema de precios y de las señales del mercado. Todas ellas son relevantes, naturalmente, pero de acuerdo con el tipo de regulación vigente, corresponderá distinto papel e importancia a las unas o a las otras. Para establecer el contraste entre dos modelos polares, en un régimen de planificación centralizada el mercado no existe y la asignación de recursos se produce por decisión administrativa, no por las señales descentralizadas emitidas por productores y consumidores. La gestión de la demanda, en este caso, se expresará en las preferencias incorporadas por el planificador "omnisciente" en relación con unos u otros usos de la energía

[1] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética,2004-2012. Plan de Acción 2005-2007. Madrid , 6 de julio de 2005

[2] Comisión de las Comunidades Europeas, Libro Verde sobre la Eficiencia Energética. Bruselas, 22-6-2005.

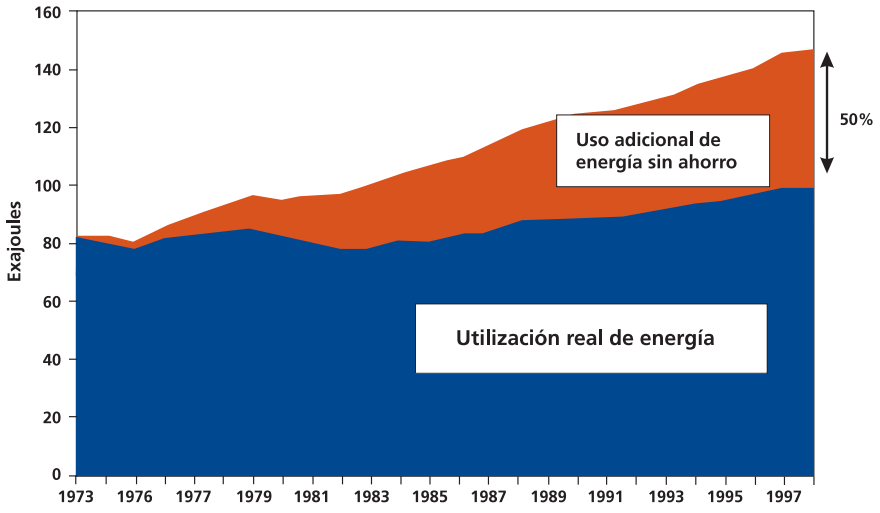
[3] PNUD(2000), World Energy Assessment. United Nations Development Program, The World Energy Council(WEC)

que, a su vez, reflejarán la consideración mayor o menor atribuida por el planificador a las consecuencias sociales de su producción y consumo. En una economía de mercado, abstracción hecha de los fallos de mercado derivados de las características de la energía y de sus formas de producción, distribución y consumo, son las señales generadas en aquél, los precios, las que orientan la producción y la asignación de recursos. Ahora bien, entre ambos extremos, la realidad social nos confronta con economías efectivamente descentralizadas pero en las que, vista la importancia estratégica de la energía y las complejas características de su producción y consumo, tanto la regulación pública como el mercado tienen una responsabilidad significativa en la asignación de recursos resultante. No hay pues, en general, un modelo puro, sino distintos tipos de regulación, que dejan mayor o menor espacio para la asignación de recursos llevada a cabo por el mercado. Por eso al hablar de gestión de la demanda me referiré a las medidas de mercado como un gran capítulo, posiblemente el más relevante a medio plazo, para diferenciarlas de todas las demás.

Las lecciones del pasado

Para no caer en el adanismo, conviene recordar que las recientes subidas de precios de la energía de origen fósil tuvieron precedentes –por cierto, de bastante más intensidad en sus efectos tecnológicos y económicos- en años anteriores. La crisis de comienzos de los años 70 significó un elevado impacto en las economías desarrolladas: de una parte, un impacto negativo, una recesión con inflación, que se extendió por las economías hasta bien entrados los años 80; de otra, un positivo impulso tecnológico, la generación de poderosos incentivos hacia un cambio de modelo económico –menos despilfarrador- en la utilización de la energía. El cambio en los precios relativos de los factores productivos, propició la extensión y utilización

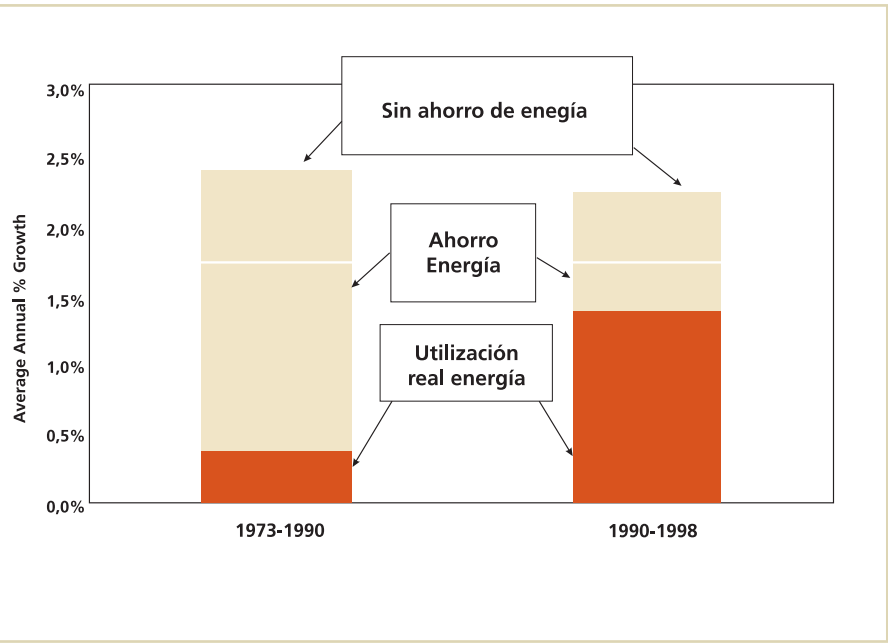
Demanda de energía y ahorroAIE-11



Sin el ahorro de energía obtenido desde 1973, la demanda en 1988 hubiera sido un 50% mayor

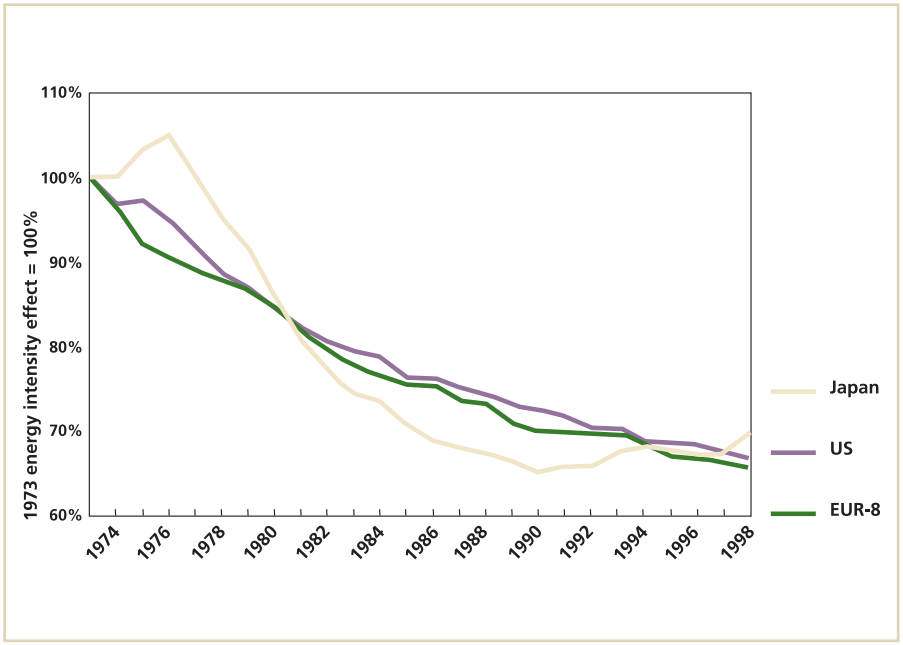
Fuente: AIE

AIE-11 Utilización de la energía. Impacto del ahorro



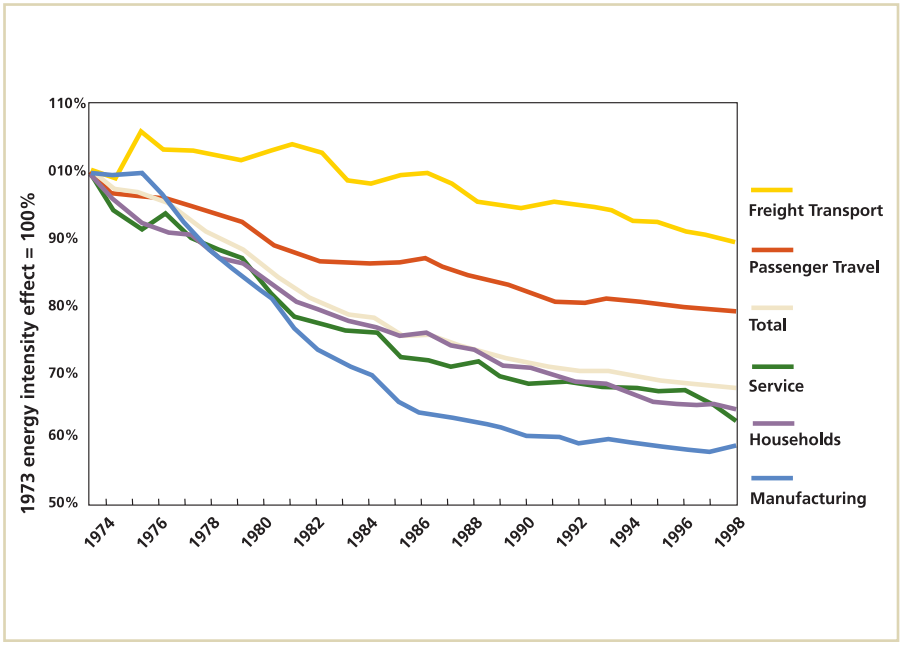
Fuente: AIE

Intensidad de uso de la energía en la economía



Fuente: AIE

AIE-11Intensidad uso energía por sectores



Fuente: AIE

de maquinaria, equipos y procesos productivos con menor intensidad energética por unidad de producto que en los años anteriores. La Agencia Internacional de la Energía[4] y la OCDE han estudiado con detalle los efectos, en términos de intensidad energética, derivados de aquella crisis sobre las economías de una serie de países representativos del mundo desarrollado. A partir de los datos de 11 países, que reunían el 80 % del consumo de los miembros de la Agencia Internacional de la Energía(AIE) en 1973, más Holanda y Canadá desde 1982, puede constatarse lo siguiente:

- Los ahorros de energía se alcanzaron sobre todo a finales de los años ochenta.

- Desde esa fecha el ahorro se ha ralentizado en todos los sectores de las economías consideradas.

- Sólo unos pocos países muestran un claro desacoplamiento entre las emisiones de CO^2 y el crecimiento del PIB después de 1990.

Y, lo que resulta más relevante a los efectos que aquí interesan: los shocks de precios de 1973 hicieron más por la reducción de emisiones y la mejora de la eficiencia energética que las políticas puestas en marcha en los años noventa. Hasta el punto que, sin el ahorro de energía derivado de las modificaciones en su utilización inducidas por la crisis, el consumo de la misma en los países considerados hubiera sido en 1998 un 50% mayor de lo que efectivamente fue.

- Ahora bien, la magnitud del ahorro energético ha sido mucho mayor entre 1973 -1980 que entre 1990-1998. De hecho con el paso del tiempo se produce una ralentización en el ahorro que origina, de nuevo, un rápido crecimiento de la demanda en la década de 1990.

- Aunque la intensidad energética cayó del orden del 30% entre 1974 y 1998,

[4] IEA, Oil crisis and climate challenges. 30 Years of Energy Use in IEA Countries. Paris 16-17 Abril 2004.

la caída de la intensidad energética se ha ralentizado en todos los sectores desde 1980.

- La industria es el único sector en el que cae el uso de energía. Por el contrario, la evolución de la demanda en el sector comercial y en los servicios es clave para explicar el rápido crecimiento de la demanda y, en particular, de la correspondiente a la electricidad.

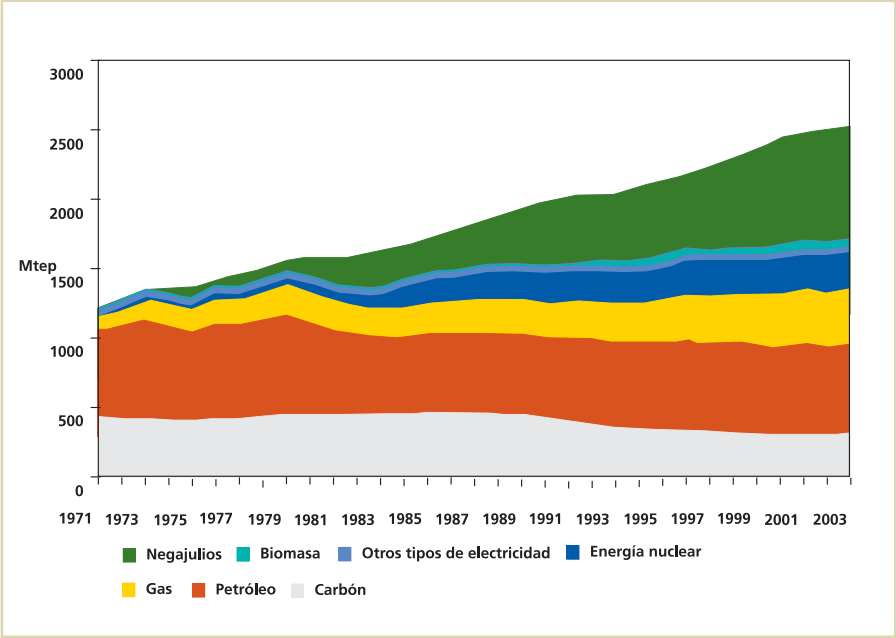
Las lecciones de la época, debidamente acreditadas por los datos de la AIE, revelan un impulso inicial muy serio en materia de ahorro y eficiencia energética, de honda repercusión a lo largo del tiempo, seguido de un esfuerzo decreciente en la mejora de esos epígrafes en la década de los noventa, que coincide precisamente con un nuevo período prolongado de bajos precios de la energía en términos reales. Es, pues, preciso concluir de este primer análisis que los precios importan mucho a la hora de suscitar un proceso de ahorro y mejora de eficiencia energética. Las tecnologías ahorradoras disponibles entran en vigor, cambia la combinación de factores de la función de producción y determinados procesos sociales se modifican cuando lo hacen los precios relativos. Tan relevantes modificaciones sociales requieren, sin embargo, que los precios de la energía traduzcan su relativa escasez y los costes sociales (medioambientales u otros) asociados a su producción.

La situación en la UE y la estrategia de ahorro y eficiencia energética

El Libro Verde de la Comisión Europea sobre el ahorro y la eficiencia energética, publicado en 2005, plantea con claridad la importancia y posibilidades de una estrategia europea dirigida a esos objetivos. De nuevo, los datos de la UE son elocuentes y evolucionan en parecida dirección a los anteriormente considerados: si bien en los años noventa la mejora de la eficiencia energética era del 1,4% anual, ese porcentaje se ha reducido desde entonces y hoy en día se ha estancado en el 0,5%, lo cual muestra que los esfuerzos actuales son insuficientes.

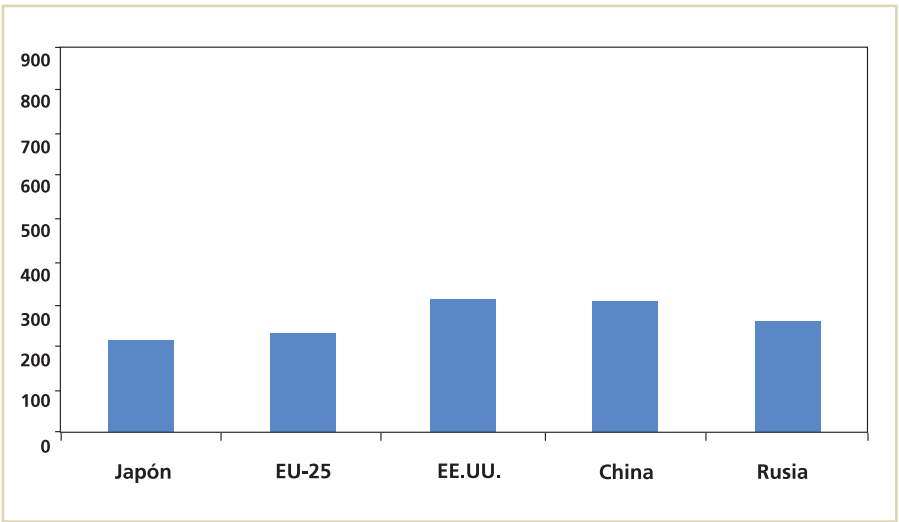
Los esfuerzos hechos en las décadas pasadas se han agotado y aunque puede verse su traza en las proyecciones de la evolución de la demanda a largo plazo("negajulios"), el esfuerzo se ha ralentizado. Desde el principio de los años 70 hasta 2002, el consumo de energía de la UE-25 aumentó en casi el 40%, o sea, el 1% anual, a la vez que el PIB se duplicaba, creciendo al 2,4% anual. En consecuencia, la intensidad energética, que expresa el cociente entre consumo energético y PIB, disminuyó en un tercio. Desde 2000, la mejora ha sido menor, del orden del 1% en dos años.

Evolución de la demanda de energía primaria y de "negajulios" - EUR 25
("negajulios": ahorro de energía calculado a partir de la intensidad energética de 1971)



Fuente: Enerdata

Intesidad energética 2003 (tep/M€1995 PIB)
(PIB ajustado según paridades de poder adquisitivo)



Fuente: Enerdata

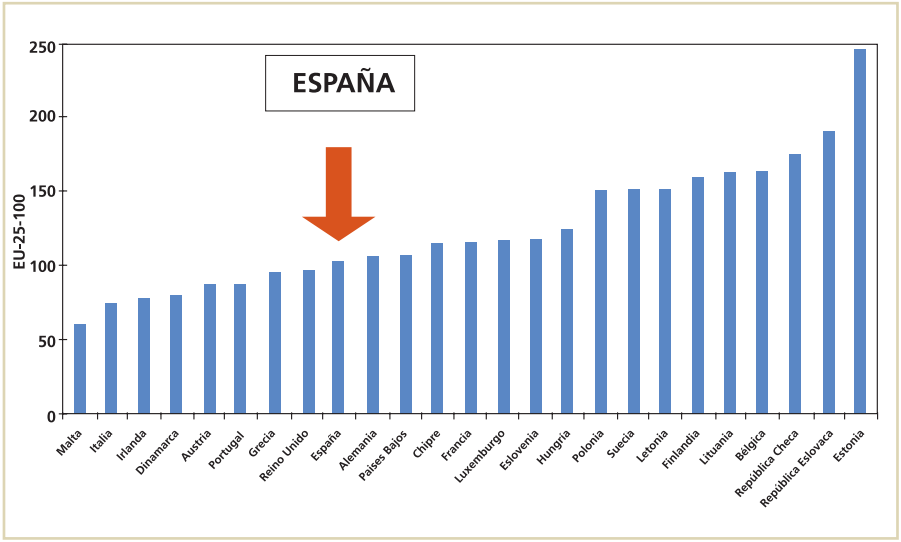
Aunque la intensidad energética varia mucho de unas zonas geográficas a otra y existe una correlación entre niveles de desarrollo y eficiencia energética, situaciones como la de los EE.UU, incomparablemente menos eficientes que la UE y Japón en el uso de la energía, plantean serios problemas de coordinación en una estrategia internacional dirigida al ahorro de energía.

Pero también en el ámbito de la UE la situación es muy diferente, como refleja el siguiente gráfico, que expresa indirectamente el potencial de mejora de eficiencia de cada país de la UE-25.

Según los estudios disponibles, la UE podría ahorrar un 20% de su consumo actual de energía a un coste económico y la mitad de esta cifra podría venir de la completa aplicación de medidas que ya están vigentes, en particular, de directivas comunitarias ya en vigor o presentadas.

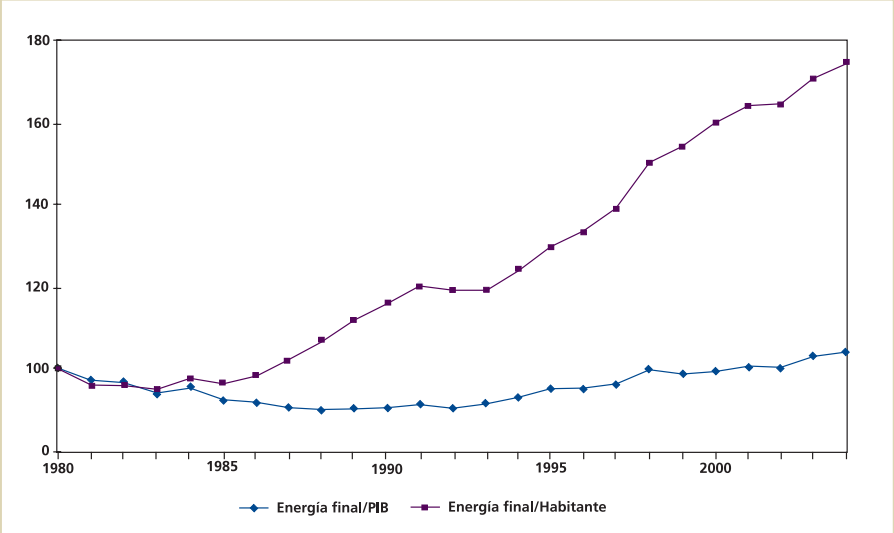
Se trata pues de discutir la medidas que se debieran adoptar para que la Unión Europea redujera en un 20% su consumo de energía con relación a las proyecciones para el año 2020 y que, en la diversidad de su alcance y significación, son las que propone el Libro Verde para su adopción.

Intensidad energética primaria ajustada según paridades de poder adquisitivo (2002): EU-25-100



Fuente: Enerdata

Intensidad energética final (1980=100)



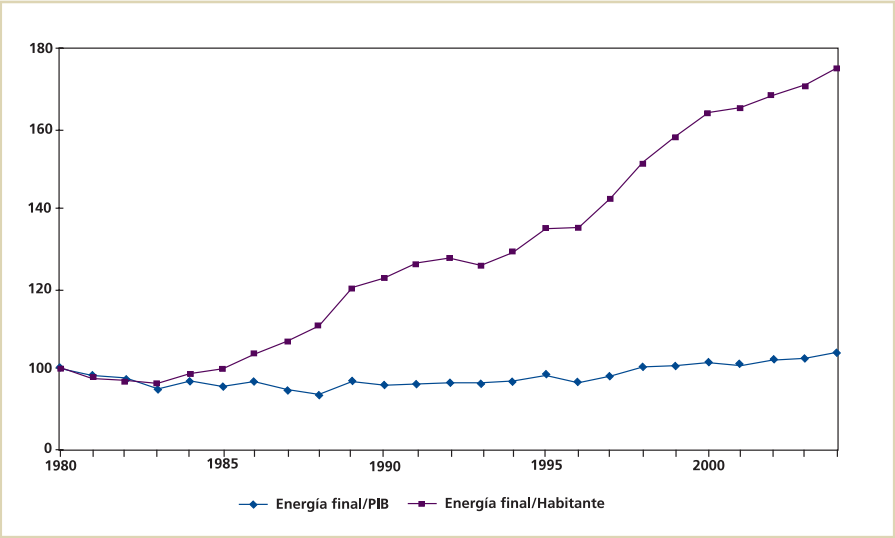
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: La energía en España 2004

La situación en España

Como puede verse en los gráficos siguientes, los problemas que hemos encontrado en la UE adquieren rasgos más preocupantes en nuestro país.

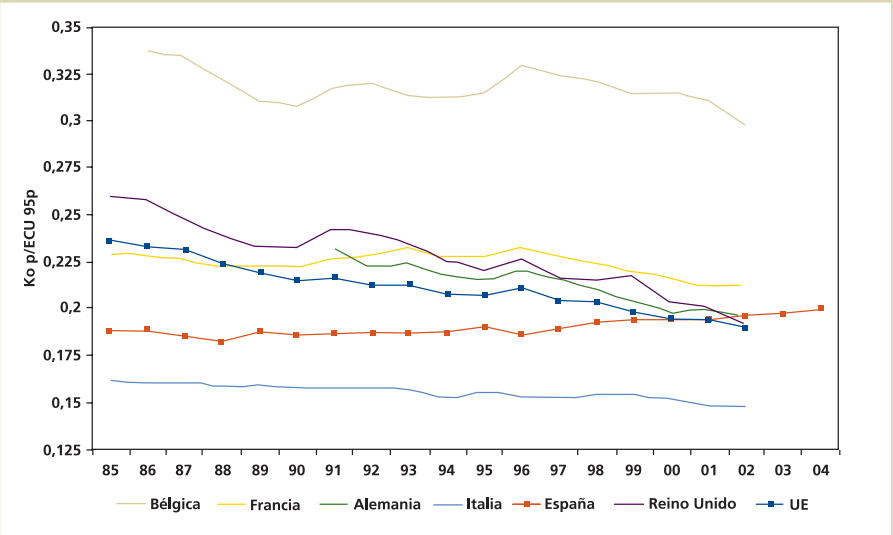
En los últimos años, la intensidad energética, tanto primaria como final, ha aumentado en España, en contraste con la evolución de estos indicadores, decrecientes, en general, desde principios de los años 90, en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. Durante la pasada década, la UE ha reducido su intensidad energética final, como media, del orden del 10% en términos acumulados. Considerado el indicador de intensidad primaria en paridad de poder de compra, la comparación sitúa a España por debajo del nivel de la Unión Europea hasta el año 2000, momento en el que empieza a superar ligeramente la media de los Estados miembros a igualdad de poder adquisitivo. La tendencia del indicador de intensidad primaria es claramente decreciente en países como Reino Unido y, en menor medida, Italia, frente a la clara tendencia creciente en España —especialmente, desde la segunda mitad de la pasada década— y un comportamiento más osci-

Intensidad energética primaria (1980=100)



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: La energía en España 2004

Intensidad primaria. Paridad de poder de compra



Fuente: EnR/IDAE

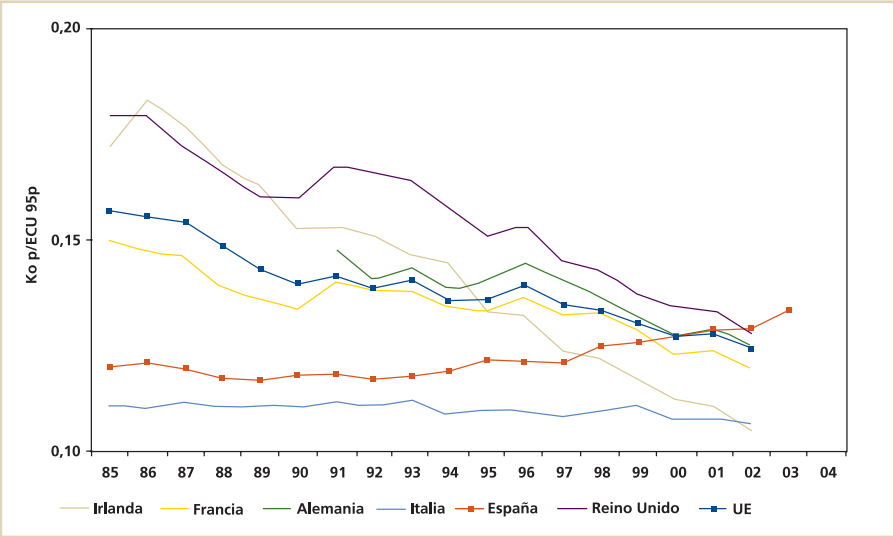
lante en el caso de Francia, aunque marcadamente decreciente, también, desde 1995.

Cuando se analiza el problema por sectores de actividad, se observa que la intensidad energética del sector industrial se redujo un 11,2% (en términos acumulados) durante la segunda mitad de la década de los ochenta y durante la primera de los noventa se incrementó tan sólo un 1%, lo que supone, en la práctica, la estabilización de los consumos de energía de la industria por unidad de valor añadido. Durante la segunda mitad de los noventa, el aumento de la intensidad fue ligeramente superior al de la primera, del orden del 3%, también en términos acumulados para el conjunto del período. Sin embargo, durante el período 2000-2003, el incremento de la intensidad energética ha sido, en tres años, superior al experimentado por el indicador durante el período 1995-2000.

Esta evolución es diferente y mejor que la de los indicadores de intensidad del resto de los sectores. Las mejoras de eficiencia en el sector industrial han permitido, en suma, contener el crecimiento de los indicadores de intensidad más agregados. A pesar de ello, la evolución de la intensidad energética industrial en España es diferente de la de la Unión Europea. La Unión Europea ha conseguido reducir la intensidad industrial de manera notable durante la segunda mitad de los años ochenta y durante la década de los noventa, aunque a tasas declinantes. España tan sólo ha estabilizado el indicador e, incluso, ha registrado ligeros crecimientos de los consumos por unidad de valor añadido en los últimos años, a la vez que la Unión Europea reducía la intensidad industrial en casi un 1% anual (en un 0,8%) desde 1995.

También en el sector transporte, la tendencia del indicador de intensidad en España es divergente de la de la media de la Unión Europea. Desde finales de la década de los noventa, se observa en la UE de los 15 una tendencia a la reducción del indicador que, en los primeros años del nuevo siglo, se ha traducido en una tasa media interanual de reducción del 1%. Las tasas medias de variación interanual de los indicadores de intensidad en España y la Unión Europea son coincidentes pero, lamentablemente, de signo opuesto: positivas en España y negativas en la Unión Europea (empeoramientos de la eficiencia energética en España y mejora en el resto de la Unión).

Intensidad primaria. Paridad de poder de compra



Fuente: EnR/IDAE

Los consumos de energía por hogar en España se encuentran por debajo de la media comunitaria en alrededor de un 33%. Los primeros años del nuevo siglo han iniciado una tendencia al alza que contrasta, claramente, con la evolución del indicador en la media de la Unión Europea, donde parece estabilizarse en torno a 1,7 toneladas equivalentes de petróleo por hogar.

Si se corrigen los datos por las variaciones climáticas interanuales, el consumo por hogar ha aumentado un 11,2%, en media anual, desde el año 2000, especialmente como resultado del espectacular crecimiento del indicador en el año 2002: el 17,8%. El crecimiento del número de hogares, como consecuencia del aumento de la población por inmigración, así como el enorme aumento del equipamiento, explican esa tendencia.

En el sector terciario, el consumo de energía viene registrando también fuertes crecimientos, y ha llegado a multiplicarse, entre 1980 y 2000, por más de 2,5. Los consumos de energía del sector terciario han experimentado un cambio de tendencia en 2003: incrementos superiores al 8% anual entre 2000 y 2002 han dado paso, en 2003, a un descenso del 2,8%. La intensidad energética del sector terciario ha aumentado en España desde 1985, influida en buena medida por la generalización de los sistemas de climatización —calor y frío— en los nuevos edificios del sector. Como media en la Unión Europea, desde 1990, se ha reducido esta intensidad. No obstante, los consumos por unidad de valor añadido del sector terciario son inferiores en España a los niveles de la mayoría de los Estados miembros, evolucionando con una tendencia de convergencia hacia la media de la Unión Europea.

En suma, la intensidad energética tanto primaria como final en paridad de poder de compra, ha experimentado en España una evolución contraria a la de los países de UE, lo que se ha traducido en una convergencia en los niveles medios de intensidad energética, como hemos visto en los gráficos generales anteriores.

Entre las razones de este proceso[5] pueden señalarse las siguientes:

1.- Un crecimiento económico reciente basado en el consumo interno y en las infraestructuras, con fuerte consumo de cemento, de aluminio y de acero que, junto a la ejecución de la obra civil, demandan energía que puede considerarse suplementaria a la demanda corriente.

2.- Es verdad que ha habido una disminución de la intensidad energética en la industria, como consecuencia de las mejoras técnicas adoptadas y de los desplazamientos hacia actividades menos intensivas. Sin embargo, en los sectores de transporte y residencial-comercial, el crecimiento energético se ha producido con tasas muy elevadas, lo que, junto al desarrollo de las infraestructuras, ha redundado en un empeoramiento de la intensidad energética:

3.- Ha de tenerse en cuenta que el equipamiento en los hogares se está acercando a la media de la UE.y crece de manera vertiginosa en los últimos años. En 2003 se facturaron 940.000 unidades de equipos de aire acondicionado, un 30% más que en 2002. Anualmente se venden 23 millones de electrodomésticos, aunque sólo un 2,8% lleva la etiqueta de máxima categoría de eficiencia energética.

4.- Por otra parte, el gasto de electricidad medio de una vivienda en España aún equivale a un 47% de la media europea, lo que tine una significación muy reducida en el presupuesto familiar (2,4%).

5.- España tiene la menor tasa europea en utilización del transporte colectivo (gran utilización del automóvil y escasa del ferrocarril). Tampoco se utiliza mayoritariamente el ferrocarril para el transporte de mercancías. Sin embargo, España es uno de los países en que más se utiliza el vehículo privado para trayectos inferiores a 3 km.

En definitiva, el mayor equipamiento en los hogares y en el sector terciario, el modelo de transporte adoptado y el desa-

[5] Pérez Arriaga(2005), J. I., Sánchez de Tembleque, L.J., Pardo, M., La gestión de la demanda de electricidad. Laboratorio de Alternativas, Documento de Trabajo nº 65(1), Madrid, 2005.

rrollo de las infraestructuras, parecen explicar en buena parte los incrementos de las intensidades energéticas superiores a la unidad. El incremento del consumo de energía en los hogares y en el transporte individual no tiene un reflejo similar en el crecimiento del PIB, como tampoco lo tiene, en el corto plazo, la energía invertida en infraestructuras.

A partir de aquí puede inferirse que la intensidad energética en España podrá reducirse, posiblemente, cuando decrezca el ritmo de inversión en infraestructuras, como ya ha ocurrido en los países más avanzados de la UE[6].

Las medidas de gestión de la demanda

De lo hasta ahora visto se sigue un interés económico obvio en la adopción de medidas de gestión de la demanda. En los casos en los que la escasez y el carácter no renovable de las fuentes de energía no se trasladen adecuadamente a las señales que guían la demanda, tendremos más demanda de energía que la socialmente deseable. Tanto en un sistema de planificación con asignación administrativa como en un sistema descentralizado con asignación por el mercado, la demanda social de energía debiera incorporar los costes de su producción y la toma en consideración de su escasez. Lo que implica a nuestros efectos que, en la medida en que algunos de estos factores no están incorporados en los precios de la energía, existen buenas razones económicas para introducir medidas de gestión de la demanda, capaces de hacernos avanzar hacia un uso socialmente más eficiente de la energía disponible.

Ocurre, sin embargo, que además de los factores anteriores, la regulación de los sistemas energéticos expresa imperfectamente las condiciones de la competencia y reproduce inadecuadamente los requisitos necesarios para la existencia de mercados eficientes. Por lo tanto, en una economía descentralizada, además de la internalización de los costes sociales de la producción y uso de la energía y el cómputo del factor agotamiento de los recursos no renovables, han de crearse las condiciones que permitan la asignación de recursos correspondiente a un mercado eficiente. Lo que, de nuevo, nos conduce a las medidas susceptibles de afectar a la formación del sistema de precios .

Tenemos, pues, dos conjuntos de medidas de gestión de la demanda: las de precios y todas las demás, que ahora exponemos sintéticamente.

De acuerdo con el reciente Libro Blanco del Mercado español de Generación Eléctrica[7], cabe clasificar las medidas posibles en varios grupos:

A) Medidas dirigidas a facilitar la respuesta de la demanda a los precios de la electricidad e incorporar progresivamente en ellos el coste de las externalidades.

   La literatura técnica agrupa bajo la denominación de tarifas aditivas las características que ha de reunir una regulación eficiente y el sistema de precios resultante para incorporar todos los costes de producción y distribución, dejando, en el caso del sector eléctrico, un adecuado margen para dar entrada a los comercializadores. No es el momento de reiterar este análisis que puede encontrase ampliamente formulado en el anteriormente citado Libro Blanco.

B) Medidas en forma de incentivos directos para limitar el crecimiento, que tendrán un lugar en tanto no se internalicen todos los costes de la producción y el consumo de la energía.

En el caso de la electricidad, el más relevante, estos incentivos pueden estar financiados por la propia tarifa, al amparo del art. 46 de la Ley del sistema eléctrico. Pero, a la vista de la experiencia, valdría la pena incrementar su cuantía y eliminar las discontinuidades en el tiempo de estos programas que desalientan el desarrollo de tecnologías ahorradoras. Una referencia al pasado viene a cuento. En 1995, por primera vez en la historia de la regulación eléctrica, se iniciaron en España los programas de gestión de la demanda, al amparo del Decreto de tarifas de ese año, con dotaciones en torno al 0,25% de la facturación total (32M€ , o sea, unos 5.300 Mptas de la época). Años después, tras una tan prolongada como lamentable interrupción, se volvió a introducir tal posibilidad en los decretos de tarifas de 2004 y 2005, con un importe de 10M€(0,06% de los ingresos totales).

Un balance de los programas realizados elaborado por la Comisión Nacional de la Energía[8] concluía que, en general, los objetivos se habían cumplido en un 89%, con un cumplimiento total en pymes y desviaciones en los sectores doméstico y de edificios y alumbrado público, con cumplimientos del 81% y del 76%. Los incentivos empleados sirvieron para recuperar los costes incurridos en pocos años, a pesar de las deficiencias de diseño de los propios incentivos, faltos de mecanismos competitivos de asignación, ausencia de continuidad temporal y cortos períodos de puesta en marcha. Adicionalmente, sabemos que la incentivación de tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A, los sistemas de regulación de motores o las bombas de calor, hicieron una importante contribución a una más eficiente gestión de la demanda.

[6] Véase Perez Arriaga (2005), para un análisis más exhaustivo de estas razones y datos adicionales.

[7] Perez Arriaga, J. I.(2005bis), Libro Blanco del Mercado español de Generación Eléctrica, Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Madrid 30 de Junio de 2005, paginas 387 y siguientes.

[8] Comisión Nacional de la Energía, Informe sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Aseme. Madrid, 2001.

En esta dirección, es imprescindible insistir en el conjunto de prolijas medidas contenidas en el Plan de Acción para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética(E4), en la relevancia de la trasposición de la directiva 2002/91/CE sobre eficiencia energética de edificios, por fin llevada a cabo tras un largo período de discusión, en los mecanismos dirigidos a la compensación de energía reactiva y de mejora de la eficiencia energética, en general, que han de ser introducidos por los fabricantes de electrodoméstico, entre las medidas más importantes. Y cabe citar, también, los mecanismos de etiquetado eléctrico, a partir de sistemas oficiales de garantías de origen, que permiten diferenciar el mercado eléctrico y ampliar la capacidad de elección del consumidor entre comercializadores en función de la calidad ambiental de la energía ofertada.

Por lo que se refiere al Plan de Acción 2005-2007 para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética(E4) de 2004-2012, se prevé lo siguiente: el Plan de Acción 2005-2007 tiene por objetivo global la consecución de un ahorro acumulado de 12.006 ktep de energía primaria, el equivalente al 8,5% del total del consumo de energía primaria del año 2004 y al 20% de las importaciones de petróleo —88 millones de barriles de petróleo sobre un total de 435 millones importados en el año 2004—.

C) Acciones trasversales de apoyo a las anteriores.

La principal y básica es la disponibilidad de aparatos de medida que permitan evaluar las condiciones de la demanda. Los sofisticados equipos telemandados, que sustituyen a los tradicionales, permiten llevar a cabo medidas horarias del consumo, registrar la calidad del suministro, limitar la potencia disponible y poner en práctica una comunicación bilateral con los consumidores que, en ocasiones de emergencia, puede ser clave para la operación del sistema. La drástica reducción de los costes de los equipos y las ventajas de futuro esperadas de la posibilidad de discriminación horaria, convierten esta medida, muy vinculada a los incentivos de mercado, en la clave de bóveda de cualquier proceso de mejora de la eficiencia en la gestión de la demanda.

Otras actuaciones necesarias tienen que ver con la información, la comunicación y la formación de los consumidores y la creación de la conciencia social indispensable para el fomento del ahorro.

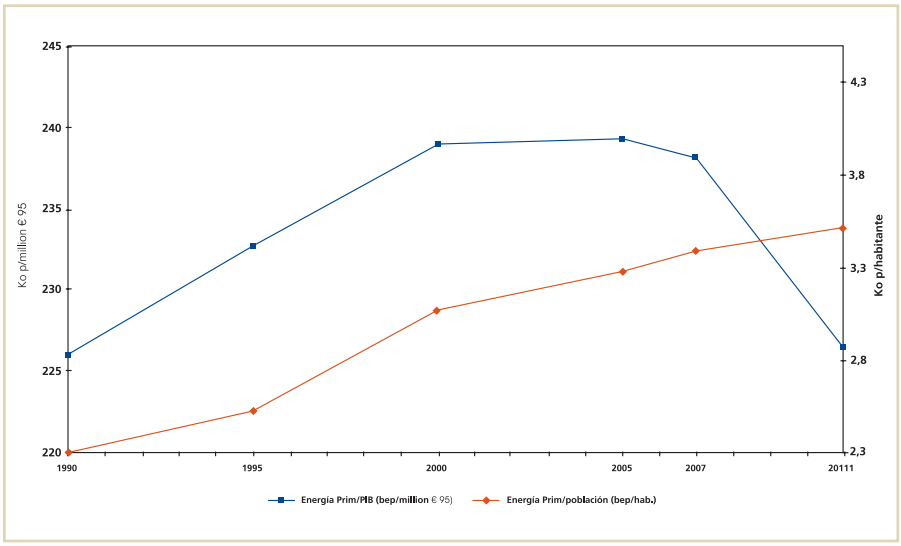
Las medidas del Plan de Acción 2005-2007 y las previsiones de cambio inferidas de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012, han llevado a modificar las proyecciones globales de nuestro consumo energético en lo años próximos, así como a corregir la intensidad energética futura hacia una evolución menos agresiva. Se estima que entre 2005 y 2011 la tasa media de crecimiento de la energía primaria será del 2,05% anual, cifra sensiblemente menor que el 3,18% estimado en el documento de planificación de 2002 para el período 2006-2011.

La intensidad, por su parte, ha conocido ya una inflexión – esperemos que duradera- en 2005. De acuerdo con la revisión de la planificación contenida en el documento Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011[9], se espera que entre 2005 y 2011 se vaya reduciendo la intensidad energética primaria hasta alcanzar en 2011 un nivel similar al correspondiente a 1990 (226,4 tep/millón 95), como se expresa en el gráfico adjunto.

En suma, podemos concluir diciendo que :

- las medidas de ahorro y eficiencia juegan un papel importante en la mitigación de los problemas derivados del elevado uso de la energía. Su relevancia crece cuando la presión de los precios

Intensidad energética primaria



[9] Ministerio de Industria Turismo y Comercio(2006), Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011. Madrid, marzo de 2006.

de la emergía y la seguridad de suministro se convierten en preocupaciones cotidianas.

- La situación española, con un comportamiento voraz en el consumo de energía, que apenas ha empezado a corregirse, tiene no sólo un amplio margen de mejora a través de la introducción de medidas de gestión de la demanda sino también la oportunidad de aliviar su factura de importaciones energéticas, mientras se incentivan tecnologías productivas y usos sociales más acordes con los verdaderos costes sociales de la producción y uso de la energía.

- En una economía descentralizada con amplio papel reservado al mercado, las medidas de gestión de la demanda han de tener su primera traducción en los precios, que han de trasladar adecuadamente a los consumidores los costes sociales de su producción y la escasez relativa de la energía. Sin embargo, diversas medidas adicionales son posibles, algunas de las cuales pueden dar lugar a modificaciones en la regulación energética, alteraciones de los hábitos sociales y, en general, cambios en el marco institucional.

- La experiencia del pasado nos recuerda que los cambios de mayor alcance y duración en el uso de la energía en los países desarrollados han sido mucho más resultado de alteraciones en los precios que consecuencia de las exhortaciones al ahorro y el comportamiento socialmente virtuoso.

- Hasta fecha reciente la gestión de la demanda había ocupado un lugar modesto y errático en nuestra política energética a la que ahora, por fin, se trata de dotar de recursos y de continuidad temporal. Entre las medidas de mayor alcance para conseguir una gestión de la demanda acorde con las preferencias de consumo de los usuarios y las posibilidades reales de los productores, se halla la introducción de nuevos y más sofisticados mecanismos de medida del consumo por tramos horarios. ■

La escalada de los precios del petróleo

José Carlos Díez

Economista Jefe de InterMoney y Profesor de Fundamentos del Análisis Económico de la Universidad de Alcalá

Desde 2004, el precio del petróleo se ha triplicado en los mercados internacionales, con subidas anuales acumuladas superiores al 50%. Los precios del crudo tienen un fuerte componente estacional, que les lleva a tocar máximos en marzo, finalizando el invierno, por la mayor demanda de fuel oil para calefacciones, y en agosto al final del verano, donde la demanda de gasolina se dispara.

En los últimos tres años, los precios han alcanzado sus máximos en agosto, pero al año siguiente esos máximos eran pulverizados. La primera semana del pasado agosto, el petróleo marcó un nuevo máximo, próximo a 80$/barril -en este artículo sólo nos referiremos a la referencia West Texas que es un petróleo ligero y con bajo coste de refino- pero a diferencia de los años anteriores, el máximo tan sólo ha sido un 10% superior a los 71$/barril de agosto de 2005, en plena capacidad destructora de los huracanes en el Golfo de Méjico. Aunque más significativa ha sido la caída que han registrado los precios del petróleo desde el máximo alcanzado a principios de agosto, que le ha llevado a romper a la baja la barrera psicológica de los 60$/barril, a principios de octubre.

A continuación vamos a analizar las causas que explican la fuerte subida del petróleo en los tres últimos años y si algunas de estas causas ha cambiado lo suficiente para anticipar que lo peor del choque energético ha quedado atrás y entraríamos en una nueva dinámica de los precios de la principal materia prima.

Para ello vamos a estudiar los cambios en los fundamentos de oferta y demanda de petróleo, con el fin de anticipar el escenario más probable del comportamiento del precio del crudo el próximo año. Posteriormente, analizaremos las implicaciones económicas de un precio tan elevado que, paradójicamente, no ha provocado un choque inflacionista sobre la economía mundial y una recesión, como sucediera en los dos choque energéticos de los años setenta. A modo de conclusión, analizaremos si la subida brutal de los precios del crudo es una maldición para la economía mundial o por el contrario es la mejor medicina para estabilizar el fuerte crecimiento económico y para asignar eficientemente uno de los recursos más escasos que existen en el planeta tierra.

Por el lado de la demanda

En una economía de mercado, el precio es un estimador de escasez, por lo tanto, la subida de los últimos años es debida a que el petróleo ha pasado a ser un bien más escaso. En 2004, la demanda mundial de crudo fue de 80,757 millones de barriles, un 3,4% más que en 2003 y un 21,9% más que en 1990. Por tener el sentido de la magnitud, desde la crisis de 1973, el crecimiento anual promedio de la demanda de crudo fue de 1,2% y la pregunta inmediata que sugiere es: ¿por qué en 2004 el crecimiento fue casi tres veces mayor?

El petróleo es la principal materia prima en nuestra estructura productiva, por lo tanto, tiene una alta correlación con el crecimiento del nivel de actividad y del PIB. En 2004, la economía mundial creció próxima al 5,0% anual, el nivel más alto desde, precisamente, la primera crisis del petróleo de 1973. EEUU, la UE y Japón han liderado el crecimiento mundial desde la década de los cincuenta, aunque en los últimos años se han incorporado dos nuevas locomotoras: China e India. El dragón chino, inició su proceso de reformas en 1979 y éstas han sido tan exitosas que acumula un crecimiento promedio anual próximo al 10% del PIB desde entonces. Pero no debemos descuidar al elefante indio, que inició su proceso de reformas en los noventa, también con tremendo éxito, y el pasado año creció un 8%.

La demanda de petróleo en India y China se aproxima al 12% de la demanda mundial, aunque en 2004 explicaron el 40% del cre-

cimiento de la misma. La demanda de crudo en China aumentó un 15.5% anual y en la India un 5.5% anual ese año. El fuerte aumento del parque automovilístico de los años anteriores facilitó que durante la gripe asiática, los chinos optasen por usar su coche particular para evitar contagios en el transporte público. Adicionalmente, en 2004, el fuerte aumento de la demanda de electricidad en China superó la capacidad instalada y forzó al uso de generadores eléctricos aumentando el consumo de gasóleo y a poner en funcionamiento centrales eléctricas de fuelóleo, menos eficientes y que habitualmente están fuera de servicio.

Además de ser las dos economías con mayor crecimiento del planeta, hacen un uso poco eficiente del recurso: ambas necesitan el doble de petróleo para producir una unidad de PIB, de lo que necesitamos en los países desarrollados. Salvo que se produzca una crisis política o institucional en China, las previsiones son que estos países seguirán liderando el crecimiento de la economía mundial la próxima década, lo cual seguirá presionando al alza los precios del crudo. No obstante, desde 2005 los chinos han disminuido su dependencia del petróleo y han comenzado a quemar más carbón para producir electricidad, materia prima de la que poseen un tercio de las reservas probadas mundiales. En breve, podrán producir electricidad en la presa de las tres gargantas y han comenzado un programa de desarrollo de energía nuclear y de todo tipo de energías alternativas.

Otra novedad en la demanda de petróleo ha sido el fuerte incremento de los inversores internacionales en los mercados de materias primas y en el petróleo en particular. Fondos de pensiones, hedge funds y bancos de inversión han visto en estos mercados una buena oportunidad de incrementar la rentabilidad de sus inversiones. No obstante, este tipo de demanda no influye significativamente sobre los precios de equilibrio a medio plazo, ya que los inversores especulan en los mercados de futuros, pero no presionan sobre la demanda final del bien. Sin embargo, su irrupción en el mercado ha incrementado notablemente la volatilidad de los precios, ya que su comportamiento es fuertemente especulativo y acaba condicionando la estrategia de producción y de acumulación de inventarios de productores y grandes consumidores, como las refinerías.

Aunque lo anterior ayuda a explicar bien lo que ha sucedido en los últimos años, para entender el menor crecimiento del precio del petróleo el pasado verano tenemos que mirar a los EEUU, que siguen siendo el principal consumidor mundial con el 25% de la demanda total de petróleo. En los tres últimos años, la economía americana ha registrado un envidiable crecimiento económico, basado en el consumo privado y la demanda interna, lo que ayuda a explicar el tirón de las exportaciones chinas y buena parte del crecimiento mundial. Pero en los últimos meses, la economía ha mostrado los primeros síntomas de flaqueza. El más evidente ha sido el aterrizaje del boom inmobiliario, con un descenso de los permisos de viviendas del 25%, desde el inicio de 2006, y con los precios de venta de las viviendas usadas estables, tras casi una década de fuertes revalorizaciones.

Al igual que una menor demanda de viviendas, las familias americanas han reducido el crecimiento de sus gastos. La moderación del gasto nominal no ha sido muy intensa, pero la subida de los precios de la gasolina, que superó los 3$/galón en agosto, les ha mermado su capacidad de compra y les ha obligado a disminuir su gasto en términos reales. Esta fuerte subida del precio ha provocado una caída de la demanda de gasolina en la temporada estival que ayuda a explicar la brusca caída de los precios, con el precio del galón próximo a 2,5$ a finales de septiembre.

Pero el cambio en el patrón de los consumidores americanos no es coyuntural. Por un lado, la economía sigue desacelerándose y las previsiones anticipan que en 2007 el crecimiento sea inferior al 3%, con un crecimiento del consumo privado del 2,8%, por debajo de su promedio histórico que se sitúa en 3.3% anual. Pero es más significativo ver cómo los consumidores han asumido que el precio del petróleo se mantendrá elevado y han cambiado su patrón de consumo. Las ventas de todoterrenos y camionetas han caído en el último año, al igual que los coches de mayor cilindrada y consumo de gasolina. Las ventas se concentran, como ya sucedió en las crisis energéticas de los ochenta, en coches pequeños de bajo consumo y las ventas de coches con motores híbridos registran fuertes crecimientos, aunque su cuota de mercado es muy pequeña.

Las mejoras en la eficiencia del uso del petróleo son generalizadas. La economía mundial crece un 5% y la demanda de petróleo tan sólo crece un 2%, por lo que cada año el mundo es tres puntos porcentuales menos dependiente del petróleo. En 2005, China creció por encima del 10% y su demanda de crudo sólo aumentó un 2%, lo cual supone un aumento de la eficiencia de ocho puntos porcentuales. El caso chino es más complicado de analizar, ya que sus estadísticas siguen siendo poco transparentes y aunque han incrementado la demanda de fuentes alternativas de energía, es evidente que la economía asiática está haciendo un enorme esfuerzo en mejorar la eficiencia energética.

Una moderación del crecimiento de EEUU, principal demandante de petróleo, ya tiene implicaciones sobre la demanda mundial de crudo, pero el cambio estructural en la demanda de autos nos indica que en 2007 las presiones de demanda serán más moderadas, aunque no desaparecerán. Las previsiones del FMI anticipan un crecimiento del 5% de la economía mundial en 2007, liderado por Asia, por lo que mientras la economía mundial no modere su actual dinamismo, la presión de demanda mantendrá los precios del petróleo elevados. Los inventarios han aumentado en los últimos años, aunque el ratio de inventarios sobre ventas ha aumentado en menor medida, por lo tanto no es previsible un ajuste de producción en los próximos meses por una reducción del nivel de inventarios.

Por el lado de la oferta

Este fuerte crecimiento de la demanda mundial ha sorprendido a los países productores, y sobre todo a las empresas de refino, con escasa capacidad de respuesta. Recordemos que, en 1998, el precio del barril se desplomó hasta cotizar por debajo de 10$/barril, casualmente después de una recesión en Asia. Un precio del barril por debajo de 20$ hace que la inversión en nuevos yacimientos no sea rentable, por lo tanto se dejó de invertir y no se ha reanudado la inversión hasta 2004, aunque tardarán algunos años en estar operativas. Hasta el pasado mes de agosto, la mayoría de países estaban produciendo crudo al 100% de su capacidad, salvo Arabia Saudí que sólo tenía un margen de maniobra inferior a dos millones de barriles día, el 2% del total de la demanda mundial. Además la capacidad excedentaria era de petróleos gruesos, con alto contenido de azufre y para los que apenas existe capacidad de refino. Por eso, virtualmente, el mundo produjo petróleo a su máxima capacidad. La situación fue tan extrema que la OPEP llegó a eliminar temporalmente la cuota máxima de producción en 2005 o lo que es lo mismo, disolvió el cartel.

Pero el principal problema está en la capacidad de refino. En EEUU no se abre una nueva refinería desde 1976. Si la demanda de petróleo ha aumentado un 22% desde 1990, la capacidad de refino mundial sólo ha crecido un 14% y en EEUU, el incremento ha sido tan sólo de un 9%. Para explicar el escaso nivel de inversiones en capacidad de refino, tenemos que incorporar a nuestro análisis las restricciones medioambientales que nos hemos impuesto los países desarrollados. Esto ha llevado a una mayor demanda de petróleos ligeros, más fáciles de refinar. El barril de West Texas, referencia en EEUU, es un petróleo más ligero que el Brent, referencia europea. Pues bien, en los dos últimos años el West Texas ha tenido un precio promedio de 2,5 $/barril superior al Brent, cuando su promedio histórico es inferior a 1,5$/barril.

No obstante, un precio del petróleo tan alto hace que la mayor parte de las inversiones en nuevas extracciones y fuentes de energía alternativas sean rentables. Además, los márgenes son tan elevados que permiten a las compañías invertir enormes cantidades de dinero en I+D+i, por lo que la técnica ha mejorado significativamente. Hoy es posible perforar pozos marítimos con más de 3.000 metros de distancia entre la superficie y el lecho marino. En Canadá están moviendo miles de toneladas de tierra para extraer el petróleo que se encuentra mezclado con los arenales. El gas es la principal alternativa para producir electricidad y para calefacciones y los nuevos gaseoductos han mejorado los problemas de abastecimiento y almacenamiento, las fuentes energéticas sustitutivas del petróleo se encuentran en su momento de mayor esplendor. Las granjas solares y los campos de molinos florecen por doquier. Las viejas soluciones, como la energía nuclear, vuelven a escena y parece que los mayores avances estarán en el desarrollo de la biomasa. En las refinerías han mejorado la técnica para procesar petróleos más pesados y consiguen craquear las partículas menos ligeras para producir gasolinas y fuelóleo.

Los cambios en la estructura de la oferta de petróleo han llevado a que la OPEP reduzca significativamente su capacidad de fijación de precios, ya que sólo controla el 40% de la cuota y el crecimiento de la producción es mayor en los países que no pertenecen a la organización, aunque los países miembros del cartel mantienen la mayor parte de la reservas probadas de crudo. Hasta este verano, los países miembros de la OPEP han incumplido sus compromisos de cuota y la mayoría han producido al máximo de su capacidad y por encima de lo permitido por la organización. Sin embargo, en septiembre, debido a la moderación del crecimiento de la demanda el pasado verano, han disminuido su producción hasta 27,7 millones de barriles, ligeramente por debajo de la cuota de 28 millones acordada. Los portavoces oficiales de la organización han mostrado preocupación por lo acontecido durante el verano y han decidido mantener su cuota invariada en su reunión ordinaria de septiembre, pero han convocado una reunión extraordinaria en diciembre, en la que han amenazado con reducir la cuota máxima de producción si los precios siguen cayendo. No obstante, si disminuyen la producción, el efecto podría ser contrario al esperado, ya que aumentaría la capacidad excedentaria y disminuiría la prima de riesgo de abastecimiento. Saldremos de dudas si Arabia Saudí reduce su producción.

Por sintetizar, el mercado de petróleo se ha caracterizado en los últimos años por un fuerte choque de demanda, que ha pillado a la oferta con escasa capacidad excedentaria y poco margen de maniobra para atender la fuerte demanda. Eso explica que la elasticidad de la curva de oferta haya disminuido significativamente y, en ese entorno, los choques de demanda se han traducido en fuertes incrementos de precios.

Implicaciones macroeconómicas

En las últimas tres décadas, fuertes subidas de los precios del petróleo incrementaban los costes de producción y las empresas se veían obligadas a repercutirlo en sus precios finales, aumentando la inflación. Los consumidores veían disminuir su renta disponible y los bancos centrales subían los tipos de interés para frenar las presiones inflacionistas. Conclusión: las economías entraban en recesión, con altas tasas de inflación, a lo cual se denominó "estanflación" en los setenta.

En la actualidad, el precio del petróleo se ha triplicado y la inflación mundial se mantiene en mínimos históricos. En EEUU o España, países con fuerte crecimiento económico, la inflación apenas superó el 4% este año. Japón mantiene presiones deflacionistas y en la Eurozona el aumento de los precios se ha mantenido próximo al objetivo de estabilidad de precios del BCE, situado en el 2.0%. Pero, lo que aún es más sorprendente e inédito es que la inflación subyacente apenas ha reflejado el aumento de los pre-

cios energéticos, las expectativas de inflación, en las encuestas a consumidores y derivadas de las pendientes de las curvas de tipos de interés, no anticipan un escenario inflacionista y los salarios han perdido capacidad adquisitiva en la mayoría de países desarrollados durante el choque. La pregunta que surge inmediatamente es: ¿dónde está la inflación?

Comienza a sonar a "cuento chino", pero la respuesta está en la Globalización. La economía mundial está en uno de sus momentos más eficientes desde la década de los sesenta. El crecimiento del PIB mundial se ha mantenido próximo al 5% desde 2004, mientras el empleo ha crecido un 1% de promedio anual. Esto significa que la productividad por trabajador ha aumentado un 4% cada año. En China, el empleo aumenta un 1% y el crecimiento de la productividad se aproxima al 10% anual y en la india al 7%. Además, el comercio mundial ha crecido próximo al 10%, por lo que todos, vía importaciones, nos estamos aprovechando del fuerte crecimiento de la productividad y de los bajos salarios en Asia. Por otro lado, la globalización de los mercados financieros nos lleva a realizar una asignación más eficiente del ahorro. Esto permite que los EEUU financien un déficit por cuenta corriente del 6.5% de su PIB, ochocientos mil millones de dólares, o en España uno del 8% del PIB, obligándonos a los economistas a revisar conceptos como la sostenibilidad de los desequilibrios.

Este crecimiento del comercio mundial ha incrementado el grado de competencia internacional y ha flexibilizado hasta el extremo la curva de oferta mundial. Esto explica por qué intensos crecimientos de la demanda mundial no provocan inflación. Si las empresas europeas o estadounidenses deciden subir sus precios para compensar el encarecimiento del crudo, inmediatamente pierden cuota de mercado con sus nuevos competidores asiáticos. Por lo tanto, el ajuste sólo puede venir incrementando la productividad por empleado o reduciendo capacidad instalada. A esto debemos añadir que aún existe exceso de capacidad en muchos sectores. Los chinos siguen teniendo un ejército de reserva de campesinos que hace que su curva de oferta de trabajo poco cualificado sea muy elástica, manteniendo los salarios estables. En los países desarrollados, la inflación que supone el choque petrolífero se compensa con el crecimiento de las importaciones, a precios más bajos de los que se producían con anterioridad. Esto explica que la inflación de bienes industriales, en los índices de precios al consumo, esté próxima a cero.

El fenómeno de la deslocalización, aunque sería más correcto denominarlo "localización eficiente", tiene un efecto psicológico definitivo sobre las demandas salariales de los países desarrollados, paradójicamente también en sectores protegidos de la competencia internacional. Además, nos encontramos en el momento de mayor intensidad de flujos migratorios internacionales desde la segunda guerra mundial. Las estadísticas de Naciones Unidas indican que un 3% de la población mundial está cambiando de país para trabajar. Todo esto ayuda a entender el comportamiento de los salarios. España es un buen ejemplo: con un crecimiento de la demanda interna del 6%, casi el doble de nuestro crecimiento potencial y el triple de lo que crecían nuestros socios en la unión monetaria, sin la llegada de inmigración y sin el fuerte aumento de las importaciones, las restricciones de la oferta de empleo habrían provocado una espiral de salarios y un choque inflacionista brutal que hubiera puesto fin al ciclo expansivo que se inició en 1994 y al que aún le quedan, al menos, dos años más.

Con un elevado crecimiento del PIB y los salarios contenidos, la productividad del capital es muy elevada y los beneficios empresariales se han apropiado de la mayor parte de la distribución de la renta. Eso explica que el esfuerzo inversor sea el más intenso desde la mitad de los noventa, antes de la crisis asiática y en medio de la euforia de las nuevas tecnologías de la información. Este fuerte aumento del stock de capital, generalizado por sectores y por países, junto a la mayor eficiencia derivada de los efectos beneficiosos de la globalización, es lo que ha permitido a las empresas absorber la subida de los precios energéticos, vía crecimiento de la productividad, y no ha llevado a una crisis inflacionista y a una recesión de la economía mundial.

Las perspectivas para 2007 siguen siendo favorables y todos estos fenómenos mantendrán el crecimiento próximo al 5% y la eficiencia de la economía mundial. Los principales riesgos son: que los trabajadores quieran recuperar su poder adquisitivo perdido y una mayor parte en el reparto de la tarta, que los bonistas exijan una mayor prima de riesgo por comprar bonos a largo plazo, un aumento del proteccionismo que impida difundir los efectos beneficios de la Globalización, y la maldición de los riesgos geoestratégicos, que son una constante amenaza para el crecimiento económico.

En este escenario, si el precio del crudo se estabiliza en niveles de 65$/barril, los precios energéticos dejaran de presionar sobre la inflación, los márgenes empresariales aumentarán, favoreciendo un mayor esfuerzo inversor de las empresas, y la renta disponible de las familias se incrementará, lo cual ayudará a compensar las subidas de los tipos de interés, especialmente en EEUU y España.

Conclusiones

En 2007, las previsiones de crecimiento de la demanda de crudo moderan, por la desaceleración de la economía estadounidense, y saldrá nueva oferta al mercado permitiendo aumentar la capacidad ociosa y aumentando la elasticidad de la curva de oferta. Por estas razones, entendemos que es difícil que volvamos a ver nuevos máximos en los precios del petróleo el próximo año, salvo por problemas de abastecimiento derivados de riesgos geoestratégicos en los principales países productores. Pero tampoco son previsibles caídas significativas de los precios hasta que la economía mundial frene su dinamismo. Precios por debajo de 70$/barril constituyen el escenario más probable, aunque el mercado seguirá dominado por la volatilidad. No obstante, la volatilidad también se irá reduciendo a medida que aumenta la capacidad excedentaria y cuando el apetito de los inversores financieros por las materias primas disminuya, al comprobar como la rentabilidad obtenida disminuye y no compensa el elevado riesgo asumido.

Si se cumple este escenario, el petróleo dejará de ser una amenaza inflacionista el próximo año, por lo que volverá a actuar como un estabilizador automático de la economía mundial. En los últimos años y en ausencia de una coordinación económica internacional eficaz, el petróleo ha evitado que la economía creciese muy por encima de su potencial, limitando la capacidad de inversión y de consumo de los agentes. Es difícil imaginar a qué tasa hubiera crecido la economía mundial con un petróleo a 40$/barril. La subida de los precios del crudo ha provocado cambios significativos en la distribución de la renta mundial, pero gracias a la elevada eficiencia alcanzada en los mercados financieros, los superávits de los países productores de petróleo se han canalizado hacia los déficits de los países consumidores, sin generar crisis cambiarias y financieras.

Ahora que EEUU comienza una fase de desaceleración cíclica, la estabilidad prevista para los precios del petróleo permitirá amortiguar la caída del crecimiento y, junto a la elevada flexibilidad de la economía americana, ayudará a que el proceso de ajuste sea de menor duración y a que la economía vuelva a retomar ritmos de crecimiento próximos al 3.0% en el segundo semestre de 2007 o principios de 2008. El riesgo es que las familias americanas han visto crecer su deuda significativamente en la última década y su tasa de ahorro es negativa. Si pasan de un optimismo excesivo al pesimismo, la caída de los precios del petróleo será insuficiente para impedir una recomposición brusca de su tasa de ahorro y de sus finanzas personales. A este escenario el FMI le ha asignado una probabilidad del 15%. No obstante, aunque la probabilidad es baja, si este escenario se cumple veríamos al precio promedio del petróleo significativamente por debajo de 65$/barril en 2007.

La economía europea será a la que mejor le siente la estabilidad de los precios del petróleo y veremos a las empresas incrementar su esfuerzo inversor, aumentar su propensión a contratar y la mayor creación de empleo llevará a la esperada recuperación del consumo privado en el viejo continente. España verá moderar su principal desequilibrio, la elevada inflación, las familias verán incrementar sus salarios reales, lo cual compensará el efecto de las subidas de los tipos de interés de sus hipotecas, y nuestras empresas se beneficiarán del mayor dinamismo de nuestros vecinos europeos, especialmente el sector exportador y el turístico.

Con una perspectiva de largo plazo, lo sucedido los últimos tres años ha servido para que los agentes incorporen a sus expectativas el problema energético como permanente y no como un simple choque coyuntural, derivado de la Guerra de Irak y de huracanes en el Golfo de Méjico. China, India y los antiguos países del Bloque Soviético han abandonado la planificación económica y han incorporado a la economía de mercado a más de la mitad de la población mundial en tan sólo treinta años. Si siguen mostrando la misma destreza a la hora de gestionar sus economías y mantienen crecimientos tan elevados, las actuales fuentes primarias de energía serán más escasas y sus precios seguirán aumentando. Sin embargo, la subida de los precios, lejos de ser una amenaza, es el mejor mecanismo para solucionar el problema.

La inflación para una economía se asemeja a la fiebre en el cuerpo humano. Cuando la temperatura corporal sube de 37 grados centígrados es un estimador eficiente de que algo no funciona bien en nuestro organismo. El paracetamol nos ayuda a equilibrar la temperatura pero si no resolvemos la causa de la infección, el termómetro volverá a subir cuando se pasen los efectos del fármaco. La subida de los precios del petróleo es un indicador eficiente de que el grado de escasez del bien ha aumentado. Podemos optar por subvencionar su uso, reducir los impuestos para evitar que nuestras empresas y consumidores sufran los efectos, pero eso desincentivará que hagan un uso más eficaz del bien.

La visión apocalíptica del Club de Roma y de los ambientalistas sobre el crudo escenario al que se enfrenta la humanidad se parece al debate que se planteó en el siglo XIX con el carbón, entonces principal fuente energética. Hoy se sigue produciendo carbón y las reservas probadas han aumentado significativamente. Con el petróleo sucederá algo similar, reducirá su cuota pero seguirá siendo una fuente de energía durante muchas décadas. Sólo un ejemplo, si generalizamos los motores híbridos consumiremos la mitad de gasolina o con la misma gasolina podremos tener el doble de coches.

En este sentido hay que ser positivistas. Si algo ha demostrado el ser humano desde que el *homo habilis* se puso a dos patas en la sabana africana hace dos millones y medio de años, es una enorme capacidad técnica para resolver la escasez. Gracias al petróleo producimos asfaltos, tejidos, plásticos, nuevos materiales, etcétera, que hacen nuestra existencia más llevadera. Como dijo Lyndon Johnson, presidente de EEUU, tejano y petrolero, "quemar el petróleo es un lujo". ■

La demanda de petróleo condiciona la política exterior de Estados Unidos

Soeren Kern

Analista del "USA and Transatlantic Dialogue". Real Instituto Elcano

Uno de los desafíos más difíciles en materia de seguridad nacional al que se enfrenta EE.UU. en la actualidad es su dependencia excesiva del petróleo procedente de las regiones más inestables del mundo.

Estados Unidos es la economía de mayor tamaño y más desarrollada desde el punto de vista tecnológico del mundo. Sin embargo, los combustibles fósiles siguen constituyendo la energía vital del sistema norteamericano. EE.UU. es, de hecho, el principal consumidor de petróleo del mundo, pero depende del suministro extranjero para satisfacer la mayor parte de su demanda. Puesto que la seguridad de la energía está inextricablemente ligada a la prosperidad económica y a la seguridad nacional, el petróleo es uno de los principales factores en la configuración de la política exterior y militar de EE.UU. Así, desde Iraq a Irán y desde Nigeria a Venezuela, el petróleo está siempre presente en los cálculos de la política exterior estadounidense. Incluso la defensa de la democracia en Oriente Medio, piedra angular de la política exterior de la Administración Bush, está peligrando a causa de la situación actual de incremento del precio del petróleo. A medida que aumenta la demanda de petróleo en EE.UU, crece su potencial exposición al conflicto en las inestables regiones productoras de petróleo del planeta. Algunos analistas afirman que la solución consiste simplemente en producir más petróleo, aunque eso sólo será posible con una mayor inversión, lo cual requiere niveles aún más elevados de seguridad en las regiones inestables del globo. Otros dicen que reducir la dependencia de EE.UU. con respecto al petróleo sería la forma más simple y eficaz de multiplicar su poder en el mundo.

Adictos al petróleo

En enero de 2006, en su Discurso a la Nación, el presidente de EE.UU. George W. Bush declaró que Estados Unidos era "adicto al petróleo". En efecto, con menos del 5% de la población mundial, EE.UU. es el país que más petróleo consume, un 25% del volumen global diario. Al mismo tiempo, EE.UU. tan sólo genera un 9% de la producción mundial de petróleo y posee menos del 3% de las reservas mundiales comprobadas de petróleo, lo cual se traduce en una alta dependencia del suministro externo para satisfacer las necesidades internas de energía. De hecho, las importaciones representan actualmente un 60% del consumo total de petróleo en EE.UU., y se prevé que para 2025 EE.UU. tendrá que importar más del 70% del petróleo.

Por lo tanto, no es de extrañar que esta dependencia del crudo importado sea uno de los factores más decisivos en la política exterior y militar de EE.UU. De hecho, el uso del poder militar para proteger el suministro de petróleo ha sido un principio básico de la política exterior de EE.UU. desde 1945, cuando el presidente Franklin D. Roosevelt prometió al Rey Abdulaziz, de Arabia Saudí, que EE.UU. protegería su reino a cambio de un acceso privilegiado al petróleo.

Desde entonces, EE.UU. ha mantenido una presencia militar permanente y costosa en el Golfo Pérsico, principalmente para

evitar interrupciones en el suministro de petróleo y subidas repentinas de los precios que pudieran tener consecuencias macroeconómicas adversas para Estados Unidos y sus socios comerciales. Además de los más de 140.000 soldados norteamericanos desplegados en Iraq, el ejército de EE.UU. cuenta en la actualidad con más de 6.000 soldados activos desplegados por todo Oriente Medio. Otros 2.000 soldados, en su mayoría marines, vigilan desde buques anfibio el Golfo Pérsico. Se estima que el coste militar de la defensa de los intereses de EE.UU. en el Golfo Pérsico ronda los 50.000 millones de USD al año. Además, el Pentágono gastó cerca de 60.000 millones de USD en la Guerra del Golfo de 1991 y otros 300.000 millones de USD en la Guerra de Iraq de 2003. Por tanto, en total, se calcula que EE.UU. ha empleado aproximadamente un billón de USD sólo para garantizar la seguridad del petróleo de Oriente Medio desde 1990.

La adicción americana al petróleo extranjero es costosa también desde otros puntos de vista. Por ejemplo, si el precio del petróleo se mantiene en 60 USD el barril a lo largo de 2006, EE.UU. gastará alrededor de 320.000 millones de USD en importaciones de petróleo este año. En 2005, el gasto en energía representó nada menos que un tercio del déficit comercial de EE.UU. Además, la subida del precio del petróleo reduce el poder adquisitivo de los consumidores en aproximadamente 35.000 millones de USD o, lo que es lo mismo, un 0,5%. La Reserva Federal estima que un aumento de 20 USD por barril en el precio del petróleo reduciría el PIB de EE.UU. en aproximadamente un 0,75%.

En el pasado, EE.UU. ha intentado resolver su problema de vulnerabilidad frente al petróleo utilizando su fuerza militar para proteger las rutas de abastecimiento y para promover o instaurar regímenes amistosos. Desde el 11-S, la Administración Bush también ha renovado sus esfuerzos para asegurar el suministro de petróleo de fuentes no pertenecientes a la OPEP, especialmente de Canadá, Latinoamérica, África Occidental y Rusia. Esta diversificación con respecto a Oriente Medio se refleja en el hecho de que, en la actualidad, los principales proveedores de petróleo a EE.UU., por volumen, son Canadá, México, Arabia Saudí, Venezuela y Nigeria, cada uno de los cuales suministra entre el 5% y el 8% de la demanda diaria de petróleo de EE.UU., que asciende a 20 millones de barriles. Desde una perspectiva geográfica, las importaciones de Latinoamérica representaron el 34% de las importaciones de crudo de EE.UU. en 2005, Oriente Medio suministró el 24%, África el 19%, Canadá el 16%, y Europa y Asia un 7%.

Sin embargo, la diversificación tan sólo es una solución a corto plazo, ya que se calcula que las reservas comprobadas de petróleo de productores no pertenecientes a la OPEP tienen una vida media de 15 años al ritmo actual de producción, mientras que las reservas de la OPEP tienen una vida estimada de más de 70 años. Además, puesto que el petróleo es una materia prima fungible, cualquier alteración en la oferta o la demanda en cualquier parte del mundo afectará a los precios de todo el mundo.

En cualquier caso, a medida que aumente la demanda global de petróleo y que disminuyan las reservas, EE.UU. no tendrá más remedio que recurrir a los productores de la OPEP en Oriente Medio para cubrir sus necesidades de energía. De hecho, el Departamento de Energía de EE.UU. prevé que las importaciones de petróleo desde el Golfo Pérsico se duplicarán entre 2006 y 2025. Esto ha llevado a algunos analistas a advertir de que la estabilidad económica de EE.UU. está cada vez más amenazada a causa de la excesiva dependencia del petróleo extranjero, en particular de la volátil región de Oriente Medio.

Oriente Medio

El petróleo confiere relevancia geopolítica a Oriente Medio. Dos tercios del petróleo mundial (alrededor de 690.000 millones de barriles de reservas comprobadas) están localizados en la inestable región del Golfo Pérsico: Arabia Saudí cuenta con una de las mayores reservas de petróleo del mundo, seguida de Irán, Iraq y Kuwait. (Según las nuevas normas de contabilización de reservas, Canadá posee la segunda reserva de petróleo más importante del mundo, si se tienen en cuenta las arenas petrolíferas de Alberta, cuya explotación se consideraba antes muy costosa). Como consecuencia, Oriente Medio ha sido una de las prioridades de la política exterior de EE.UU. durante los últimos cincuenta años.

Aunque EE.UU. ha mantenido su presencia militar de forma permanente en el Golfo Pérsico desde finales de las Segunda Guerra Mundial, no fue directamente responsable de la defensa de toda la zona y de los intereses occidentales en la misma hasta la llegada de Nixon al poder. Hasta 1971, fueron los británicos los responsables de la seguridad en la región, mientras que EE.UU. desempeñaba una simple función de apoyo. Sin embargo, el primer ministro británico Harold Wilson anunció en 1968 que Gran Bretaña había decidido retirar sus tropas del Golfo Pérsico antes de que finalizara 1971. Esta acción abrió el camino para la futura intervención de EE.UU. en la zona.

Desde aquel momento, se produjo un aumento progresivo de la importancia del Golfo Pérsico en la política exterior de EE.UU. En su Discurso a la Nación, el presidente Jimmy Carter anunció que el suministro seguro de petróleo del Golfo Pérsico constituía un "interés vital para los Estados Unidos de América". En lo que pasó a conocerse como la Doctrina Carter, éste afirmó que Washington utilizaría "todos los medios necesarios, incluida la fuerza

militar" para proteger dicho interés frente a fuerzas externas (en particular frente a la Unión Soviética, que invadió Afganistán en diciembre de 1979). Carter aumentó la presencia naval de EE.UU. en el Golfo Pérsico y en el Océano Índico.

Ronald Reagan amplió la Doctrina Carter para incluir la estabilidad interna de los países de la zona del Golfo Pérsico. Durante la guerra entre Irán e Iraq, por ejemplo, EE.UU. garantizó la estabilidad en Kuwait registrando sus buques petroleros con otra nacionalidad y enviando más de 30 buques de combate y apoyo al Golfo Pérsico para escoltar a dichos petroleros en su paso por el Estrecho de Ormuz. La Doctrina Carter fue adoptada posteriormente por el presidente Bush (padre) para justificar la Guerra del Golfo (1990-1991) y fue también el argumento esgrimido para la invasión de Iraq en 2003 del presidente Bush (hijo), que frustró así el intento de Sadam Hussein de dominar el Golfo Pérsico.

Hoy, como entonces, uno de los factores más determinantes de la política de EE.UU. en Oriente Medio es asegurar el libre suministro de petróleo a los mercados internacionales, con el fin de proteger a las economías de EE.UU. y de sus principales socios comerciales frente a perturbaciones en el suministro de petróleo. El principio operativo de esta política es evitar que poderes hostiles a EE.UU. o sus aliados dominen Oriente Medio. En la práctica, esto implica mantener la estabilidad teniendo en cuenta el delicado equilibrio poderes en la región, preservar la independencia de los países del Golfo Pérsico y contener la amenaza del fundamentalismo islámico. Este objetivo se ha mantenido constante a lo largo de cinco mandatos presidenciales de EE.UU. y se encuentra también en el origen de la actual crisis con Irán.

EE.UU. y un creciente número de países creen que Irán está utilizando su programa civil de energía nuclear como una tapadera para construir nuevas armas nucleares. En este caso, se alteraría el equilibrio de poderes en la zona y, dada su posición central en Oriente Medio, Teherán estaría en una posición única para bloquear el acceso a través del Golfo Pérsico, de vital importancia estratégica. Cerca del 40% del petróleo comercializado en el mundo cruza el Estrecho de Ormuz.

Teniendo esto en cuenta, Bush aprovechó su Discurso a la Nación para reiterar su oposición a la posesión de armas nucleares por parte de Irán. "El gobierno iraní está desafiando al mundo con sus ambiciones nucleares, y ninguna nación debe permitir que el régimen iraní posea armas nucleares. Estados Unidos continuará uniendo al mundo para luchar contra estas amenazas", declaró.

De hecho, la "Estrategia Nacional de Seguridad de los Estados Unidos de América" (National Security Strategy of the United States of America) revisada en marzo de 2006 identifica a Irán como el mayor desafío futuro al que se enfrenta EE.UU. "Es probable que Irán sea el país que mayor peligro representa para nosotros", reza el informe. "Continuaremos adoptando todas las medidas que sean necesarias para proteger nuestra seguridad nacional y económica contra las adversas consecuencias de su mala conducta", dice el documento. En el informe se advierte de que las actuales gestiones diplomáticas para frenar el programa nuclear de Teherán "deben tener éxito para poder evitar así el enfrentamiento".

Entretanto, algunos de los principales países implicados en este conflicto diplomático, incluidos China y Rusia, están atados de pies y manos por alianzas en materia de energía con Irán. Por ejemplo, en octubre de 2004, China firmó un acuerdo sobre gas y petróleo por valor de 70.000 millones de USD con Irán que vincula a los dos países en una relación de 30 años de duración. Y en julio de 2002, Rusia declaró que tenía previsto suministrar cinco reactores nucleares a Irán durante la próxima década en virtud de un acuerdo valorado en 10.000 millones de USD. En estas circunstancias, ¿puede evitarse realmente una intervención militar estadounidense en Irán?

China e India

Con más de mil millones de personas, China es el segundo país consumidor de petróleo después de Estados Unidos. Cuenta con una de las economías de mayor crecimiento del mundo y se prevé que su demanda de energía aumente un 150% para 2020. En la actualidad, China importa la mitad de su petróleo y su demanda petrolífera está aumentando siete veces más rápido que la de Estados Unidos. Además, al igual que Estados Unidos, en el futuro China será cada vez más dependiente de Oriente Medio.

En consecuencia, el acceso al petróleo de Oriente Medio se convertirá con el tiempo en un asunto fundamental en las relaciones entre China y Estados Unidos. De hecho, cuanto más se perciban las acciones de China en este territorio como un intento de dominar los recursos petrolíferos de la región, más considerará Estados Unidos a China como una amenaza para sus intereses, y viceversa.

Esto queda reflejado en la revisión de la Estrategia Nacional de Seguridad de los Estados Unidos de América, que adopta una línea decididamente firme con respecto a China. De acuerdo con la Estrategia, los líderes de China están «actuando como si pudieran "bloquear" de algún modo los suministros de energía de todo el mundo o como si trataran de dirigir los mercados en lugar de abrirlos, como si pudieran seguir una doctrina mercantilista tomada de una época cuestionada en la actualidad». Y en

referencia a las actividades de China en países como Sudán, se reprende a Pekín por "apoyar a países ricos en recursos sin considerar las actuaciones de sus gobiernos contra el propio orden nacional o internacional". Estas amonestaciones no aparecen en la primera versión de la Estrategia, y en un informe posterior a la publicación de la nueva doctrina, el Asesor de Seguridad Nacional de EE.UU., Stephen Hadley, afirmó que la advertencia es un intento para conseguir que los líderes chinos reflexionen sobre "la amplia constelación de sus intereses".

De hecho, China ha firmado acuerdos sobre petróleo con diversos países y regiones, como Siberia, Sudán, Indonesia, Irán, Canadá y Cuba. Algunos políticos norteamericanos creen que estos acuerdos no sólo están concebidos para garantizar petróleo a China, sino para arrebatar suministros de petróleo de un mercado mundial del que Estados Unidos es cada vez más dependiente. Esto implica que un factor decisivo en la futura política de Washington con respecto a Pekín será la distensión de una posible rivalidad EE.UU. – China por los suministros mundiales de petróleo.

Entretanto, la Administración Bush está buscando formas de contrarrestar las ambiciones de China en el ámbito geográfico. En este contexto, la Casa Blanca declaró en julio de 2005 que quería ayudar a la India a convertirse en una de las principales potencias mundiales en el siglo XXI, lo cual deja traslucir el objetivo mal disimulado de establecer un equilibrio de poderes económico y militar en una región cada vez más dominada por China.

De hecho, la Administración Bush ha llegado a la conclusión de que es de interés estratégico para Estados Unidos que la India se convierta en una de las principales potencias mundiales, y la Casa Blanca ha manifestado que hará el máximo esfuerzo posible para ayudar al país asiático a conseguir este objetivo. Así pues, en un intento por integrar a este país en el orden nuclear internacional, la Administración Bush ha roto con su política anterior de "no proliferación" y ha convertido la plena cooperación con la India en materia de energía nuclear con fines civiles en la base de la nueva relación bilateral.

Rusia y Asia Central

Rusia posee la mayor reserva de gas del mundo y es el segundo país exportador de petróleo después de Arabia Saudí. La excesiva dependencia de Estados Unidos con respecto al petróleo saudí y de otros países inestables del Golfo Pérsico ha desencadenado el inicio de una relación ruso-estadounidense en materia de energía, aunque los avances en cuanto a la cooperación bilateral a este respecto han sido escasos. De hecho, la mayor parte del petróleo ruso se exporta a Europa; Rusia ni siquiera forma parte de los 15 principales proveedores de petróleo a Estados Unidos. Además, el primer envío de gas natural licuado (GNL) ruso a Estados Unidos se produjo en septiembre de 2005.

Asimismo, Rusia y Estados Unidos han encabezado una campaña de proliferación de la energía nuclear a fin de contar con un suministro más seguro a escala mundial. Tras la cumbre de ministros de Energía de los países del Grupo de los Ocho (G8) celebrada en Moscú en mayo de 2006, Estados Unidos y Rusia pidieron un "renacimiento sustancial" de la industria global de la energía nuclear. El plan energético de Moscú estipula el aumento de la energía nuclear nacional en un 25%, aunque se ha bloqueado la cooperación debido a la sospecha de Washington acerca de los pactos entre Moscú e Irán y la propuesta de negociación para suministrar uranio enriquecido a la república islámica.

Al mismo tiempo, la Casa Blanca teme que el presidente ruso, Vladimir Putin, pretenda que Rusia recupere su carácter de potencia mundial gracias a los ingresos derivados del petróleo y el gas. Ciertamente, el aumento de los ingresos derivados del petróleo ha permitido a Putin consolidar la autoridad del Kremlin, marginar a otros focos de poder y reafirmar el control sobre las antiguas repúblicas soviéticas. Además, el Kremlin ha acaparado el control sobre los recursos energéticos a través de empresas estatales como la petrolera pública Rosneft y el monopolio público del gas Gazprom.

Durante un discurso pronunciado en Vilnius (Lituania) el 4 de mayo, el vicepresidente norteamericano Dick Cheney hizo una advertencia al Kremlin acerca del uso del gas y el petróleo como armas políticas. "No se sirven intereses legítimos cuando el petróleo y el gas se convierten en armas de intimidación o chantaje, tanto mediante la manipulación del suministro como con el intento de monopolizar el transporte", afirmó Cheney. Su comentario se produjo después de que en Europa creciera el debate sobre la seguridad de los suministros de energía rusos. A comienzos de 2006, el monopolio de gas ruso Gazprom cortó provisionalmente el suministro a Ucrania a causa de una disputa por los precios, incidente que provocó agrios reproches por parte de la Casa Blanca. Las previsiones indican que, en 2025, Rusia suministrará el 70 por ciento del gas natural de Europa Occidental. Con el aumento de la vulnerabilidad de Europa, algunos analistas temen que Rusia utilice el suministro de energía como palanca para impulsar su agenda geopolítica, incluso para erosionar el sentimiento solidario de la OTAN.

El cruce de acusaciones entre Washington y Moscú podría, no obstante, complicar los esfuerzos para controlar la seguridad de la energía, punto principal en la agenda de la Cumbre del G8 en San Petersburgo (Rusia)

en julio de 2006. Además, podría poner en peligro la labor de EE.UU. para ganarse el respaldo de Rusia a una condena firme del programa nuclear de Irán en Naciones Unidas. Washington está intentando persuadir a Moscú para que retire sus objeciones al acuerdo que establece un plazo para que Teherán cese su actividad nuclear o se enfrente a posibles sanciones.

No obstante, Moscú tiene como prioridad preservar su acuerdo con Teherán a fin de completar la construcción de una central nuclear en Bushehr, ya que Irán ha salvado, en efecto, el sector nuclear ruso. En Rusia, la industria se enfrentaba a un futuro incierto después de haber perdido sus clientes tras la caída del comunismo, y el acuerdo con Irán supone la mayor parte de la actividad para decenas de miles de empresas rusas.

En octubre de 2003, Estados Unidos persuadió a Rusia para que retrasara la entrega de barras de combustible a Bushehr, lo que ha ralentizado el programa iraní, y la inauguración del reactor valorado en 800 millones de USD se pospuso recientemente hasta octubre de 2006. Simultáneamente, Rusia e Irán prosiguen sus largas negociaciones sobre la construcción de entre tres y cinco centrales más con un coste de 3.200 millones de USD.

Mientras tanto, la apertura del oleoducto Baku-Tiflis-Ceyhan (BTC) en octubre de 2005, que transportará petróleo de la zona del mar Caspio a mercados de todo el mundo, constituye un importante éxito de la política exterior de EE.UU. El oleoducto une los pozos petrolíferos en alta mar de Azerbaiyán con el puerto mediterráneo de Ceyhan en Turquía, cruzando Georgia y bordeando Rusia, que domina todas las demás rutas hacia los mercados occidentales de petróleo desde el mar Caspio y Asia Central. Estados Unidos fomentó este proyecto como medio de promover la independencia de las antiguas repúblicas soviéticas con respecto a Moscú.

Latinoamérica

La inestabilidad en Oriente Medio ha convertido a los recursos energéticos de Latinoamérica en un elemento más estratégico en estos momentos para Estados Unidos. Colombia produce más petróleo que algunos de los países del Golfo Pérsico, y exporta la mayor parte a refinerías de Texas y Louisiana. La estabilidad de Colombia es, por tanto, la mayor prioridad para EE.UU. en materia de seguridad en Latinoamérica. De hecho, los estrategas estadounidenses temen desde hace mucho tiempo que la inestabilidad en Colombia se extienda y desestabilice a los países vecinos: Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela, todos los cuales son o serán proveedores de energía para Estados Unidos. Esto supuso una importante justificación para el respaldo económico estadounidense al "Plan Colombia", de seis años de duración, destinado a reforzar la estabilidad en este país. Desde que Estados Unidos comenzó a respaldar el Plan Colombia durante la presidencia de Bill Clinton en 2000, la ayuda estadounidense al país latinoamericano ha sumado 4.500 millones de USD, lo que le convierte en el mayor receptor del mundo de ayuda económica estadounidense después de Israel y Egipto.

Mientras tanto, la vecina Venezuela es el cuarto principal proveedor de petróleo para Estados Unidos después de Arabia Saudí, México y Canadá. Venezuela envía en torno al 60% de sus exportaciones de petróleo a Estados Unidos, lo que supone aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios. Algunos de los destinos más importantes para la empresa petrolífera estatal de Venezuela son las refinerías CITGO en Estados Unidos, que emplean el crudo pesado venezolano como carga de alimentación. Puesto que existen pocas refinerías de este tipo en cualquiera otra parte del mundo en cantidades suficientes como para hacer viables las importaciones de crudo venezolano desde el punto de vista económico, Venezuela sigue siendo un proveedor de petróleo dependiente de Estados Unidos, a pesar de las amenazas periódicas en sentido contrario.

África Occidental

África Occidental suele citarse como posible sustituto del inestable Oriente Medio ante la creciente dependencia de EE.UU. con respecto a las exportaciones de crudo de esta zona. De hecho, en su Informe Nacional sobre Energía de mayo de 2001, el vicepresidente de EE.UU. Dick Cheney afirmó que: "Se prevé que África Occidental se convierta en una de las fuentes de petróleo y gas de mayor crecimiento para el mercado estadounidense. Generalmente, el petróleo africano es de alta calidad y tiene un bajo contenido en azufre, por lo que cumple estrictos requisitos para su refinado y opta a una creciente cuota de mercado en los centros de refinado de la Costa Este de Estados Unidos".

De hecho, los países de África Occidental [agrupados en la denominada Comunidad Económica de Estados de África Occidental (ECOWAS)] ya suministran a Estados Unidos en torno al 18% de sus importaciones de crudo anuales, y se espera que esta cifra llegue al 25% antes de 2015. La zona alberga casi 40.000 millones de barriles de reservas de petróleo comprobadas, o aproximadamente el 3% del total a escala mundial. Teniendo en cuenta las reservas no comprobadas, la cuota correspondiente a África Occidental se situaría en torno al 7% del total mundial. En su esfuerzo por promover una mayor diversidad en el suministro de petróleo, el gobierno de Bush ha entablado relaciones con seis países africanos: Angola, Chad, Congo, Guinea Ecuatorial, Gabón y Nigeria.

Nigeria es con diferencia el mayor productor de petróleo de África, con un volumen de 2 millones de barriles diarios aproxima-

damente (más o menos la misma cantidad que Iraq antes de la guerra), y es el quinto mayor proveedor de Estados Unidos. Asimismo, Nigeria cuenta con enormes depósitos de gas natural. No obstante, se ha llegado a dejar de producir hasta una cuarta parte del volumen diario en algunos momentos debido a la continua inestabilidad en la rica zona petrolífera del Delta del Níger. Además, Nigeria mantiene disputas territoriales con otros países por el control de territorios potencialmente ricos en petróleo, conflictos que amenazan la explotación de los pozos terrestres y marítimos. Además, como Nigeria es miembro de la OPEP, sus exportaciones de crudo también están limitadas por la política de esta organización.

A todo ello se añade que Nigeria es políticamente inestable y se encamina al desastre. Con una compleja población de aproximadamente 130 millones de habitantes (alrededor de 250 grupos étnicos en total), Nigeria se enfrenta a la perspectiva de sufrir conmociones internas con anterioridad a las elecciones presidenciales de 2007. El presidente Olusegun Obasanjo no puede presentarse a la reelección por tercera vez debido a las restricciones que impone la constitución, por lo que la futura composición del gobierno sigue siendo una gran incógnita.

A los problemas de Nigeria se les suma la corrupción. Durante los últimos 25 años, Nigeria obtuvo más de 300.000 millones de USD por ingresos del petróleo, pero la renta per cápita anual descendió de 1.000 a 390 USD. El Índice de Desarrollo Humano de Naciones Unidas sitúa a Nigeria como uno de los países con peor nivel de vida, por debajo de Haití y Bangladesh. Según el Banco Mundial, en torno al 80% de la riqueza petrolífera del país se reparte entre el 1% de la población.

Ciertamente, los problemas de Nigeria son tan graves (muchos analistas lo describen como el Estado más débil del planeta) que podrían llegar a afectar a EE.UU. De hecho, cabe la posibilidad de una intervención por parte de Estados Unidos. En 2002, la Casa Blanca declaró que el petróleo de África es "un interés nacional estratégico", lo que significa que se recurriría a la fuerza militar, si fuera necesario, para protegerlo.

En toda África Occidental, la inestabilidad limita la intervención de la zona en la mejora de la seguridad energética de EE.UU. En julio de 2005, el Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales *[Centre for Strategic and International Studies (CSIS)]*, localizado en Washington, publicó un informe titulado "Enfoque estratégico de EE.UU. sobre el Gobierno y la Seguridad en el Golfo de Guinea" *(A Strategic US Approach to Governance and Security in the Gulf of Guinea)*. Dado el creciente interés de EE.UU. en el sector energético de la zona, el informe recomendaba que "Estados Unidos debe convertir la seguridad y el gobierno en el Golfo de Guinea en una prioridad explícita de su política exterior con respecto a África y establecer una política sólida y completa para la zona".

En este contexto, el Pentágono ha comenzado a incrementar su presencia militar en la zona. En 2005, Estados Unidos promovió la Iniciativa Trans-Sahariana de Lucha contra el Terrorismo, *Trans-Saharan Counter-Terrorism Initiative (TSCTI)* con nueve países africanos, cuyo objetivo es introducir un enfoque más amplio para la seguridad de la zona mediante el entrenamiento y el equipamiento de los ejércitos nacionales. Asimismo, el Pentágono ha estado estudiando la posibilidad de establecer bases militares en varios países africanos, incluidos Ghana, Kenia, Mali y Senegal, donde el acceso a puertos y aeródromos está adquiriendo cada vez más importancia estratégica.

¿Independencia de la energía o seguridad de la energía?

En su Discurso a la Nación de enero de 2006, el presidente Bush desveló una Iniciativa de Energía Avanzada *[Advanced Energy Initiative (AEI)]* que promueve la inversión en tecnología para "acabar con" la adicción de EE.UU. al petróleo. A continuación, afirmó que Estados Unidos debe "dejar atrás su economía basada en el petróleo". Tras hacer constar que el petróleo suele importarse desde zonas inestables del planeta, Bush fijó también el objetivo de sustituir más del 75% de las importaciones de petróleo desde Oriente Medio antes de 2025. (Por contraste, durante la campaña presidencial de 2000, cuando el elevado precio de la gasolina ya se había convertido en un asunto político, Bush abogó por presionar a los productores del Golfo Pérsico para que extrajeran más petróleo).

En agosto de 2005, Bush aprobó el primer Plan Nacional de Energía después de transcurrida más de una década. El plan ha sido diseñado para fomentar la eficiencia y conservación de la energía, promover fuentes alternativas y renovables, reducir la dependencia del país de fuentes extranjeras, aumentar la producción nacional, modernizar la red eléctrica y fomentar la expansión de la energía nuclear.

No obstante, los observadores políticos estadounidenses han apuntado inmediatamente que, en 1971, el presidente Nixon creó el *Project Independence* (Proyecto Independencia), diseñado para alcanzar la autosuficiencia de EE.UU. en materia de energía antes de 1980. Además, en 1979, el presidente Carter afirmó que la nación "no volvería a utilizar más petróleo extranjero que el empleado en 1977". Asimismo, durante la mayor parte de su mandato, la prioridad de Bush en cuanto a la energía ha consistido en incrementar la producción nacional de petróleo y gas, aunque actualmente EE.UU. depende más que nunca del petróleo extranjero.

De hecho, entre 1990 y 2005, las importaciones de petróleo a EE.UU. aumentaron en seis millones de barriles diarios, por encima del consumo de petróleo de todos los demás países del mundo, excepto China, y equivalente a la demanda total china. Tan sólo el sector del transporte de EE.UU. representa casi el 70% del consumo nacional de petróleo. Los automóviles utilizan aproximadamente nueve millones de los veinte millones de barriles que se consumen diariamente en el país. Los camiones, la maquinaria pesada y algunas centrales eléctricas consumen el resto. En términos generales, está previsto que los estadounidenses gasten en torno a 600.000 millones de USD en adquisiciones relacionadas con el petróleo durante 2006, y la Agencia de Información de la Energía (Energy Information Agency) prevé que en 2030 el país consumirá un 36% más de petróleo en transporte que actualmente, porque habrá más coches y los desplazamientos serán más largos.

Por otro lado, muchos analistas aducen que, aunque la autosuficiencia energética es una meta recomendable, no puede aislar al país de la situación en otras zonas. Por ejemplo, incluso si Estados Unidos lograra librarse de su dependencia energética de Oriente Medio, otros países seguirían dependiendo del petróleo del Golfo Pérsico y, por tanto, estarían influidos por los acontecimientos políticos en la zona. Esta dependencia de Oriente Medio por parte de las naciones consumidoras crea una vulnerabilidad política para Estados Unidos, pues podría resultar más difícil para Washington persuadir a estos países de que cooperen en iniciativas políticas si existe objeción por parte de los productores de petróleo de Oriente Medio, como por ejemplo el fomento de la democracia o las sanciones a Irán.

Otros analistas indican que, puesto que el petróleo se negocia en un mercado global, incluso si Estados Unidos no dependiera en absoluto del petróleo de Oriente Medio, el efecto en la práctica sería mínimo pues los precios del petróleo vienen determinados por la oferta y la demanda a escala mundial, y no por el hecho de adquirirse en uno u otro país. Así pues, Estados Unidos seguirá siendo económicamente vulnerable con independencia de la cantidad de petróleo de Oriente Medio que consuma.

Algunos economistas apuntan que la única solución para el problema energético en EE.UU. consiste en un cambio brusco en el comportamiento de los consumidores estadounidenses. Por ejemplo, la independiente Oficina de Presupuesto del Congreso *(Congressional Budget Office)* estimó en 2004 que un impuesto sobre la gasolina de 46 centavos el galón (4 litros), mayor que el actual impuesto federal de 18 centavos, reduciría el consumo de gasolina en un 10% durante los próximos 14 años. Sin embargo, Bush se ha opuesto a todas las acciones encaminadas a subir el impuesto sobre la gasolina debido a su impopularidad.

En cualquier caso, las ventajas del Plan Nacional de Energía de Bush para poner fin a la "adicción al petróleo" de EE.UU., como más fondos para la investigación a escala federal sobre tecnologías para reducir el consumo de petróleo, sólo se harán evidentes a largo plazo, posiblemente dentro de 20 años como mínimo. Mientras tanto, el problema más inmediato para la Casa Blanca es que el enfrentamiento con Irán debido a su programa nuclear podría disparar el precio del petróleo.

Así pues, la seguridad de la energía se sigue valorando más que la independencia de la energía en la política exterior estadounidense, lo que implica que la relación entre países más importante, en lo que respecta a la energía, en el futuro será la misma que realmente ha tenido importancia durante más de medio siglo: la que existe entre Estados Unidos y Arabia Saudí. No obstante, a medida que van mermando los recursos de la OPEP y la producción saudí se reactiva visiblemente, el reino de Arabia Saudí será cada vez más vulnerable a los terroristas radicales islámicos, que se han dado cuenta de que el petróleo es el talón de Aquiles de Occidente.

Así pues, actualmente los saudís comprenden lo que el Rey Abdulaziz y el presidente Roosevelt comprendieron en 1945: que Estados Unidos es el único país del mundo con capacidad para proteger el petróleo saudí, lo que significa que Estados Unidos va a mantener una fuerte presencia militar en Oriente Medio en las próximas décadas. Cuanto más parecen cambiar las cosas, más idénticas permanecen.

Conclusión

La premisa que subyace a la política energética estadounidense es que el acceso a fuentes de energía seguras, fiables y asequibles es fundamental para la seguridad económica nacional. Sin embargo, la mayoría del petróleo mundial se concentra en lugares que son hostiles para los intereses norteamericanos o vulnerables a conmociones políticas o al terrorismo. Ciertamente, desde Irán hasta Iraq y desde China hasta Rusia, el petróleo se encuentra en el núcleo de muchos de los desafíos de política exterior más complicados para Estados Unidos, lo que supone que hasta que el país deje atrás su economía basada en el petróleo, la seguridad de este producto seguirá siendo uno de los factores principales de su política exterior y militar. ■

Petróleo, economía y la guerra de Irak

Emilio Figueroa Sánchez

Ingeniero Industrial. Profesor del Instituto Superior de la Energía y del Club Español de la Energía

La Historia no se repite al pié de la letra, pero si se repiten muchas cosas de la Historia. Ahora, en marzo del 2005 el precio del crudo ha sobrepasado los 50 dólares/barril y, como no podía ser de otra manera, volvemos a escuchar los mismos mensajes apocalípticos que se decían al final de los años 70: "el petróleo es escaso, de hecho se acaba y los consumidores, que no quieren cambiar de vida, tendrán que pagar un petróleo cada vez más caro".

No es extraño que afirmaciones como estas provengan de ambientes periodísticos o de la política, poco ilustrados sobre el funcionamiento del mercado del petróleo; pero, como hace tres décadas, son también los considerados expertos energéticos los que dan la voz de alarma ante las dificultades que se avecinan.

Una situación de crisis económica o política se convierte en caótica cuando o no se entiende o se malinterpreta.

Al comienzo de los 80, cuando se habían producido ya las consabidas crisis petroleras, tan solo los profesores Adelman y Odell se manifestaron en contra de la escasez de mineral como causa de la subida de los precios. Quizá ahora no seamos tan pocos, pero siguen siendo muchos más los que apuestan por una irreversible subida del precio del crudo, para quienes la situación actual se asemeja a la obligación de escalar una escarpada montaña al final de la cual sólo existe un precipicio.

En el mercado de cualquier commodity la variación del precio se produce o cuando se altera el equilibrio existente entre su oferta y su demanda o cuando cambia la estructura de las fuerzas de poder que actúan sobre él.

La existencia de un oligopolio de oferta en el mercado del petróleo no es un secreto para nadie, pero sigue sin estar clara su manera de actuar.

Cualquier grupo productor, capaz de extraer mineral por debajo de su máxima capacidad de producción, puede influir sobre los precios, porque, para una demanda dada, los baja al incrementar la extracción o los sube al reducirla aún más.

Los países de la OPEP llevan desde hace años aplicando una política de cuotas que les permite actuar directamente sobre la oferta global de petróleo y consecuentemente sobre los precios.

Parece obvio decir que cuanto más alta es la cuota de participación de un oligopolio sobre el total del mercado tanto mayor es su poder sobre el mismo. No obstante, en el caso que nos ocupa, ese poder tiene grandes limitaciones.

En efecto, desgraciadamente para los países de la OPEP, su consumo interior es pequeño, por lo que solamente pueden influir en un lado de la ecuación, la oferta. Además, la OPEP que, al comiendo de los años 70, acaparaba la mitad de la producción mundial de crudo ha ido reduciendo, en contra de lo que los expertos decían que ocurriría en el futuro, su cuota de participación en la producción mundial hasta un valor actual del 40%.

La evolución económica de los países de la OPEP en estos últimos 35 años tampoco se puede considerar aceptable, porque los ingresos por petróleo, por cuantiosos que fueran, acababan siendo malgastados por la compra de otros productos, entre los que destacaban, por su significancia, los

Emilio Figueroa Sánchez
Ingeniero Industrial
Profesor del Instituto Superior de la Energía (ISE) y del Club Español de la Energía
Angel Ganivet 2
Madrid 28007
Tel. 91 501 03 60
669 079 625
915010360@terra.es
emiliofigueroa@terra.es

alimentos, los bienes de equipo o el armamento. Por ello, nunca consiguieron que la riqueza de poseer petróleo se convirtiera en el desarrollo económico y social que todo país necesita.

Sin embargo, hay un aspecto cuya relevancia destaca sobre cualquier otro, cuando se analiza económica, política y estratégicamente la industria del petróleo: el coste de explorar y producir petróleo.

Cabe decir al respecto que hay una zona geográfica donde los costes de explorar y producir petróleo son mucho más bajos y donde la cantidad de hidrocarburos minerales contenida en el subsuelo es mucho mayor que en cualquier otra parte del mundo. Este lugar lo ocupan un grupo de países del Próximo Oriente que rodean el Golfo Pérsico.

Hagamos un pequeño inciso, con relación a esto, mencionando que, en 1817, David Ricardo, uno de los más importantes economistas ingleses, desarrolló el concepto de renta que podría fácilmente aplicarse al mercado del petróleo. Naturalmente, el análisis de Ricardo se centraba en la agricultura y más concretamente en los cereales. Comparaba dos tierras de cultivo, una claramente más fértil que la otra. En la tierra menos fértil, el terrateniente obtenía el beneficio mínimo que le permitiera seguir cultivando su tierra. Sin embargo, en la otra, aparte de ese resultado mínimo, alcanzaba ingresos adicionales que no dependían del duro trabajo o del talento sino del generoso legado de la naturaleza. Estas ganancias suplementarias que se podrían reducir sin que afectara al funcionamiento normal del negocio, porque suponen un plus a su remuneración, Ricardo las tituló rentas.

Pues bien, trasladando este concepto al mercado del petróleo, las rentas se obtienen, casi exclusivamente, de las actividades de exploración y producción realizadas en el Golfo Pérsico.

Desde el principio, incluso antes del año 1960, cuando fue creada la OPEP, los países arrendadores se afanaban, de manara pausada pero constante, en participar de los cuantiosos beneficios generados por sus arrendatarios, las compañías petrolíferas. Un nuevo descubrimiento, rico en mineral, y había muchos, provocaba siempre la reacción insatisfecha del gobierno del país arrendador de turno porque este, razonablemente, sospechaba que los resultados económicos de las petroleras eran superiores a los estrictamente necesarios para que las inversiones continuaran. Por consiguiente, el país arrendador deseaba parte del pastel y, si conseguía algo, pronto desearía más.

En 1971, al final de todo este proceso, los países de la OPEP llegaron al convencimiento de poder gestionar sin ninguna ayuda las zonas mineras más ricas de la tierra y consumaron su nacionalización.

No tiene por qué ser negativo para el buen desarrollo de un mercado cualquiera que sus activos cambien de manos; pero si ello supone un deterioro en la remuneración de las inversiones y una creciente insatisfacción de los consumidores, invariablemente se inicia un proceso de autodestrucción en dicho mercado.

"La guerra de las rentas", como así podríamos llamar a esa situación, no acabó con la nacionalización porque los países de la OPEP no fueron nunca capaces de autofinanciar su sector petrolero; consecuentemente, necesitaron el dinero de las petroleras. No obstante, de manera unilateral, siempre se intentó evitar que en la letra pequeña de los contratos se minimizaran las posibles rentas que las compañías extranjeras pudieran obtener de los trabajos petroleros realizados. Con ello, se eliminaba el principal aliciente inversor de cualquier mercado: el bajo coste.

Los consumidores no estuvieron ajenos a todo esto porque se vieron en la necesidad de responder a las subidas de precios de los años 70 con medidas anti-petróleo. La más llamativa consistió en aumentar la fiscalidad de los productos petrolíferos, sobre todo la de aquellos con menos posibilidades de ser sustituidos por otros productos energéticos, los consumidos en el transporte.

También se financió el establecimiento de reservas estratégicas y se obligó a las compañías petroleras al mantenimiento de stocks obligatorios, disuasorios de posibles embargos, que encarecía aún más el consumo de petróleo.

Las consecuencias de todo esto no tardaron en llegar y, ante la sorpresa de casi todos, la demanda mundial se redujo y el precio del crudo se hundió en el año 1986.

La política anti-petróleo de los grandes países consumidores no fue unánime. La aplicaron todos menos uno, el más importante, el mayor consumidor, el inventor de esta industria, los Estados Unidos de América.

En 1970, poco antes de la nacionalización, los EE.UU. eran, con más nueve millones de barriles diarios de crudo, el mayor productor mundial de crudo, dominaba económica y tecnológicamente todos los apartados del portafolio petrolero y estaba muy lejos de sentirse vulnerable. Por eso cuando llegaron las crisis de precios se limitó a financiar los stocks estratégicos pero no se adhirió a la política impositiva que penalizaba el consumo de petróleo.

De hecho las poderosas compañías petroleras norteamericanas han utilizado siempre su influencia para boicotear cualquier tipo de medida dirigida a limitar el consumo interior norteamericano. Y así, se ha llegado a la situación en la que 290 millones de norteamericanos, menos de un 5% de la población mundial, consumen más de la cuarta parte de la demanda mundial de petróleo.

Existe un índice que mide el peso de la energía en el consumo total de la economía, y se denomina intensidad energética. Su cálculo se realiza dividiendo el consumo de energía anual de un país por su producto interior bruto en términos reales. Si se compara, por tanto, la intensidad energética de los EE.UU. con la de la media de la Unión Europea se observa que el país norteamericano es un 40% más intensivamente energético que los europeos; pero, si en su lugar, de mide la intensidad de petróleo se encuentra que la diferencia se dispara a un 66% superior.

Resulta indudable que la dependencia petrolera hace de los EE.UU., desde el punto de vista energético, el país más ineficiente del mundo y, consecuentemente, también, el más vulnerable.

No es de extrañar, por tanto, que se niegue a participar en protocolos que, como el de Kyoto, van completamente en contra de su política petrolera interior.

Simultáneamente, y sin que la población le diera la mayor importancia, los EE.UU. experimentan un irreversible proceso de decadencia en su producción interior de crudo, que se manifiesta en su creciente incapacidad para el autoabastecimiento de su demanda interior. Esto ha conducido a que los Estados Unidos se conviertan en un país en el que las necesidades de importación de petróleo representan actualmente un 60% de su consumo.

En algunos países energéticamente dependientes del exterior, como Japón o Alemania, su eficiencia económica global se ha compensado con otras actividades, pero siempre han intentado reducir esa limitación o amortiguarla de alguna manera.

No ha sido así en los EE.UU. porque los consumidores norteamericanos se han comportado como si la industria petrolera mundial les siguiera perteneciendo.

La clase política, el sector financiero, los medios de comunicación, la industria petrolera, y en fin, la sociedad norteamericana en general, aún la más conservadora, se tendría que dar cuenta que los EE.UU. de América no es ya, de hecho, el país petrolero que era, y que mantener su status actual le obliga a un esfuerzo militar que, sin claras contrapartidas económicas, no se puede mantener indefinidamente.

Nunca como ahora, la cada día menos poderosa industria petrolera norteamericana se había sentido tan débil y amenazada.

Efectivamente, por el lado de la oferta de crudo, ha surgido un nuevo e insospechado enemigo, el terrorismo islamista, que, no casualmente, está profundamente vinculado, por su financiación y desarrollo, al productor más importante del mundo, Arabia Saudita.

Por el lado de la demanda, existe una creciente inclinación de los demócratas norteamericanos a reducir las importaciones de crudo y a introducir crecientes medidas medioambientales.

Por ello, el sector petrolero norteamericano, siempre inclinado a favorecer al partido republicano, se ha movilizado tanto en el terreno político como económico.

En política, los republicanos son firmes y claros representantes del sector petrolero y nunca tomarán decisiones o promulgarán leyes que vayan en contra de quienes han contribuido tan generosamente a financiarles.

Económicamente, la industria petrolera norteamericana tiene, por ahora, el firme apoyo de gran parte del sector financiero norteamericano. Como ejemplo de ello, y con fecha del 10 de Febrero de 2003, Morgan Stanley, una de las mejores referencias para conocer el pensamiento del sector, hizo público un trabajo titulado "Escenarios sobre Irak (Marco de análisis de las posibles consecuencias de un conflicto con Irak)".

El interés que suscita el trabajo de Morgan Stanley no proviene de su agudeza y precisión a la hora de valorar estratégicamente el sector energético en su vertiente petrolera, sino el de reflejar el más que probable punto de vista del sector financiero en su conjunto. Es decir, la opinión que aglutina a la mayor parte del sector productivo norteamericano y que podríamos denominar "Gran Capital".

En primer lugar, acepta como cierta la existencia de las armas de destrucción masiva y que su utilización, por tanto, entraña un gran riesgo en caso de guerra.

En segundo lugar, considera legítimo que se busque el control del petróleo iraquí como botín de guerra. Premio que naturalmente se tendrá que compartir con el gobierno que democráticamente se elija.

Si la existencia o no de las armas de destrucción masiva hubiera sido un asunto importante para aquellos que han apoyado al presidente y su equipo de gobierno, seguramente, algunos de ellos le hubieran recriminado la ausencia de las mismas. Pero muy pocos, si alguien, dentro del entramado financiero norteamericano, ha protestado, por lo que cabe pensar que más que indignación, la inexistencia de dichas armas, ha provocado alivio.

Otra cosa es el petróleo.

Desde que los humanos se hicieron cargo del dominio del planeta sobre el resto de los seres vivos y comenzaron a solventarse entre ellos la supremacía territorial, no ha habido conflicto que no llevara aparejada alguna forma de beneficio.

Helena no fue la causa de la Guerra de Troya fue la excusa.

Me sorprendente, por tanto, como el partido republicano ha logrado esconder, con la inestimable ayuda de ciertos e influyentes medios de comunicación, que la razón fundamental de la guerra de Irak reside en la tremenda riqueza mineral que atesora su subsuelo.

Naturalmente, el informe de Morgan Stanley no ha trascendido a la opinión pública en general sino que se ha mantenido dentro de un ámbito informativo muy restringido en el que, por supuesto, han estado todas las compañías petroleras privadas.

En cualquier caso, los buenos augurios económicos que el sector financiero y la administración norteamericana presumían para la guerra de Irak no se han cumplido, y lo que es peor, las expectativas de inversión en el conjunto de los países que circundan el Golfo Pérsico son las más desalentadoras desde que existe la industria.

A lo largo de las últimas 4 décadas el clima social y político del mercado del petróleo sólo puede ser definido de una manera, confrontación continua.

La nacionalización, el perpetuo conflicto entre árabes y judíos, la guerra entre Irak e Irán y la guerra de Kuwait han acabado por generar un nuevo tipo de terrorismo, muy vinculado al mundo árabe y a su petróleo.

Lejos de mejorar, los asuntos petroleros siempre han ido a peor y, en este estado de cosas resulta necesario interrogarse sobre el futuro de este mercado. ¿Qué va a ocurrir?.

La respuesta inmediata hay que buscarla de nuevo en los EE.UU. de América, el país clave.

Seguramente no sucederá con la actual administración, pero en algún momento, los norteamericanos se tendrán que plantear la reducción de su demanda interior. No será una tarea especialmente difícil porque no habrá que esperar la ayuda de nuevas tecnologías, bastará con aplicar los recursos existentes y se actuará sobre un solo producto, la gasolina, que supone cerca de la mitad del consumo interior de petróleo.

Una política de este tipo hundiría el precio del crudo de manera semejante a lo ocurrido en los años 80. Y si la OPEP quisiera aumentar los precios tendría que reducir su producción lo que disminuiría, aún más, el tamaño del mercado y mantendría intacta la rentabilidad de sustituir el petróleo por nuevos procesos tecnológicos.

No estamos inventando la pólvora, lo que mencionamos aquí está ocurriendo durante los últimos 30 años, la única novedad radica en que el agente impulsor no será el Japón o Europa Occidental sino los Estados Unidos de América.

Naturalmente, si una futura administración norteamericana actúa de esta manera, irá en contra de las compañías petroleras que operan en los EE.UU., las grandes perdedoras. Sin embargo, el resultado neto de dicha operación será muy beneficioso para la economía norteamericana en general y, por ende, para la economía mundial. ■

Afrontar los riesgos: estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares

Robin Cohen

Socio de Economic Consulting, Deloitte & Touche LLP

Alastair Scrimgeour

Socio del area "Corporate Finance Advisory" de Deloitte Reino Unido

En nuestra opinión, el mercado empezará a considerar seriamente la construcción de nuevas centrales nuecleares cuando las condiciones económicas sean favorables para la energía nuclear, y el único factor que podría mejorar dichas condiciones es una política clara a largo plazo en lo que respecta a la fijación de precios para las emisiones de CO^2 de las centrales térmicas.

En este artículo se analiza una serie de cuestiones a las que habrá que prestar atención en caso de que los posibles inversores concluyan que las condiciones económicas son ahora favorables para la energía nuclear en el Reino Unido y empiecen a pensar en cómo estructurar sus inversiones. Las cuestiones son las siguientes:

- Análisis de las diferencias actuales entre invertir en una central nuclear y en una central térmica.
- La diferencia entre invertir en una única central o en una serie de centrales nuevas.
- La distribución del riesgo, y
- Las funciones del gobierno y del sector privado

Tomar la decisión

Suponiendo que la coyuntura económica sea la adecuada, ¿se tomará del mismo modo la decisión de construir una nueva central nuclear que otros tipos de centrales?

Desde la introducción en 1997 de los Nuevos Acuerdos sobre Comercialización de Energía (NETA, por sus siglas en inglés) en el Reino Unido, el mercado de los productores independientes de energía (PIE) ha sido muy limitado. En contraposición, nuevas centrales eléctricas de gran tamaño (por ejemplo, con una potencia instalada superior a 100MW) están siendo construidas por una de las pocas empresas verticalmente integradas que actualmente dominan el mercado eléctrico del Reino Unido. La mayoría de las inversiones en nueva capacidad de generación se ha destinado a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés).

A la hora de decidir si construir o no, por ejemplo, una nueva central térmica, el inversor tendrá en cuenta, entre otros, los siguientes factores:

- Las funciones claramente definidas del inversor, las entidades financieras, los órganos reguladores y el gobierno.

- El nivel de riesgo. La tecnología de ciclo combinado está ya afianzada, por lo que los planes de negocio pueden desarrollarse con un alto grado de confianza en lo que respecta, por ejemplo, a los costes de construcción, el tiempo requerido y los niveles futuros de rentabilidad.

- Si fuese relevante, el valor incremental de la central dentro de la cartera del inversor (en lo que respecta a la reducción global del riesgo y a la correlación de flujos de efectivo).

- La naturaleza de cualquier condición estipulada relacionada con un contrato llave en mano.

- La posición relativa del inversor en el mercado (neta larga/corta) y los acuerdos contractuales asociados con la compra de electricidad (precio, volumen, plazo, estabilidad del suministro, etc.) y

- La posición actual y prevista de los diferenciales denominados "spark spreads" (y de otros combustibles alternativos como, por ejemplo, los "dark spreads") en el mercado, que obviamente también tendrá en cuenta los costes relativos de la emisión de CO^2 para las carteras de los distintos inversores.

Cuando se comparan estos factores con la decisión de invertir o no en una central nuclear, surgen numerosas e importantes diferencias:

- No se ha puesto en marcha ninguna nueva central nuclear en el Reino Unido desde 1995. Desde que comenzó la construcción de Sizewell B, el mercado energético del Reino Unido se ha liberalizado y privatizado. Como resultado, el papel de inversores, entidades financieras, organismos reguladores y el gobierno en la construcción y explotación de nuevas centrales nucleares hoy en día no está nada claro. Como se comenta a continuación, uno de los requisitos para poder construir nuevas centrales nucleares en el Reino Unido es que las partes se pongan de acuerdo sobre las funciones que les corresponderán durante la puesta en marcha y el desmantelamiento de la central.

- Desde que se construyó la última central nuclear del Reino Unido en Sizewell B, los proveedores de energía han desarrollado una nueva generación de reactores nucleares. Éstos afirman que esta nueva generación de centrales será más barata y más rápida de construir, tendrá un funcionamiento más seguro gracias a sistemas de seguridad más pasivos y ofrecerá una mayor rentabilidad. Sin embargo, actualmente no existen datos sobre la explotación comercial que sustenten estas afirmaciones: el reactor europeo de agua a presión EPR, actualmente en construcción en Finlandia, será el primero de este tipo de centrales en ser explotado comercialmente. Estas incertidumbres desaparecerán a medida que se negocien los contratos con los proveedores, pero en las primeras etapas de desarrollo de cualquier plan de negocio siempre habrá incertidumbres importantes.

- Las centrales nucleares son generalmente de gran tamaño, con potencias instaladas que oscilan entre los 600 y los 1.600 MW. Aunque existen centrales térmicas de gran tamaño, también se pueden construir otras más pequeñas. Actualmente, esto no es posible en el caso de las centrales nucleares (aunque, por ejemplo, la investigación sobre reactores de lecho de bolas podría modificar el panorama), lo cual significa que es más probable que una empresa integrada de electricidad que esté considerando invertir en energía nuclear tenga que tener mucho más en cuenta la demanda global de electricidad que la demanda de su propia cartera de clientes. Una mayor exposición al mercado podría modificar el perfil de riesgo de la empresa respecto a sus competidores.

Además de estos factores, existe una diferencia básica entre el funcionamiento económico de una central nuclear y el de una central térmica: los costes de construcción de las centrales nucleares son bastante más elevados que los de las centrales térmicas, aunque las primeras se benefician luego de unos costes de explotación más bajos. La posibilidad de cierre temporal o de transformación en una fuente de energía alternativa que tienen las centrales térmicas simplemente no existe en el caso de las centrales nucleares (aunque un inversor en una central nuclear que posea otras centrales podría mitigar parcialmente este riesgo cerrando provisionalmente, por ejemplo, una central térmica y manteniendo la central nuclear en funcionamiento).

Estos factores nos llevan a preguntarnos si – incluso en el caso de que la coyuntura económica se presente más favorable para las centrales nucleares que para las térmicas – la decisión de invertir en energía nuclear puede equipararse ya a la decisión de invertir en, por ejemplo, una central de ciclo combinado. Con el tiempo, estas diferencias se reducirían si se empezasen a construir y explotar nuevas centrales nucleares (en el Reino Unido o fuera), pero por el momento siguen siendo un obstáculo potencial para el sector privado que está abriendo el camino para la inversión en nuevas centrales nucleares.

Objetivo: conseguir un campo de juego equilibrado

Si actualmente resulta difícil evaluar las inversiones en centrales nucleares del mismo modo en que se evalúan las inversiones en centrales térmicas, ¿constituye esto un problema? O, dicho de otro modo, ¿cuál es el objetivo primordial de la introducción de medidas que permitan una energía nuclear más económica? ¿se trata de conseguir un campo de juego equilibrado en el que los inversores puedan decidir construir una central nuclear en lugar de, por ejemplo, una térmica?

Es probable que el gobierno del Reino Unido prefiera que sea el sector privado el que asuma la mayor parte de los riesgos y beneficios derivados de la construcción y explotación de nuevas centrales nucleares, del mismo modo que asume el riesgo de otras formas de generación de energía. Sin embargo, cabe preguntarse si sería deseable para el gobierno crear un escenario en el que los inversores del sector privado tomen todas las decisiones de inversión basándose en su propia evaluación de los riesgos y beneficios, sin considerar el impacto que estas externalizaciones pueden tener en el gobierno y sus objetivos.

Por ejemplo:

- Sean cuales sean las circunstancias, es probable que el gobierno del Reino Unido tenga que seguir asumiendo algunos riesgos como, por ejemplo, la responsabilidad de la construcción de un depósito en profundidad para almacenar residuos a largo plazo y la gestión a largo plazo de estos residuos. Y este

riesgo será mayor cuantas más centrales nucleares se construyan. Aunque los responsables de la explotación de la central puedan acumular fondos para este depósito durante la vida operativa de las centrales nucleares, en cuyo caso los costes serían asumidos por el sector privado, podría darse una diferencia entre la cantidad de fondos finalmente disponible y los fondos necesarios. Por lo tanto, el gobierno podría desear intervenir en el proceso para establecer el nivel de riesgo/costes (reales o contingentes) que está dispuesto a aceptar en lugar de simplemente tener que absorber lo que le presente el mercado. La decisión sobre el nivel de riesgo nuclear que quiere asumir es tanto política como económica.

- Si la energía nuclear resultase claramente más rentable que otras formas de generación eléctrica, unos cuantos inversores podrían decidir construir su propia central nuclear simultáneamente. En estas circunstancias, cada inversor podría decidir utilizar diferentes diseños de reactores. Esto daría lugar una serie de centrales nucleares individuales en vez de a una flota (en este artículo hemos utilizado el término "flota" para referirnos a una serie de reactores del mismo diseño suministrados con una cierta coordinación), lo cual podría tener repercusiones en los costes para el gobierno.

- Los requisitos para la concesión de licencias exigen personal cualificado adecuado para la explotación de una central nuclear. El número de estos especialistas es, sin embargo, limitado en el Reino Unido. Por lo tanto, un solo inversor que construya un único reactor nuclear podría limitar potencialmente las oportunidades de otras empresas para invertir en nuevas centrales nucleares.

Una cuestión de envergadura

Una complejidad adicional que no parece haberse puesto suficientemente de manifiesto en el limitado debate que ha tenido lugar hasta la fecha respecto a la estructuración de nuevas inversiones en centrales nucleares es la diferencia entre construir una central nuclear individual y una flota de nuevas centrales nucleares. Consideramos que se trata de una cuestión fundamental en cualquier análisis de estructuras financieras.

Los proveedores de energía nuclear han señalado que el ahorro en una serie de centrales nucleares sucesivas se sitúa entre un 10% y un 40% del coste de la primera central, lo cual constituye un incentivo importante para que un inversor se embarque en la construcción de más de un reactor. Este nivel de ahorro se debe, entre otras cosas, a:

- **Costes iniciales**. Se ha señalado frecuentemente que los costes iniciales incurridos en la construcción de la primera central nuclear de un nuevo diseño son elevados. Sin embargo, a no ser que el Reino Unido construyese un tipo de reactor que no hubiese sido construido en ninguna otra parte del mundo, lo normal es que estos costes fuesen menos importantes de lo que hubieran sido en el pasado: la construcción de reactores nucleares hoy en día es un negocio global y puede que la experiencia adquirida por otro país se transmita al Reino Unido. Así, los costes iniciales se limitarían a las adaptaciones de diseño necesarias en el Reino Unido para obtener las licencias de construcción. La Inspección de Instalaciones Nucleares (NII) podría mitigar aún más este riesgo comprometiéndose con un único diseño, obligando al mercado a construir dicho diseño sin necesidad de coordinación entre las distintas compañías eléctricas. Sin embargo, incluso con estas medidas, la primera empresa en construir una central nuclear en el Reino Unido estaría expuesta a una cierta cantidad de costes iniciales, que podrían tener un efecto disuasorio en las decisiones de inversión.

- **Economías de escala**. Se trata de economías de escala durante las fases de construcción y explotación que van más allá de las típicas economías de gestión compartida y ahorro por compras que pueden obtenerse por la compra de grandes cantidades de cualquier activo. Las economías de escala de una flota de centrales nucleares empiezan antes y se prolongan más que para otros activos. Por ejemplo:

  - Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría repartir el coste inicial de obtención de licencias entre las distintas centrales. En función de la ubicación de las centrales, esto también puede aplicarse a algunas autorizaciones de permisos.

  - Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría alcanzar soluciones únicas para la gestión y eliminación de residuos y desarrollar planes de desmantelamiento. Como se ha señalado anteriormente, en la medida en que parte de la responsabilidad por estos costes puede recaer en última instancia en el gobierno, sería de esperar que un diseño único de reactor para una nueva flota de centrales mitigase el riesgo para el gobierno.

  - Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría hacer un uso más eficiente del limitado número de profesionales del sector nuclear del Reino Unido.

- **Transferencia del riesgo**. Sería posible transmitir una mayor parte del riesgo al proveedor de reactores si se acordase la compra de una serie de reactores. Esto se debe a que el proveedor del reactor también podría repartir la prima de ries-

go del primer reactor entre una serie de centrales. Como consecuencia, pueden aumentar las oportunidades, por ejemplo, de formalizar contratos llave en mano más favorables con los proveedores de reactores.

Si se estima que el coste total de construcción de una nueva central nuclear de 1.000 MW de capacidad oscila entre 1.500 y 2.300 millones de libras esterlinas, es probable que las principales empresas eléctricas integradas verticalmente sean capaces de asumir los costes de inversión de una nueva central nuclear en su balance, sin perjuicio de sus compromisos relacionados con centrales nucleares en otros países.

Dado el coste de un solo reactor, incluso contando con economías de escala, el coste de una flota de reactores será elevado. Y ello sin entrar en la cuestión del tamaño que debería tener la flota. Construir una flota de nuevos reactores no sólo significaría una suma de dinero mucho mayor en el balance de un inversor individual, sino que además el suministro de varios miles de megavatios de potencia adicional de una única fuente de generación supondría que el mix de generación de cualquiera de las principales empresas eléctricas integradas, respecto a sus competidores, se modificaría (aunque esto se considerará en la base de generación total de la empresa y no sólo en sus activos en el Reino Unido). Asimismo, una potencia tan elevada suministrada en un período de tiempo lo suficientemente corto para beneficiarse de las economías de escala ofrecidas por el proveedor de reactores supondría también que la propia cartera de clientes de la empresa no tendría apenas la oportunidad de absorber la nueva capacidad.

Es posible que estos factores afecten a la evaluación que hace el mercado del perfil de riesgo del inversor en relación con sus competidores, lo cual podría tener un impacto negativo en el precio de las acciones de la empresa. Cuando se decide invertir en energía nuclear, al igual que con cualquier otra decisión de inversión, es poco probable que los inversores tomen decisiones que tengan un impacto negativo en la cotización de las acciones de la empresa.

El reto

El reto de construir una flota de nuevas centrales nucleares consiste en diseñar una estructura de suministro y explotación que permita beneficiarse de las economías de escala y que, al mismo tiempo, esté en sintonía con la estructura global del competitivo mercado eléctrico del Reino Unido.

Dicho de forma simple, para beneficiarse de las economías de escala es necesaria una coordinación entre todas las partes interesadas. ¿Qué parte está más preparada para gestionar esta coordinación?

Participantes en el mercado

Como se señala más adelante al hablar del riesgo, cualquier inversión en energía nuclear va a resultar muy compleja. Será necesario conseguir un equilibrio entre los intereses y las exigencias – que cambian con el tiempo – de una multitud de partes – que también cambiarán posiblemente con el tiempo. Desde una perspectiva estructural, puede pensarse que lo más sencillo sería que una de las principales empresas eléctricas financiase y gestionase la flota de nuevas centrales nucleares por cuenta propia. Sin embargo, por las razones esgrimidas anteriormente, cabe cuestionar la viabilidad de esta solución.

Un inversor que esté pensando en construir una flota de nuevas centrales nucleares podría reducir el riesgo de exposición al mercado por grandes niveles de electricidad, que no es capaz de suministrar a su propia cartera de clientes, formalizando acuerdos de compra a largo plazo con terceros. Esto invertiría la tendencia generada a raíz de los nuevos acuerdos sobre comercialización de energía, por la que apenas se dan ya acuerdos de compra de grandes cantidades de electricidad a largo plazo. Si fuese necesario, este enfoque podría ser respaldado por el gobierno mediante la introducción del requisito a los proveedores de adquirir un porcentaje de su electricidad de fuentes con baja emisión de CO^2.

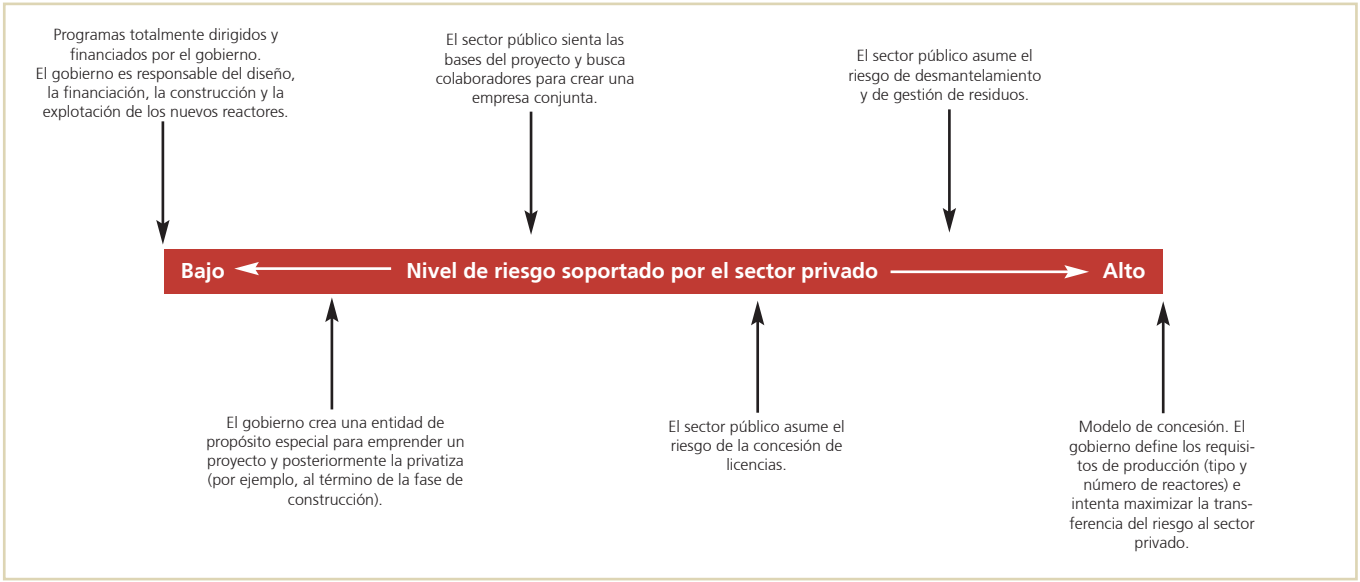
Sin embargo, esta solución no aborda el riesgo de que el mercado aplique una prima de riesgo a las acciones de cualquier empresa eléctrica que esté considerablemente más expuesta a la energía nuclear que sus competidores. Con o sin razón, la energía nuclear suele considerarse en el mercado como una fuente con mayor riesgo que otras formas de generación eléctrica. Y, puesto que el riesgo de una percepción adversa del mercado aumenta a medida que crece la cantidad de energía nuclear generada por una empresa en relación con sus competidores, este riesgo perjudica al objetivo de intentar maximizar el beneficio mediante economías de escala.

Las estructuras comerciales diseñadas para abordar este riesgo comienzan a cuestionar percepciones comunes sobre cómo debería funcionar el mercado. Por ejemplo, una posible solución podría ser que dos o más competidores en el mercado de la generación eléctrica formasen un consorcio para establecer una entidad de propósito especial que poseyese y explotase una flota de centrales nucleares, construida a lo largo de un período de tiempo dilatado. Con el suficiente apoyo por parte del sector publico, esta estrategia podría llevarse a cabo con una financiación de recursos limitada.

El Gobierno

Un enfoque alternativo sería un segundo programa de inversión nuclear impulsado por el gobierno con el objetivo de intentar

Gráfico 1: Esquema indicativo de estructuras para nuevos programas nucleares impulsados por el sector público



maximizar las posibilidades de que se cumplan las políticas gubernamentales (en caso de que el gobierno adoptase alguna) relacionadas con la cuota de energía nuclear en el mix de energía futuro.

Esta solución parece incongruente con la estructura liberal del mercado eléctrico del Reino Unido. Supondría la vuelta al enfoque anterior en el que la iniciativa y la financiación corrían a cargo del sector público, cuando las inversiones en capacidad nuclear dependían de los gobiernos, que asumían la mayor parte de los riesgos asociados con el desarrollo, la financiación, la construcción y la explotación de centrales nucleares.

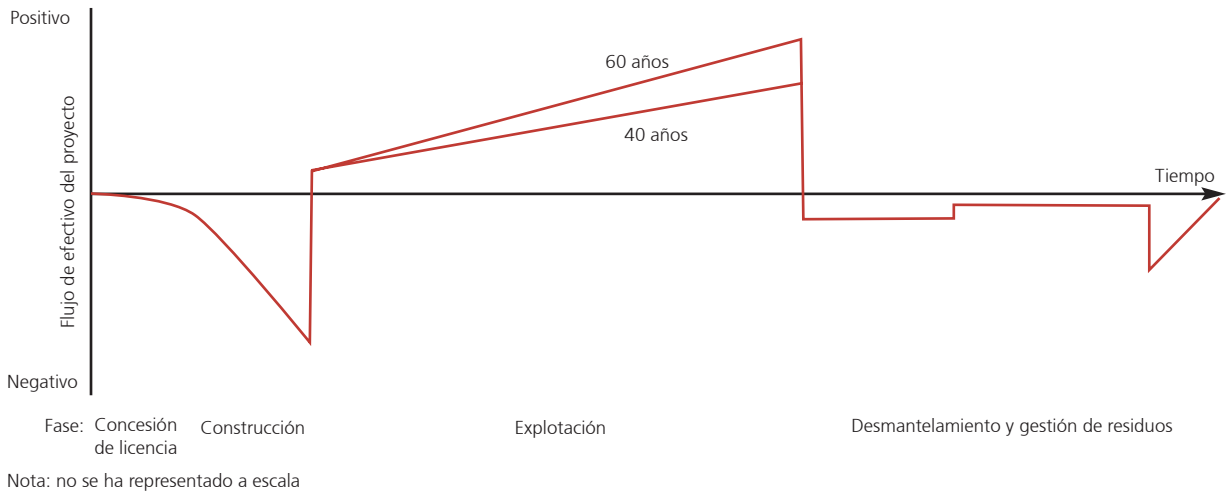
Sin embargo, un programa impulsado por el gobierno no implica necesariamente un retorno al modelo anterior en el que el gobierno dirigía y financiaba los proyectos de inversión. Aunque se trata de una posible opción de estructuración, es tan sólo una entre muchas otras opciones que atañen al gobierno. Resulta ya evidente por la experiencia de otros países que están considerando nuevas inversiones en capacidad de generación de energía nuclear que, mientras que el apoyo del gobierno en estos países sigue siendo fundamental para el desarrollo de los proyectos, la financiación pública ha dejado de ser la solución preferida y se están probando nuevos esquemas de financiación en estos mercados.

En el otro extremo del espectro de soluciones, se sitúa una serie de enfoques basados en el concepto de sociedad de personas mixta o público-privada (una combinación de capital público y privado) que han sido adoptados en otros grandes proyectos de infraestructura. Apurando al máximo este enfoque, el gobierno podría convocar un concurso para que una parte (probablemente un consorcio) obtuviese la concesión para diseñar, construir, financiar y explotar un número determinado de nuevas centrales nucleares utilizando una única tecnología de reactor (cuyo diseño podría incluso ser seleccionado por el gobierno, aunque es probable que esto no fuese necesario). El gobierno podría garantizar que los costes iniciales se reparten entre todas las nuevas centrales nucleares al tiempo que se maximiza el nivel de competencia mediante una serie de concesiones menores (por ejemplo, una o dos unidades) y comprometiéndose con los principales proveedores de reactores a adquirir un número total determinado de unidades.

Salvo que el gobierno del Reino Unido pusiese en marcha una flota de nuevas centrales nucleares mediante encargos individuales, central por central, en cuyo caso la financiación podría correr a cargo de las principales empresas eléctricas integradas, la mayoría de las estructuras mencionadas anteriormente requerirán probablemente el establecimiento de una entidad de propósito especial para diseñar, construir, financiar y explotar las nuevas centrales nucleares.

En el Gráfico 1 se contempla una serie de posibles opciones dentro de este espectro.

Gráfico 2: Flujos de efectivo nominales de una central nuclear durante su ciclo de vida



Nota: no se ha representado a escala

Aunque una central nuclear tiene un flujo de efectivo en el período posterior a su explotación para cubrir los costes de desmantelamiento y de gestión de recursos, el líquido para pagar estos costes se acumula durante el período de explotación.

Desarrollar una estructura

La transferencia efectiva de riesgo es uno de los ejes principales del programa de sociedades mixtas del Reino Unido. Ha hecho posible que riesgos tradicionalmente soportados por el gobierno se transfieran a empresas del sector privado mejor capacitadas para gestionarlos. Por ejemplo, en proyectos de iniciativa privada de financiación (PFI, por sus siglas en inglés) del Reino Unido, los contratos a largo plazo entre el sector público y privado han permitido la transferencia del riesgo de vida completa del sector público al privado. De este modo, se sustituye el modelo anterior en el que el sector público soportaba a menudo gran parte del riesgo de mantenimiento tras la entrega física de un activo. Mediante la asignación de los riesgos del proyecto a la parte que está mejor preparada para gestionarlos, debería prestarse un servicio de alta calidad con unos costes que permitan ofrecer una buena relación calidad-precio.

La naturaleza exclusiva de los riesgos inherentes a la generación de energía nuclear implica que el sector público tendrá que asumir una parte de los mismos. La razón es que una de las partes debe actuar como red de protección en la gestión de algunos de los principales riesgos: un propietario/concesionario no puede desentenderse de una central nuclear sin crear riesgos inaceptables para la seguridad y la salud públicas. Por ello, el gobierno del Reino Unido intervino para proporcionar apoyo financiero al grupo British Energy, de capital privado, cuando se enfrentó a la quiebra en 2002. Por lo tanto, con independencia de si se adopta un enfoque de mercado o un programa dirigido por el gobierno, la distribución del riesgo entre el sector público y privado tendrá que realizarse de una forma satisfactoria para todos.

Este punto de partida requiere una reevaluación fundamental de la distribución de los riesgos en los nuevos proyectos de energía nuclear en el Reino Unido, ya que la actual flota de centrales nucleares fue diseñada y construida según un modelo creado y financiado por el gobierno. La participación del sector privado en el diseño y construcción de estas centrales se limitaba por aquel entonces a su papel de proveedor.

Para poder realizar una distribución de los riesgos es preciso entender cómo cambian los riesgos a lo largo de la vida del proyecto. El Gráfico 2 resume las distintas fases de la vida de una central nuclear.

Sea o no cierto, la generación de energía nuclear se percibe a menudo como una actividad en la que los riesgos en todas las fases de la vida del activo son más elevados que en otras fuentes de generación. Es cierto que la energía nuclear tiene riesgos inherentes, e importantes, que están directamente relacionados con la tecnología (por ejemplo, la eliminación definitiva de residuos con alto nivel de radiactividad). Sin embargo, estas diferencias no deberían enmascarar el hecho de que los

Gráfico 3: Distribución preliminar del riesgo para una nueva central nuclear

	Tipo de riesgo	Riesgo específico de los proyectos de energía nuclear		
	Propuesta de distribución de riesgos	Riesgo asumido por el gobierno	Acordada por el sector público y privado	Riesgos transferibles al sector privado
Fase previa a la construcción				
Plan de acción para la eliminación definitiva de residuos radiactivos	✔	✔		
Ubicaciones	✔	✔		
Permisos y licencias	✔	✔		
Fase de construcción				
- Diseño				✔
- Tecnología				✔
- Técnicas				✔
- Sobrecostes			?	✔
- Demoras			?	✔
- Financiación (con capital propio)				✔
- Tipo de cambio				✔
- Tipos de interés			?	✔
- Seguro (negocio y propiedades)				✔
- Factores políticos	✔	✔		
- Fuerza mayor			✔	
- Medio ambiente				✔
- Incidentes nucleares	✔	✔		
- Finalización de la construcción				✔
- Puesta en marcha (por ejemplo, el período comprendido entre la finalización de la construcción de la central y el comienzo de su explotación comercial)				✔
Fase de explotación				
- Explotación (disponibilidad reducida y/o poca rapidez)				✔
- Suministro de combustible (cantidades y precios)				✔
- Venta de electricidad (cantidades y precios)			?	✔
- Tipo de cambio				✔
- Tipos de interés				✔
- Seguro (negocio y propiedades)			?	✔
- Seguro (responsabilidad civil por daños nucleares)	✔		?	✔
- Factores políticos	✔	✔		
- Fuerza mayor			✔	
- Medio ambiente				✔
- Incidentes nucleares	✔	✔		
Salida del ciclo				
- Gestión del combustible consumido y de los residuos	✔	✔	?	
- Desmantelamiento	✔	✔	?	
- Incidentes nucleares	✔	✔		

proyectos de energía nuclear también conllevan un amplio espectro de riesgos comunes a otros proyectos de inversión a gran escala en energía o infraestructura.

Utilizando los precedentes de otros importantes proyectos de infraestructura, es posible determinar qué riesgos son inherentes a los proyectos de energía nuclear y cuáles están presentes tanto en los proyectos de centrales nucleares como en otro tipo de proyectos de infraestructura de gran envergadura. En el Gráfico 3 se presenta una evaluación preliminar de estos riesgos. A efectos de nuestro análisis, el Gráfico 3 se ha elaborado partiendo de la hipótesis de que la financiación de la construcción de cualquier central nuclear nueva se basaría fundamentalmente en los méritos propios de la central y en la previsión de su capacidad para generar flujos de efectivo.

Del gráfico se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los riesgos de la fase previa a la construcción recaen principalmente en el gobierno. La obtención de permisos y licencias para las centrales nucleares puede llevar varios años y el sector privado no puede hacer gran cosa para gestionar el riesgo de denegación de las autorizaciones necesarias. Esto plantea de nuevo la cuestión de quién está más capacitado para desarrollar proyectos futuros de centrales nucleares en el Reino Unido: el sector privado (con un enfoque de mercado) o el sector público (con un enfoque de planificación dirigido por el gobierno).

- Es probable que la mayoría de los riesgos asociados a los costes de salida (es decir, desmantelamiento y eliminación de residuos) recaigan en el sector público. Aunque el concesionario del sector privado puede contribuir a un fondo que cubra la totalidad de los costes de estas actividades, es probable que el gobierno siga siendo el responsable de asumir la factura en el caso de que los fondos acumulados sean insuficientes para afrontar los costes reales.

- Es probable que el riesgo de las obligaciones no asegurables recaiga en el gobierno, ya que al sector privado le resultaría difícil realizar el cierre financiero si aún quedasen riesgos importantes por cubrir.

- A pesar de todo lo anterior, consideramos que la gran mayoría de los riesgos no exclusivos de la energía nuclear no sólo pueden transferirse al sector privado (es decir, pueden evaluarse y tasarse) sino que, en muchos casos, el sector privado está mejor capacitado para gestionarlos.

Será vital volver a analizar la alineación a largo plazo de los intereses de las partes interesadas en las nuevas centrales nucleares para establecer relaciones contractuales duraderas. De este modo, se conseguirá probablemente una mejor distribución de los recursos y los conocimientos expertos aportados por cada parte, lo que, a su vez, dará lugar, entre otras cosas, a una gestión más sofisticada de los riesgos asociados con las inversiones. Una mejor distribución y gestión del riesgo debería tener, con el tiempo, un impacto positivo en la capacidad global de financiación de las inversiones.

Esperamos ver financiación más innovadora, con más apalancamiento, basada en acuerdos contractuales corporativos y comerciales muy estructurados. Los acuerdos que pueden ser considerados por el mercado son:

- Programas en los que la propiedad y explotación de los activos, o la propiedad de los activos y la comercialización de la electricidad, no estuviesen integradas en una sola empresa sino que pudiesen asignarse a entidades jurídicas distintas. Esto daría lugar a obligaciones contractuales diferentes para las partes y, en consecuencia, a un perfil de riesgos diferente para cada una de ellas.

- Algún tipo de concentración de recursos de las empresas integradas verticalmente. Por ejemplo, las partes interesadas del mercado podrían cooperar para construir, financiar y posiblemente explotar los nuevos activos. A cambio de su inversión en el proyecto, recibirían un porcentaje de la electricidad generada por las centrales nucleares, que venderían independientemente. Así, mientras que las partes compartirían una misma base de costes, se mantendrían las tensiones competitivas en la actividad de comercialización.

¿Una estructura emergente?

La experiencia en otros países (por ejemplo, en Finlandia, Rumanía, Bulgaria) sugiere que el antiguo modelo en el que los gobiernos tenían que dirigir y financiar las inversiones en energía nuclear ya no tiene por qué ser el punto de partida. El sector privado quiere participar en la estructuración de las nuevas centrales nucleares.

Sin embargo, es preciso recordar que, hoy por hoy, la decisión de invertir en centrales nucleares y en otras formas de energía no supone lo mismo para el sector privado.

Ya sea impulsada por el sector privado o por el público, es probable que la estructuración de la inversión en nuevas centrales nucleares sea compleja y requiera el desarrollo de vehículos innovadores, así como de estructuras de financiación y comercialización. Creemos que una posi-

ble opción de financiación y construcción de nuevas centrales nucleares estaría estructurada alrededor de una serie de partes interesadas vinculadas entre sí por acuerdos contractuales comerciales complejos y respaldadas por un conjunto de técnicas de financiación de proyectos y empresas. Los modelos y estructuras utilizados hace diez años para financiar a los productores independientes de energía, combinados, posiblemente, con un mayor grado de recurso a las partes interesadas, pueden ser fuentes de inspiración.

Pero una vez que hemos admitido que la estructuración de las inversiones en nuevas centrales nucleares será compleja en cualquier circunstancia, ¿es necesario, llegados a este punto, ir más allá y desarrollar la estructura?

Lo cierto es que no creemos que sea posible empezar a desarrollar la estructura más adecuada para nuevas centrales nucleares en el Reino Unido mientras queden aún muchas variables importantes por resolver: ¿se trata de una flota de centrales o de una única central?, ¿cuáles son las funciones y las obligaciones del gobierno?, etc. Es preciso responder primero a estas cuestiones fundamentales.

Creemos que si tanto el gobierno como las principales empresas eléctricas deciden acometer inversiones en nuevas centrales nucleares, emergerá entonces una estructura comercial adecuada a medida que el alcance del proyecto, así como la distribución de los riesgos, sean acordados por las partes interesadas (incluidos accionistas, proveedores, entidades de financiación, clientes y gobierno). Dada la naturaleza única de algunos riesgos nucleares específicos, puede que la estructura comercial resultante también sea única – diseñada para cumplir los requisitos específicos del proyecto. Teniendo esto en cuenta, no creemos que exista ninguna ventaja en intentar anticipar esta estructura.

Pero aunque aún no sepamos cuál es la estructura óptima del proyecto, este artículo ha identificado diversas cuestiones que deberán abordarse si se quieren construir nuevas centrales nucleares en el Reino Unido:

- Aunque haya aumentado la rentabilidad de las centrales nucleares en relación con las centrales térmicas, esto no significa que el proceso de toma de decisiones para las inversiones en nuevas centrales nucleares sea el mismo que para otros tipos de capacidad de generación.

- Las decisiones del sector privado podrían tener un impacto significativo en el nivel de costes y riesgos soportados por el sector público. El gobierno podría desear implicarse más activamente en cualquier solución de mercado de lo que se implicaría para otras tecnologías de generación eléctrica, como en un proyecto de sociedad mixta.

- Parece que existen ventajas de economías de escala al construir una flota de nuevos reactores en lugar de un solo reactor. Sin embargo, el diseño de una estructura que se beneficie de las economías de escala puede requerir la actuación conjunta de algunos de los principales participantes del mercado o la coordinación del proceso por parte del gobierno.

- Puesto que el gobierno tendrá que asumir a largo plazo muchos de los riesgos específicos de la energía nuclear, será una pieza clave en cualquier nuevo programa nuclear en el futuro.

¿Cómo progresaremos entonces en el debate sobre la estructuración? Cabe preguntarse si el sector privado realizará fuertes inversiones en el desarrollo de planes de negocio para centrales nucleares antes de que las condiciones económicas de la energía nuclear mejoren y el papel y las responsabilidades de las distintas partes interesadas, incluido el gobierno y los organismos reguladores, estén claramente definidos. El sector privado, al enfrentarse a estos obstáculos por su cuenta, tan sólo podrá realizar pequeños progresos.

Por lo tanto, como punto de partida, una vez que el gobierno haya definido más claramente sus políticas respecto a la energía nuclear, tendrá que entablar, como parte interesada clave en el futuro, un debate con los inversores potenciales sobre la distribución óptima de los riesgos y las estructuras corporativas y de financiación. ■

El despertar ruso y la cumbre de Lahti: Rusia se renacionaliza

Pablo Benavides

Embajador de España y Antiguo Director General de Energía de la Comisión Europea

El título de estas líneas no debiera inducir a confusión. Ni Rusia en la actualidad ni la Unión Soviética hasta que en diciembre de 1991 se desarticuló en quince repúblicas independientes han estado nunca durmientes o aletargadas. Es cierto que la profunda crisis política y económica de los años noventa que coincide con el desplome de los precios del petróleo y consiguientemente del gas sumió a la Rusia que emergió de la disgregación de la Unión Soviética en un marasmo del que solamente poco a poco fue saliendo a partir del final de la era Yeltsin. Occidente, y en especial los Estados Unidos, vieron en esa situación una coyuntura para hacer aceptar a Rusia condiciones que no tuvieron en cuenta el pasado de una gran potencia. A los ojos de los americanos incluso el calificativo de gran potencia tendría que ser suprimido en adelante al referirse a Rusia. Si Rusia ha atravesado unos años de incertidumbre, que no de letargo, ahora vive un resurgir que, como sucede en la inmensa mayoría de los países en idéntica situación, se traduce en un creciente nacionalismo.

Pero conviene recordar que anteriormente y durante más de un decenio los que habían sido aliados fieles o, inclusive, partes de la Unión Soviética, vieron en ese declinar la ocasión de solventar viejas querellas y manifestar ruidosamente su independencia frente al que había sido su "patrón" y como tal había actuado al amparo de la "doctrina Brezhnev" de intervención armada recordada en estos días en Hungría. Hoy, a excepción de Bielorrusia que todavía sigue aspirando a una unión cuando menos económica con Rusia, el resto de esos países no se recatan en mantener un pulso con Rusia rayano a veces - seamos francos - en la provocación. En ese caso están los países bálticos que, amparados bajo el paraguas que les presta su reciente pertenencia a la Unión Europea y a la OTAN, se siguen permitiendo discriminaciones con las amplias minorías rusas residentes en ellos, Ucrania que arrastra históricos e irresueltos litigios con Rusia o Georgia en la que se instalan bases americanas al flanco de las de Rusia en un maridaje insospechable hace muy pocos años y no exento de fricciones.

Rusia levanta la cabeza, sus líderes políticos encabezados por el Presidente Putin reivindican su antigua condición de gran potencia y hace notar su presencia en numerosos terrenos a veces en tonos que suenan amenazadores para muchos. Parecería que Rusia quisiera ahora resarcirse de la situación humillante en la que se ha encontrado durante más de diez años. Y lo hace con decisiones nacionalistas al socaire de un poder económico agigantado por los precios de unas materias primas abundantes y de las que Occidente y, sobre todo Europa, son muy deficitarios. Entre tanto las estructuras económicas y sociológicas de Rusia no han cambiado sustancialmente; la demografía sigue decreciendo o estancada, la economía de mercado no se ha implantado y de ahí las dificultades rusas para ingresar en la OMC, la corrupción y la violencia proliferan, la población sigue sufriendo un muy bajo nivel de vida pese a las ínfimas minorías de multimillonarios enriquecidos por un proceso de privatización apresurado y mal gestionado. Pero, a efectos internacionales, todo esto pesa relativamente poco en el ejercicio del poder por el Estado.

La explosión de los precios de algunas materias primas – los metales como el titanio o los hidrocarburos los han aumentado en un 180 % y un 157% en valor real respectivamente desde 2002 - ha enriquecido a Rusia en una especie de milagro económico de duración incierta. En 2006 el crecimiento del PIB fue del 6,5%, la inversión productiva del 10,5% de ese PIB, el superávit presupuestario del 7,5% del mismo y las reservas de cambio alcanzaron 250.000 millones de dólares. Una situación envidiable que ha llevado a Rusia a practicamente enjugar en unos meses su importante deuda exterior en el Club de París y a incentivar la participación del Estado ruso en numerosos sectores en el interior o en empresas y grupos internacionales la mayoría con fuertes connotaciones estratégicas como la aviación (EADS), la energía (Rührgas o Centrica) o el acero (ACENOR). Sin embargo, los beneficios de ese "maná" no se han hecho apenas sentir en el nivel de vida de la población rusa sino que ha sido destinado fundamentalmente a aumentar la presencia y la toma de participa-

ción del Estado en diferentes sectores estratégicos como la energía y los metales que han permanecido cerrados a la inversión extranjera. Esa intervención ha sumado 17.400 millones dólares a lo largo de 2005.

Es el sector de la energía el que de manera más palmaria ha experimentado los síntomas de ese renacer nacionalista ruso. En apenas unas semanas una tras otra las decisiones del Gobierno ruso han ido progresivamente cerrando las puertas o poniendo trabas a la presencia de empresas extranjeras en lo que para Putin constituye el corazón de los recursos naturales del país. A comienzos de año la crisis el gas con Ucrania que se repercutió inmediatamente sobre el conjunto de Europa Occidental anunciaba el color y la cuantía de la apuesta rusa. Esta sección de "Cuadernos de energía" tuvo ocasión de analizarla de la manera más neutra posible. La crisis probablemente no se ha cerrado para siempre y sería aventurado descartar que resurja este próximo u otro invierno dados los elementos frágiles del arreglo al que se llegó. Por el momento Ucrania promete no repercutir una eventual situación de escasez de gas por una ruptura del abastecimiento ruso y las grandes compañías europeas de transporte y distribución de gas comprueban que sus reservas tengan un nivel satisfactorio como medida de precaución. Nunca se sabe.

El primer aviso serio vino dado por la amenaza, incumplida todavía, de retirar la licencia de explotación del yacimiento de Sakhalin 2 en el extremo oriental de Siberia por razones medioambientales. Lo sorprendente no es tanto la existencia de esos reparos ecologistas de los que ya ciertas organizaciones se habían hecho eco cuanto el hecho de que la decisión se tomara en un momento en que Gazprom pedía insistentemente participar junto con los concesionarios originarios – Shell, Mitsubishi y Mitsui - en ese inmenso proyecto de 20.000 millones de dólares. A ello vino a añadirse la repentina e insospechada resolución de que Gazprom – otra vez – se haría cargo en solitario de la explotación de otro inmenso yacimiento de gas, el de Shtokman al norte del puerto de Murmansk en el mar de Barents. La explotación, en principio, se iba a decidir por licitación entre un paquete de cinco empresas occidentales – Total, Statoil, Norsk Hydro, Conoco-Phillips y Chevron-Texaco – preseleccionadas. El proyecto supone la explotación de unas reservas del orden de 3,68 billones de metros cúbicos de gas – el mayor yacimiento del mundo – destinado básicamente al mercado americano una vez licuado y que a partir de ahora se desviaría para abastecer prioritariamente el mercado europeo. Un proyecto de un coste de unos 14.000 millones dólares y de una gran complejidad técnica dada la zona de explotación en plenos mares árticos. Será necesario ver si efectivamente Gazprom está preparada financiera y técnicamente a hacer frente a ese desafío. Todavía podría añadirse alguna amenaza adicional en los yacimientos de Khariaga de los que podría ser apartada la francesa Total. En todas estas decisiones Rusia se esfuerza en intentar tranquilizar a Occidente dando la de cal y la de arena: recupera sus recursos naturales pero no excluye los pactos con empresas europeas como Rührgas o nuestra Repsol.

Hay, pues, mucho en la actitud rusa de un nacionalismo económico que parecía superado especialmente en momentos en que Rusia continúa batallando por ingresar en la Organización Mundial del Comercio y aparecer como una economía de mercado y con esas etiquetas pretende entrar en los sectores estratégicos de la economía europea. En un análisis certero, Nicolas Baverez resumía recientemente en un medio francés lo que denominaba la " refundación de la superpotencia rusa " en torno a cuatro ejes primordiales. El primero de ellos, la reconstrucción del espacio soviético mediante el control de las fuentes de energía de Asia Central así como de los medios de transporte (redes de oleoductos y gaseoductos) y pretendiendo ejercer todavía su autoridad en el Cáucaso como ha sucedido en la reciente crisis de los supuestos espías rusos en Georgia. En segundo lugar, la creación de un cartel de productores del gas a través del control antedicho y de sus pactos con Argelia la cual inicia tambien – el ejemplo cunde por doquier – una renacionalización de sus recursos energéticos. El tercer elemento sería el de la aplicación de criterios discriminatorios comerciales en función de su relación política con sus compradores, algo que quedó bien claro en la crisis con Ucrania del pasado enero y que afectó o afectará a todos los antiguos socios del Comecon. Y, finalmente y como colofón, el regreso de Rusia al primer plano de la diplomacia internacional en el que no desdeñará jugar sus cartas en materias como la proliferación nuclear o el armamentismo con los consiguientes desencuentros con los Estados Unidos.

La Cumbre de Lahti

Las reacciones de rechazo son inevitables y hasta los países económicamente más liberales como el Reino Unido blindan sus empresas ante la amenaza de la llegada rusa. En estas circunstancias se celebró el día 20 de octubre el Consejo Europeo informal de Lahti en Finlandia uno de cuyos temas focales ha sido la política energética de la Unión Europea y cuyo visitante estrella ha sido el Presidente Putin. El Consejo, como es habitual, ha sido convocado por carta del Primer Ministro Finlandés – presidente en ejercicio de la Unión – en la que, además, de los aspectos de orden y organización de la reunión, apelaba a los 25 estados miembros a manifestarse "con una sola voz" ante el Presidente ruso en lo que se refiere a abastecimiento energético y, de paso al respeto de los

derechos humanos. En mi larga trayectoria europea nunca he visto a una Presidencia en un marco intergubernamental como el de un Consejo Europeo y en un tema no comunitario como la energía "impedir" a sus colegas tomar la palabra en la discusión. Esto era de hecho lo que sugería el primer Ministro Vanhanen en su carta de convocatoria, consciente, si duda, de que en los últimos tiempos Rusia ha jugado a dividir a los países miembros estableciendo contactos con Gobiernos y empresas de estos y ofreciéndoles contratos que garantizaran el suministro de energía en el futuro. No es otro el sentido de las visitas de Putin a Alemania, el gran contrato entre Gazprom y E.On y el gasoducto germano-ruso, los lazos con la Sonatrach o, inclusive, los encuentros con Repsol. El riesgo, pues, de presentarse una vez en orden disperso en ese diálogo existía. ¡ Cuantas veces echaremos en falta una política común de la energía !

El desarrollo del Consejo Europeo de Lahti, pese a las advertencias de ls Presidencia , ha sido como era de temer a la vista de lo que ya anunciaba el propio Embajador de Rusia ante la Unión Europea. El Putin nacionalista y reivindicativo poco dado a aceptar críticas, especialmente de los antiguos aliados, ha mostrado una faz inamistosa y ruda. No creo que sea necesario añadir gran cosa en estas líneas a las interminables páginas que se han escrito ya sobre Lahti y el encuentro Rusia-Unión Europea. La reunión del Consejo de Asociación UE-Rusia el próximo mes de noviembre - en el que se han de revisar las relaciones entre ambas y preparar el nuevo Acuerdo que sustituirá al actual de Asociación y Cooperación firmado en 1994 en Corfú y que entró en vigor en 1997 tras los diez años previstos de duración - no se presenta bajo augurios amables. En cualquier caso, la energía cobrará una relevancia que no tuvo en el vigente Acuerdo.

Sin embargo, creo que, sin pretender actuar provocadoramente de abogado del diablo y por haber dirigido en Bruselas las negociaciones del actual Acuerdo con Rusia, pienso que la Unión Europea haría bien en examinar alguno de los argumentos que Putin y su Embajador en Bruselas han adelantado. Me refiero esencialmente a la firma y ratificación por Rusia del Tratado de la Carta de la Energía. Los responsables rusos llevan meses cuando no años si tenemos en cuenta los encuentros que tuvimos en 1999 entre otros con Anatoli Choubais en una postura de ambigüedad cuidadosamente alimentada entre la conveniencia de llegar a un "do ut des" con las otras partes de la Carta en la que se alinean los partidarios de la apertura, de las reformas y de la cooperación, al parecer cada día menos numerosos, y los nacionalistas pilotados en un principio por una Duma postsoviética y ahora por el propio Kremlin. El Presidente ha zanjado definitivamente y negativamente el tema introduciendo una nueva e insospechada derivada.

La respuesta a las presiones del Presidente del Consejo Europeo, el finlandés Matti Vanhanen, han sido inapelables: Rusia no ratificará la Carta hasta tanto que no se extienda el mismo tratamiento liberal que se preconiza para los hidrocarburos y la electricidad al abastecimiento de combustible nuclear. Pero, ¿ de donde viene ahora esta pretensión inopinada y cual es el problema que Rusia suscita ? El Acuerdo de asociación ("partnership") y cooperación entre la Unión y Rusia recoge hasta siete cláusulas de salvaguardia diferentes por las que la Unión, escaldada frecuentemente por grandes exportaciones en "dumping" de productos rusos que desestabilizaban los mercados occidentales – la más reciente en aquellas fechas se refería a una exportación masiva de aluminio que hundió el precio de este producto en el mercado de Londres – se defendía frente a la competencia de una Rusia que aspiraba, al mismo tiempo, a ingresar en el GATT , más tarde, en la OMC. Las salvaguardias se refieren a todo tipo de productos y servicios (acero, aluminio, lanzaderas espaciales) y situaciones (sectores emergentes, balanza de pagos, desequilibrios sociales). Entre esas cláusulas el Acuerdo inserta una relativa al combustible nuclear y en virtud de ella el mercado europeo de estos productos quedaba prácticamente reservado al abastecido por la industria francesa de enriquecimiento.

Se aplicaban así los principios del Tratado EURATOM – uno de los tres Tratados fundacionales – inspirado por la industria nuclear francesa y redactado conforme a los deseos de esta. Un elemento de los que frenaron a fines de los noventa cualquier intento de crear una política común de la energía fue el temor francés a que una revisión de los Tratados trajera como consecuencia una reforma y una redacción nueva del Tratado EURATOM. La negociación de esa cláusula de protección del mercado europeo se enfrentó a muy serias reticencias de múltiples países miembros que hubieran preferido no depender del abastecimiento cuasimonopolístico francés y disponer de combustible a mejor precio. Francia se mostró irreductible y fueron necesarios los esfuerzos personales de los Presidentes Delors y Yeltsin para desbloquear en diciembre de 1993 la negociación entre la Unión y Rusia empantanada por la resistencia de Francia. Al final, la cláusula figura en el Acuerdo firmado unos meses después.

Ahora, Putin, bien informado sin duda por sus consejeros diplomáticos, exige que los mismos criterios aperturistas que la Carta de la Energía defiende para los hidrocarburos y para la electricidad se apliquen tambien al combustible nuclear y yo no descarto que los negociadores rusos en su momento hagan lo propio cuando se debata el tema en la revisión del actual Acuerdo de asociación dentro de unas semanas. Por lo pronto y en lo concierne a la Carta, la petición rusa es inviable; revisar un Tratado que tantos años costó elaborar compaginando innumerables inte-

reses contradictorios e introducir otro elemento adicional tan polémico como el combustible nuclear es decir adiós definitivamente a la participación rusa en la Carta. Nada me agradaría más que errar en este vaticinio. Quizás, si no se reabra la negociación de la Carta, al menos podría llegarse en el marco del nuevo Acuerdo de Asociación Estratégica a un equilibrio de concesiones en el que Francia renuncie a su defensa a ultranza de los intereses de su industria de enriquecimiento nuclear por una garantía de abastecimiento y, ¿por qué no?, de inversiones en el sector del gas ruso que hoy se cierra progresivamente. Esperaremos unos meses y estaremos atentos al mandato del Consejo de Ministros para la negociación con Rusia. Ese "deal" sería en todo caso una genuina revolución en Francia.

Después de la tormenta una cierta calma

Las reacciones de una gran parte de los comentaristas de los acontecimientos de las últimas semanas han rayado a veces en un dramatismo excesivo. Y es cierto que los políticos con el Presidente ruso al frente pero seguido de polacos y bálticos y del Presidente del Parlamento Europeo, el español Borrell, no han ocultado en circunloquios sus sentimientos. Me temo que consiguieron escuchar de Putin frases que no han debido gustar.

La realidad, no obstante, es mucho más matizada. Las conferencias de prensa que siguieron a la Cumbre templaron muchas de las intemperancias de la cena en que los líderes europeos y el ruso se encontraron, justo al contrario de lo que suele suceder, y reafirmaron una serie de principios que conviene recordar porque van seguramente a guiar las relaciones entre la Unión y Rusia durante los próximos años. En primer lugar, los temas puramente políticos y los intereses energéticos se han de separar. Chirac "dixit. Algo de la "real politik" de los americanos, por ejemplo en sus relaciones con China, parece ahora filtrarse en las de la Unión con Rusia aunque en ello haya una buena dosis de cinismo. Rusia depende más de la Unión Europea que esta de aquella, ambas deben ser partes involucradas en los intercambios de energía y, desde luego, Rusia no desea vivir de una economía basada esencialmente en los hidrocarburos. Esta vez la afirmación es de Putin. La explotación de los recursos naturales energéticos rusos ha de encontrar en la posible participación de las compañías occidentales una compensación o un retorno de beneficios suficiente, algo que no se está dando en Sakhalin-2 ni se daba en el planteamiento de las sociedades preseleccionadas para el yacimiento de Shtokman pero esto no impide cierta implicación como cogestores o coasociados en dicha explotación y en ese sentido la Duma rusa tiene un amplio paquete legislativo sobre su mesa de trabajo. Las relaciones entre Rusia y la Unión Europea necesitan, una vez expirado el plazo de vigencia del actual Acuerdo un nuevo marco de "cooperación estratégica" que empezará a negociarse muy en breve y en el cual las relaciones en el sector de la energía serán fundamentales. La negociación – sobre la base de mi personal experiencia – será ardua y posiblemente larga con lo que no habrá que descartar una prórroga de la vigencia del actual Acuerdo.

Se ha cubierto un capítulo importante de la política exterior de la energía que la Comisión y Javier Solana, el Alto Representante para la política exterior de la Unión han defendido con sendos documentos, el de la Comisión presentado en el marco de la Cumbre. Cualesquiera que sean los avatares a los que nos enfrentemos parece claro que la necesidad de preservar las relaciones con Rusia priman sobre todo otro tipo de especulación. Quedan desafíos muy importantes por venir y, sin necesidad de renunciar a los principios esenciales de nuestra democracia, esas relaciones seguirán teniendo el gran relieve que les corresponde. ■

Energía geotérmica para el siglo XXI

José Pedro Calvo Sorando

Director General del Instituto Geológico y Minero de España

En los ambientes técnicos relacionados con la energía geotérmica se está viviendo con gran intensidad una serie de cambios producidos en los últimos años. Dichos cambios afectan a nuevas tecnologías de aprovechamiento, como son los mayores rendimientos en las turbinas, con menores requerimientos en cuanto a temperatura del recurso, a nuevas posibilidades de utilización combinada de los yacimientos, etc. Todo ello en una situación en que las dificultades que se derivan de la protección ambiental, a menudo incorrectamente valorada, de normativas deficientemente desarrolladas y de recelos motivados por la falta de conocimiento técnico adecuado han propiciado la ralentización, cuando no la paralización, del desarrollo de numerosos proyectos de aprovechamiento geotérmico.

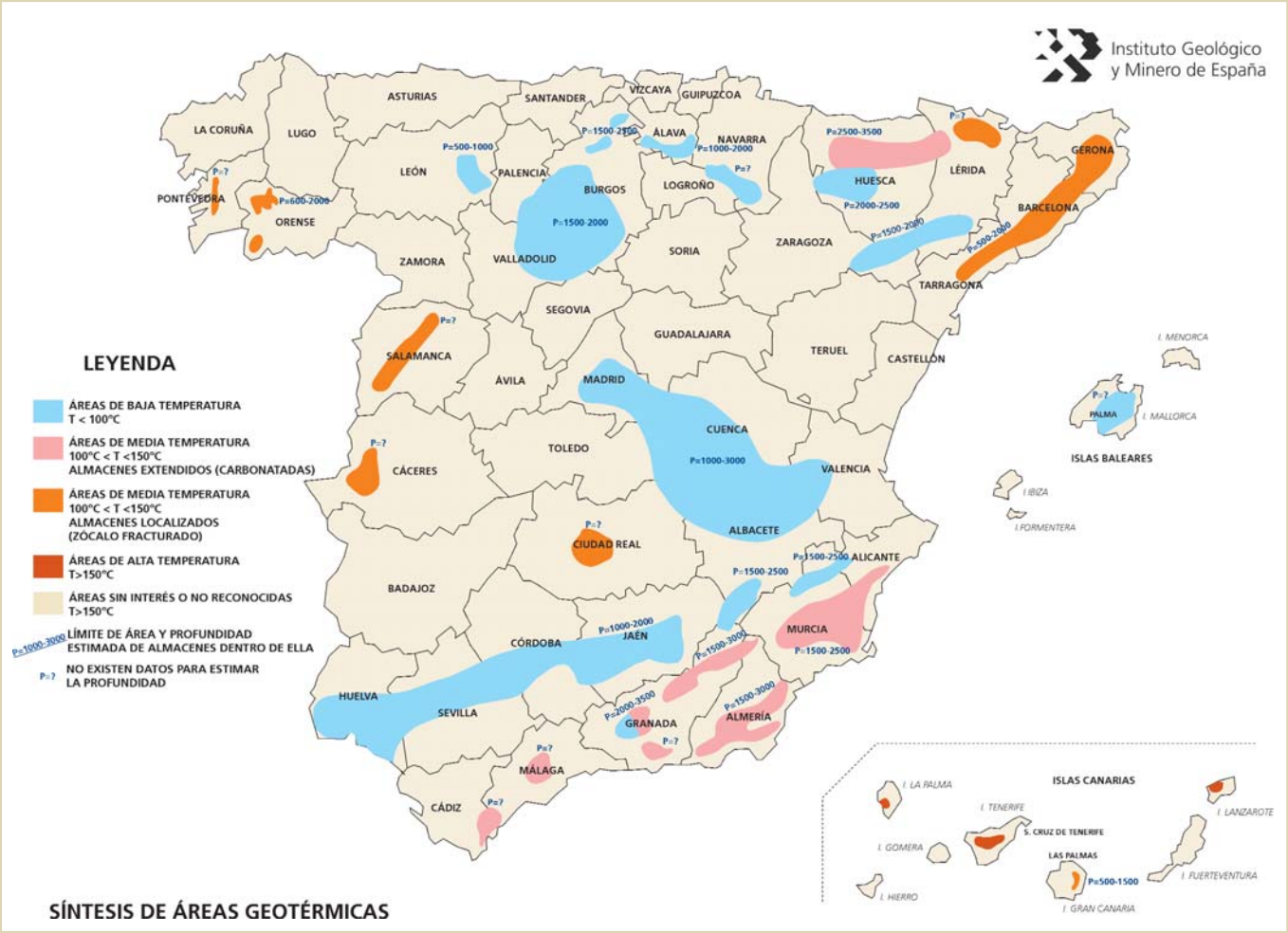
La situación de crisis energética que se vive actualmente a escala mundial puede ser la causa mayor que está motivando esos cambios, pero no la única. La exigencia de una drástica reducción en las emisiones de CO^2 es sin duda otro de los motivos. La disponibilidad de equipos de producción de energía eléctrica a partir de fluidos con menores niveles energéticos y adaptados a la geotermia ha incrementado las posibilidades de esta última fuente energética, siendo la causa principal de su actual "repunte".

A finales de la década de los ochenta del siglo XX, los proyectos geotérmicos dirigidos a la calefacción de viviendas en los que se utilizaban fluidos con alto contenido salino situados a profundidades de unos 2000 m entraron en franco declive en los países de la Unión Europea, dado su elevado riesgo y baja rentabilidad económica. Durante la década siguiente se fomentaron los sistemas de energía geotérmica muy poco profunda mediante el empleo de bomba de calor para la producción de calor para calefacción. En lo que llevamos de siglo XXI, el interés se sitúa en los yacimientos geotérmicos profundos, con escasa o incluso nula permeabilidad, pero que pueden ser aprovechados para la producción de electricidad tras la estimulación del yacimiento.

No cabe ninguna duda de que la crisis energética y las exigencias del Protocolo de Kyoto están favoreciendo actualmente la implantación de fuentes renovables de energía. La conjunción de ambos factores con los nuevos desarrollos tecnológicos favorece el desarrollo de las energías renovables y, en particular, de la energía geotérmica. Entre otras ventajas, la geotermia presenta un rasgo diferente al de varias de las energías renovables y es que su producción puede ser mantenida los 365 días del año, las 24 horas del día.

Más aún, la disponibilidad de nuevas turbinas capaces de producir electricidad a partir de fluidos con niveles energéticos menores que los requeridos en fechas pasadas, con rendimientos aceptables, posibilita la recuperación y regeneración de yacimientos considerados previamente de poco interés. Asimismo, es posible, merced a los avances en la tecnología de equipos de perforación similares a los que operan en el mundo de los hidrocarburos, la investigación de nuevas áreas donde localizar zonas calientes de las que se pueda extraer calor a profundidades que hoy en día no resultan temerarias. Dela misma manera, cierto número de proyectos inicialmente previstos para usos directos, tales como calefacción y agua caliente sanitaria, pueden ser retomados, ya que en periodos con escasas necesidades de calefacción se puede producir electricidad, lo que permite rentabilizar con garantía el proyecto geotérmico combinado.

Figura 1: Áreas geotérmicas definidas en España como resultado del Programa de Investigación Geotérmica.



Yacimientos geotérmicos de interés en España ordenados de acuerdo con su temperatura.

Yacimientos geotérmicos	Baja temperatura T < 100ºC	Almacenes sedimentarios profundos	**Cuenca del Tajo:** Madrid **Cuenca del Duero:** León, Burgos y Valladolid **Área Prebética e Ibérica:** Albacete y Cuenca
		Zonas intramontañosas y volcánicas	**Galicia:** zonas de Orense y Pontevedra **Depreseiones catalanas:** Vallés, Penedés, La Selva y Ampurdán **Depresiones internas de las Cordilleras Béticas:** Granada, Guadix, Baza, Cartagena, Mula, Mallorca **Canarias:** isla de Gran Canaria
	Media temperatura 100ºC < T < 150ºC		**Cordilleras Béticas:** Murcia, Almería, Granada **Cataluña:** Vallés, Penedés, La Selva y Olot **Galicia:** áreas de Orense y Pontevedra **Pirineo Oriental:** zona de Jaca-Sabiñánigo
	Alta temperatura T > 150ºC		**Islas Canarias:** Tenerife, Lanzarote y La Palma

Energía geotérmica en España

La situación anteriormente descrita para el contexto europeo puede y debe tener su encaje en el ámbito español, por lo que cabe plantearse cuáles son las posibilidades de la geotermia en nuestro país. Para ello, resulta apropiado hacer una revisión de cuáles han sido los resultados obtenidos en la investigación previa de este tipo de energía en España.

La energía geotérmica se comienza a investigar de modo sistemático en España tras la crisis energética de 1973. Es el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) el que aborda esta evaluación del potencial geotérmico del subsuelo español. El primer avance lo constituye el Inventario

General de Manifestaciones Geotérmicas en el Territorio Nacional, cuya realización por el IGME finaliza en 1975. Fruto de estos trabajos, se reconocen y analizan las principales manifestaciones termales existentes, y se sintetiza la información disponible de campañas de investigación y sondeos de hidrocarburos. Asimismo, se delimitan las zonas con mayores posibilidades de existencia de recursos geotérmicos y se elabora un Programa de Investigación Geotérmica que, financiado a través del Plan Energético Nacional, permite abordar el estudio detallado de cada una de las áreas de interés geotérmico aplicando novedosas técnicas de exploración, fundamentalmente en cuanto a geoquímica y geofísica.

En esta fase investigadora, el esfuerzo se concentra en la delimitación de las zonas en las que se localizan los tres tipos clásicos de yacimientos geotérmicos (baja, media y alta entalpía), sin entrar en los temas de "Roca Caliente Seca" y apenas reseñando las posibilidades de uso de bomba de calor en el caso de fluidos de muy baja temperatura. Toda esta actividad de investigación se prolonga hasta bien avanzados los años 80 y ha quedado recogida en numerosos volúmenes de documentación que ha sido objeto de consulta durante estos años. La síntesis de la información elaborada permite reseñar diversas zonas de interés, que quedan recogidas en la ilustración adjunta (Figura 1) y se resumen en el cuadro que la acompaña.

Con el amplio conocimiento de que se disponía a finales de los 80 sobre los recursos geotérmicos en España y tras la entrada de nuestro país en la Unión Europea (entonces C.E.E.) y la asunción por parte de las Comunidades Autónomas de su protagonismo en el desarrollo energético regional, se plantearon varios proyectos dirigidos al aprovechamiento de los recursos geotérmicos reconocidos en los trabajos de investigación realizados por el IGME (Figura 2). Los proyectos planteaban básicamente el uso de la energía geotérmica para calefacción (viviendas, locales, agricultura,…) y, en su gran mayoría, como suele ser habitual en este tipo de proyectos, suponían la realización de un doblete de sondeos –extracción e inyección-, lo que garantizaba el mantenimiento de presiones en el yacimiento y evitaba los problemas de fluidos con altos contenidos salinos, aunque, por contra, encarecía notablemente los proyectos.

Figura 2_ Localización de los proyectos de aprovechamiento de energía geotérmica realizados en España a finales de los años ochenta del siglo XX.

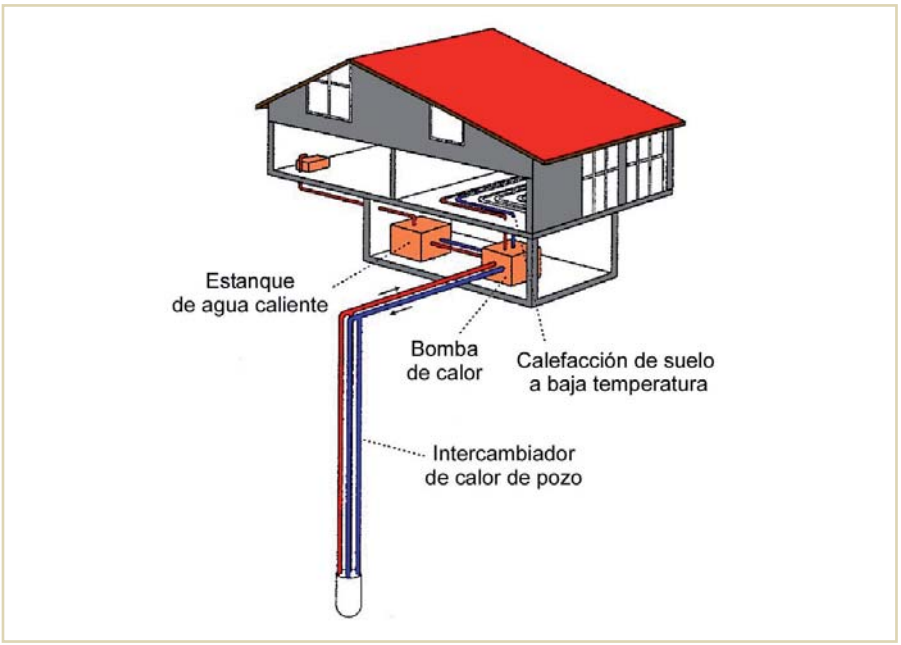
De las vicisitudes y logros o fracasos de estos proyectos se ha opinado de forma muy variada. En todo caso se trataba de proyectos suficientemente atractivos a la vez que ambiciosos. No es arriesgado decir que los fracasos no fueron, prácticamente en ningún caso, debidos a factores del subsuelo sino a la deficiente planificación y gestión del proyecto de aprovechamiento, probablemente por desconocimiento de las peculiaridades del recurso y por planteamientos empresariales y financieros inadecuados.

De los proyectos de aquella época, aún perduran y siguen suministrando energía los de menores dimensiones en cuanto a complejidad de montaje, riesgo técnico y económico y estructura empresarial. En su gran mayoría, se trata de aprovechamientos geotérmicos con recursos no muy profundos, menores de 1000 metros, escasa salinidad, sin reinyección y destinados a la calefacción de invernaderos. Las experiencias llevadas a cabo a través del Plan Energético Nacional en los primeros años de la década de los 80 en el Campo de Cartagena sirvieron de ejemplo para este tipo de aprovechamientos.

Situación actual y perspectivas

Con la perspectiva actual, resulta evidente que el plantear hace 10 ó 15 años proyectos de aprovechamiento geotérmico de baja temperatura, partiendo de almacenes con elevadas salinidades a profundidades del orden de los 2000 metros, para calefacción de viviendas y calentamiento de agua sanitaria, estaba fuera de cualquier contexto de rentabilidad económica, máxime en una situación de clara competencia con otras fuentes de suministro energético cuyo consumo se favorecía por intereses estratégicos y en una época de precios energéticos no excesivamente elevados. Tan solo cabe reseñar en ese periodo la puesta en marcha de pequeños proyectos de aprovechamiento del calor geotérmico en instalaciones ligadas a los establecimientos balnearios partiendo del propio fluido termal.

figura 3: Esquema de un sistema de extracción del calor mediante bomba de calor.



Actualmente, son varios los casos en los que la energía térmica de las aguas termales es utilizada para la calefacción de las instalaciones balnearias y de los hoteles a ellas ligados. La tecnología utilizada no es excesivamente compleja y el riesgo geológico está minimizado. Igualmente, varias empresas comercializan sistemas que aprovechan el calor del subsuelo poco profundo o de los acuíferos someros para su aprovechamiento como fuente de energía geotérmica en la calefacción de viviendas. La estabilidad térmica de ambas fuentes de calor a lo largo del año y durante las 24 horas del día permite obtener rendimientos energéticos muy interesantes mediante la extracción del calor a través de bombas de calor (Figura 3), que funcionan de forma inversa a la máquina frigorífica o al equipo de aire acondicionado, con consumos de energía eléctrica muy inferiores a los de otros sistemas de calefacción.

La gran ventaja de este tipo de sistemas es que las condiciones geológicas para su aprovechamiento son muy poco exigentes ya que prácticamente en la totalidad del territorio se puede aprovechar este tipo de recursos energéticos del subsuelo, bien por la existencia de acuíferos someros o bien a través del propio subsuelo.

Las instalaciones de bombas de calor, muy habituales en otros países europeos, no han tenido en España hasta la fecha el empuje necesario para su "despegue". Las críticas que algunos sectores plantean a este tipo de aprovechamientos, en función de su consumo de energía eléctrica, no parecen lógicas hoy en día, cuando se observan con gran preocupación las puntas de demanda energética debidas a las instalaciones de aire acondicionado en épocas veraniegas. Conviene recordar en este sentido las indicaciones de la Unión Europea sobre la necesidad de intensificar esfuerzos para evitar estos problemas ligados a la creciente búsqueda de confort durante la época estival por la población estable y por el turismo, máxime si se cumplen las malas perspectivas de aumentos de temperatura derivadas del cambio climático en países como el nuestro.

Las instalaciones de bombas de calor podrían permitir el almacenamiento de calor en el subsuelo en verano y de frío en invierno. Aunque es sabido que el dimensionamiento de equipos para frío y calor es ligeramente diferente, se puede montar equipos altamente eficientes que permitan ofrecer alternativas a los problemas energéticos tanto de invierno como de verano.

Como ya se indicaba en los primeros párrafos de este artículo, el final del siglo XX ha traído consigo cambios significativos en el panorama energético mundial. Por una parte, estos cambios suponen una perspectiva poco halagüeña para los recursos energéticos convencionales. Por otra, traen de nuevo el debate sobre las fuentes de suministro energético futuras. El comienzo del nuevo siglo coincide con un énfasis en las enormes posibilidades abiertas para las energías renovables. La geotermia, como energía de base por su capacidad de suministro permanente y su elevado potencial, se plantea como una opción con fuerte impulso y elevadas garantías.

En este contexto, lo que se plantea como más apremiante es la búsqueda de recursos geotérmicos para la producción de electricidad. La prospección de hidrocarburos a elevadas profundidades ha llevado a las compañías de perforación a desarrollar y técnicas y disponer de equipos capaces de lograr ese objetivo, lo que permite a la geotermia adecuar las nuevas tecnologías de perforación profunda a sus necesidades.

El desarrollo de turbinas de producción de electricidad a partir de fluidos a temperatura no muy elevadas producidos a partir de diversas fuentes energéticas permite a la geotermia disponer de tecnologías para la producción de electricidad a partir de recursos geotérmicos de temperaturas notablemente inferiores a las que se precisaban pocos años atrás.

Por ello, los esfuerzos que actualmente se realizan en investigación geotérmica se concentran en la localización de estructuras favorables para el desarrollo de yacimientos geotérmicos de alta temperatura, aún sin la existencia de fluido o con muy baja permeabilidad. Se incluye en este tipo de exploración no sólo los denominados yacimientos geotérmicos de "roca caliente seca" (HDR) sino también aquellos yacimientos geotérmicos que, por su escasa permeabilidad, no habían sido objeto de explotación o sufrían una merma en su capacidad de producción. Se denominan, de forma general, Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS).

La búsqueda de este tipo de yacimientos profundos y su investigación requieren una fuerte dotación económica ya que precisa tecnologías altamente sofisticadas y de elevado riesgo. Sin embargo, los datos económicos de los proyectos actualmente en desarrollo en países cercanos permiten contemplar el futuro de la energía geotérmica con gran esperanza. Es algo a lo que nuestro país no puede ni debe quedar indiferente, teniendo en cuenta, además, el alto nivel de dependencia energética en que nos encontramos. ■

Figura 4: Imagen de una potencial estructura profunda favorable para desarrollo de un yacimiento geotérmico de alta temperatura.

Conferencia de las regiones periféricas marítimas de Europa: un nuevo lobby en la Unión Europea

Enrique Díaz Moreno

Director General de Industria y Comercio del Gobierno de Navarra y Presidente del Grupo de Energía de la CRPM

Para quienes no conozcan el significado de estas siglas, ni el interés que les mueve, puede ser necesario explicar brevemente qué es y a qué se dedica este importante Lobby europeo, nacido recientemente y liderado hoy por la región de Navarra.

La Conferencia de Regiones Periféricas y Marítimas de Europa, CRPM, integra a 154 Regiones Europeas de la Periferia de Europa procedentes de 26 Países y representa a 170 millones de habitantes. Durante más de treinta años la CRPM ha estado trabajando para que los intereses de las regiones periféricas y marítimas se tengan en consideración dentro de las diferentes estrategias y políticas que desde las Instituciones Europeas se diseñan para el desarrollo de la Unión. La acción de la CRPM es exclusivamente de tipo político y por eso, las representaciones regionales directas corresponden siempre a los Presidentes electos de cada Región miembro.

Una muestra de que la periferia europea sigue padeciendo los efectos de un desarrollo económico menor y más lento, lo manifiesta el hecho de que en el pentágono definido por la unión de las ciudades París, Londres, Milán, Munich y Hamburgo, que tan sólo representa el 14 % del territorio de la Unión, el 32 % de su población europea disfruta del 46 % del PIB Comunitario, es decir de casi la mitad de la riqueza europea.

Esta visión general del problema, no obvia la existencia de regiones pujantes en el contorno Europeo que, como excepciones, confirman la posibilidad real de alcanzar uno de los grandes Objetivos de Europa: "el equilibrio económico en todo el territorio de la Unión".

En esta línea, en su carta fundacional del 23 de Junio de 1973, los Presidentes de las Regiones fundadoras, definieron como **misión** para la CRPM: "Trabajar de manera coordinada, para favorecer el desarrollo equilibrado y policéntrico de Europa".

El concepto de periferia que se utiliza por la CRPM es amplio y permite adherirse como miembros a aquellas otras Regiones No Marítimas que por sus condicionantes geográficos, económicos o políticos puedan ser consideradas distantes del desarrollo o de los centros de decisión económicos de mayor peso.

La Organización de la CRPM es descentralizada, articulándose en torno a seis Comisiones Geográficas (Islas, Mar negro y Balcanes, Arco Atlántico, Mar Báltico, Mar del Norte y Comisión Intermediterránea). Cada Región miembro forma parte únicamente de la Comisión a la que geográficamente pertenece, lo que le permite identificar más fácilmente intereses comunes con regiones de su grupo, colaborar con ellas para encontrar soluciones a problemas comunes y

planificar de manera conjunta acciones de Lobby Político ante las Instituciones Europeas, siguiendo un proceso en defensa de sus intereses, diferente y complementario al que normalmente siguen los Estados a que pertenecen.

Dentro de Comisión Geográfica, los Presidentes de las Regiones que la integran eligen su propio Presidente de Comisión y los Presidentes de las Comisiones juegan un papel decisivo en el Buró Político, el órgano de administración que propone las orientaciones políticas de la Conferencia en la Asamblea General y se responsabiliza de ejecutar sus decisiones.

Actualmente, el Presidente de la CRPM es D. Claudio Martini, Presidente de la Región Italiana de la Toscana. El funcionamiento de la Conferencia está delegado por el Presidente, al Secretario General D. Xavier Guizard. Este cuenta con una estructura ligera formada por los Secretarios de las seis Comisiones y otros miembros staff. La sede central de la CRPM se encuentra en Rennes, capital de región francesa de Bretaña.

Para aquellos interesados en conocer más sobre esta Institución y las materias en las que trabaja, pueden visitar su portal en Internet: www.crpm.org

La Energía, una nueva línea de acción de la CRPM

A finales de 2004, la preocupación en toda Europa por los problemas derivados de la evolución del precio del petróleo y de nuestra dependencia exterior en el sector energético empezaba a ser grande.

En la CRPM, el temor de que los efectos de una energía escasa y cara distanciasen todavía más a las regiones periféricas de las regiones centrales en cuanto a sus posibilidades de desarrollo, motivó una reflexión interna que llevó a que éste fuese un tema de estudio en la XXXII Asamblea General celebrada en Stavanger (Noruega).

Tuve la satisfacción, en aquella Asamblea, de dar a conocer, ante los representantes de todas las regiones asistentes, la experiencia de Navarra en el ámbito de la Energía.

Unos meses más tarde, en enero de 2005, el Buró Político de la Conferencia celebrado en Santiago de Compostela, dio forma a la decisión, adoptada en la Asamblea General de Stavanger, de crear una nueva línea de trabajo de la CRPM en torno a la Energía formando entre las Regiones más interesadas un Equipo de Trabajo e invitando a la Región de Navarra a presidirlo.

Desde entonces, la CRPM ha organizado tres importantes Seminarios en Cornwell, Stornoway y Leeuwarden, y, recientemente, la Conferencia "Energía para la Periferia", celebrada los pasados días 5 y 6 de Octubre en Pamplona.

El Libro Verde de la Energía y la CRPM

Desde que el Equipo de Energía tuvo conocimiento del Libro Verde, presentado por la Comisión Europea para su discusión y elevación de propuestas, su contenido ha sido el eje esencial de los Seminarios comentados y de las reuniones del Comité de Dirección, lo que ha dado lugar a tres documentos que recogen el posicionamiento político general de la CRPM ante el discurso propuesto por la Comisión e introducen sugerencias para que sean contempladas a la hora de elaborar las conclusiones definitivas.

Para comprender nuestras propuestas es preciso conocer primero la Visión General sobre la Energía con la que trabajamos en la CRPM:

1. **En términos generales la CRPM considera que el Modelo Energético Tradicional está acabado.** Tanto las fuentes de energía primaria como los centros de transformación y las redes de transporte y distribución existentes actualmente, se corresponden con una situación pasada, privativa para Occidente, en la que el precio de la energía no era problema y las consecuencias medioambientales no importaban.

   El gran objetivo económico de abastecer de energía los grandes centros de consumo a partir de fuentes de energía primaria importadas a precios bajos, condicionó el diseño de centros de transformación y de redes, que hoy resultan ineficientes e incapaces para recoger la energía autóctona de origen renovable allá donde se produce y satisfacer, en un horizonte de igualdad y convergencia económica, las necesidades de las regiones aisladas.

2. **Las consecuencias medioambientales del modelo energético existente, se perciben hoy como la principal causa del Cambio Climático.**

Este problema de dimensión global tiende a agravarse con la aparición de nuevos mercados emergentes de enorme potencial, ávidos de energía para su desarrollo.

Un crecimiento desmesurado de la demanda y una oferta concentrada en países de alta inestabilidad política, determinan una tendencia creciente para los precios del gas y del petróleo, en un entorno de alta volatilidad. Este problema de tipo económico, no resulta tan grave a largo plazo como las consecuencias imprevisibles y tal vez irreversibles que representarían para la Tierra mantener el modelo occidental energético y extenderlo a todos los continentes, acelerando así el proceso de calentamiento del planeta.

La CRPM participa de la opinión de muchos expertos de todo el mundo, que proponen un cambio de Modelo Energético que se asiente sobre premisas totalmente diferentes.

3. Las premisas del nuevo Modelo Energético deben ser:

a. La energía es un bien escaso, por lo que el Ahorro y la Eficiencia Energética deben ser elementos claves.

b. Las Energías Renovables deben jugar cuanto antes el mayor protagonismo.

c. Todos los costes consecuenciales del uso de la energía deben imputarse a sus fuentes.

d. Las redes energéticas y en especial las de transporte y distribución de electricidad, deben construirse sobre criterios de viabilidad, pero teniendo en cuenta que debe servir al mismo tiempo para hacerla llegar en términos de igualdad a todos los usuarios de todas las regiones europeas y también para recoger la energía renovable allá donde la naturaleza nos la ofrece de manera sostenible en Europa.

En el marco de la reflexión anterior, debo señalar la entusiasta acogida de la CRPM al contenido del Libro Verde en su título: **"Consumir mejor con menos"**.

Nuestra primera reacción fue calificar de valiente y acertado el contenido de este documento que condensa la filosofía del Nuevo Modelo Energético hacia el que también pensamos que debe ir no sólo Europa, sino el Planeta en conjunto, por tratarse ésta de una cuestión Global.

También consideramos que este proceso abierto para la definición de la estrategia europea sobre la energía, procura grandes oportunidades para la Regiones Marítimas y de la Periferia y es fuente de motivación suficiente para elevar el grado de colaboración entre todas ellas, para trabajar por una Europa mejor.

Dicho lo anterior, el Grupo de Trabajo de la CRPM sobre la Energía, ha manifestado a la Comisión Europea que, a la hora de diseñar e implantar una nueva Estrategia Energética Europea, deberían tenerse en consideración las siguientes **prioridades**:

Prioridad 1.- La CRPM considera que es imprescindible **evaluar los recursos energéticos naturales autóctonos disponibles en las Regiones Europeas y especialmente de sus fuentes renovables de energía**. Este análisis debe hacerse al mismo tiempo que la estimación de la demanda energética en cada región europea, que permita su desarrollo y convergencia con los estándares europeos, dentro de los objetivos de Lisboa, Barcelona...etc.

En este punto es muy importante llamar la atención de la Comisión Europea y también de los Estados, sobre el fenómeno contradictorio que se detecta cuando planteamientos proteccionistas a ultranza en un entorno local, impiden dar soluciones a problemas medioambientales globales.

Este asunto resulta más grave y frustrante, cuando el interés proteccionista sobre determinadas regiones proviene de grupos foráneos a las mismas y va en contra de las aspiraciones de progreso de la Comunidad afectada.

La CRPM solicita de la Comisión Europea su intervención en la evaluación aséptica y neutral de los recursos energéticos y del impacto medioambiental de las áreas afectadas en la superficie europea, que racionalice el denominado fenómeno NIMBY y que desde el conocimiento global del problema y en colaboración con los Estados y las Administraciones Regionales y Locales, establezca los mecanismos que permitan determinar las prioridades en proyectos energéticos y asignen así los fondos comunitarios de apoyo a las inversiones que sean necesarias.

Prioridad 2. - La CRPM considera que, a partir del punto anterior, resulta del todo necesario **rediseñar la Red de Transporte y de Distribución de Energía Europea**, de manera que puedan ser aprovechadas las fuentes renovables de energía de nuestro continente, se optimice la gestión distribuida de la misma, y se extienda a todas las regiones del continente, garantizando así la igualdad de oportunidades.

Prioridad 3.- La CRPM considera que dado su potencial energético renovable, las Regiones Marítimas y de la Periferia, son claves para conseguir la **diversificación de las fuentes primarias de energía y una mejora del MIX o Bouquet energético europeo**, lo que permitirá reducir nuestra dependencia energética del exterior y evitar emisiones de gases de efecto invernadero.

Se requiere una Revisión General, a nivel europeo, de la Eficiencia Energética de las Actuales Centrales de Generación y Transformación, Redes existentes de Transporte y Distribución y Estudios en paralelo de la viabilidad de alternativas modernas, que permitan menos pérdidas energéticas y menos contaminación.

La CRPM se pone a disposición de la Comisión para ayudar a inventariar, entre sus Regiones Asociadas, las Redes y Centros de Generación, evaluar su eficiencia y proponer alternativas.

Prioridad 4.- El Cambio Climático es un hecho y la obtención y uso de la energía que ha llevado a cabo hasta ahora la humanidad, se encuentran en la raíz de este problema global.

Solo una nueva "Cultura Social" sensible sobre estos temas puede generar soluciones a este conflicto.

Escuelas y Universidades Europeas deben incorporar entre sus enseñanzas básicas, las materias relacionadas con el cambio climático y el uso responsable de la energía, en línea con los Objetivos Europeos y Mundiales.

Todos los productos y servicios deberían de informar al consumidor del impacto medioambiental que su elaboración, comercialización y uso generan.

En este tipo de acciones, la CRPM considera que el papel de la Regiones es fundamental y que en ninguna otra área tiene tanto sentido el precepto de "Pensar globalmente y Actuar localmente", como en la lucha contra el Cambio Climático.

La aportación y el esfuerzo de las Regiones a la lucha en contra del Cambio Climático tendrían que ser medidos y sus resultado publicados, a efectos de crear un estímulo de sana competencia para alcanzar un objetivo global.

En este sentido, **llevar a nivel regional en Europa el Mercado de los Derechos de Emisión**, con las modificaciones necesarias, permitiría premiar el esfuerzo de las Regiones que favorecen la producción de Energías Renovables, ahorran energía y son más eficientes a partir de las penalizaciones a las que se deberían someter las Regiones que gastan superfluamente y contaminan más.

Prioridad 5.- El nuevo Modelo Energético que se propone, abre grandes oportunidades de desarrollo para todos **y las Regiones de la CRPM quieren participar desde el principio en todos los proyectos que se vislumbran en el proceso de cambio y especialmente en aquellos de Investigación, Desarrollo e Innovación**.

Las probabilidades de éxito en la transformación del Modelo Energético se incrementarán notablemente si las Regiones Periféricas, poseedoras de recursos energéticos renovables, participan, en igualdad de condiciones, de los fondos que van a ser necesarios y si la investigación sobre las fuentes regionales de energía, la eficiencia y el ahorro energético, se consolidan como una oportunidad de desarrollo económico para ellas.

Prioridad 6.- La CRPM quiere llamar la atención de la Comisión Europea sobre el impacto negativo, proporcionalmente mucho mayor para las **Regiones más Aisladas, en especial las Islas y otras Regiones Ultra-Periféricas**, que el incremento de los precios energéticos tiene en sus economías.

Es preciso instrumentar compensaciones que permitan acercar, si no físicamente sí al menos en términos económicos, esas regiones al nivel de lo que debe entenderse por equilibrio y convergencia europea.

En este sentido, deberán ser de especial interés las **ayudas para inversiones en conexiones a la red europea y las que potencien el autoconsumo de las fuentes renovables autóctonas**.

A corto plazo, deben contemplarse compensaciones por el encarecimiento de los productos y servicios que afectan en gran manera a esas regiones en el caso de fuertes incrementos de los precios de la energía.

Prioridad 7.- La CRPM considera que la energía debe ser el recurso esencial sobre el que construir una Europa solidaria.

En consecuencia, somos partidarios de tender hacia este nuevo modelo energético global que contemple un tipo de red para la energía inspirada en la red informática que tan rápidamente se ha desarrollado en el mundo en los 10 últimos años y que permite aportar y recibir información desde cualquier lugar del mundo y en cualquier momento.

La igualdad de oportunidades que todas las regiones del mundo deben tener para cimentar progreso y la responsabilidad de transmitir un Planeta mejor a las nuevas generaciones, exigen que todos los esfuerzos técnicos y económicos permitan el avance rápido hacia un modelo energético solidario, sostenible y económicamente viable.

Los premiados de ese nuevo modelo serán las regiones más eficientes y sus premios, los costes que debieran imputarse a los que no están dispuestos a hacer sus deberes.

Sólo desde estos principios y desde la propia experiencia, Europa, además del liderazgo tecnológico, podrá asumir ante el resto del mundo un liderazgo moral.

Las Conclusiones de la Conferencia de Pamplona

Aconsejo la lectura del documento que recoge las conclusiones de la Conferencia "Energía Para la Periferia", a quienes estén interesados por la política energética.

En su resumen, la CRPM desea recordar a las Instituciones de la UE que:

- **Las autoridades regionales deben ser consideradas socios de pleno derecho de la política energética de la UE.**
- **Los recursos de energía renovable de la periferia marítima constituyen por su potencial económico y social, en particular en el tema del empleo, una oportunidad extraordinaria tanto en términos de ayuda para conseguir los objetivos establecidos en el Libro Verde como para compensar los desequilibrios territoriales dentro de la UE, incluyendo los territorios más aislados, remotos o escasamente poblados.**
- **La dimensión territorial debe ser considerada como parte integral de la política energética de la UE.**
- **Las regiones europeas consideran que pueden contribuir a un futuro mejor basado en el crecimiento, la prosperidad y la solidaridad, ya sea entre los Estados miembros o con el resto del mundo.**

Navarra y la CRPM

Navarra, como es sabido, es una región del norte de España, fronteriza con Francia, con pocos más de 600000 habitantes y una extensión de 10.391 Km2.

Mi Comunidad no forma parte del grupo de las grandes regiones europeas y su notoriedad internacional se debe principalmente a sus Fiestas de "San Fermín", de las que los "Encierros de Toros" son noticia entre el 7 y el 14 de Julio de todos los años en los medios de comunicación de todo el mundo.

Nuestra historia de "**Viejo Reyno**" ha dejado su poso en el carácter de nuestra gente y se manifiesta también en el dinamismo de nuestra economía regional, su grado de apertura al exterior y el nivel cultural de nuestra sociedad, que nos ha permitido alcanzar una renta per capita 16 % superior al promedio europeo y un desempleo inferior al 6 %.

Desde mi punto de vista, creo que si el Buró Político de la CRPM invitó a Navarra, entre 157 Regiones, para pilotar el lanzamiento de nueva línea de trabajo sobre la energía, fue que en nuestra tierra se puede apreciar a simple vista como una estrategia energética definida a nivel regional, basada en el aprovechamiento de energías renovables autóctonas y respetuosa al mismo tiempo con el entorno natural, ha supuesto una línea de desarrollo económico importante, generando valor y puestos de trabajo de manera equilibrada en nuestra geografía.

La "locura" de unos pocos empresarios navarros a mediados de los años 80, que tenían la pretensión de aprovechar el

viento de nuestras montañas para producir energía eléctrica, fue transformándose en un "Proyecto de Región" que, liderado por el Gobierno de Navarra, poco a poco fue contagiando a los principales agentes sociales.

Un análisis previo de nuestro potencial eólico, la selección de emplazamientos sin afecciones medioambientales, el diseño y preparación de las infraestructuras de evacuación de la energía producible, la difusión previa a la implantación de "Parques Eólicos" entre la sociedad de Navarra del "Proyecto-Región" y conseguir la participación de las entidades locales en él, son cuestiones que con el paso del tiempo se manifiestan como **claves** de los logros conseguidos hasta hoy.

Por supuesto que actualmente existen otras Regiones en España y en Europa que producen más energía eólica, pero el modelo creado entonces en Navarra ha permitido el desarrollo entusiasta en otros proyectos relacionados con las Energías Renovables y la eficiencia energética.

Hace apenas quince años nuestra producción energética, únicamente posible a partir de las centrales minihidráulicas dispersas por nuestros ríos, apenas suponía el 10% de nuestro consumo eléctrico. Hoy, somos capaces de producir el 60 % de la electricidad que gastamos, y el 14% de nuestro consumo energético total, utilizando sólo fuentes renovables autóctonas y somos exportadores de electricidad si contemplamos la transformación que, a partir de gas natural, se realiza en las centrales de Ciclo Combinado de Castejón.

Aprovechando el impulso que el Estado Español quiere dar a la Fotovoltaica, al garantizar los precios de compra de la electricidad producida con prima y a largo plazo, se ha popularizado en Navarra un tipo de inversión colectiva que permite precisamente a los pequeños inversores, participar en el desarrollo de este tipo de energías. El novedoso concepto de "Huerta Solar", ha favorecido el desarrollo espectacular de la energía solar en Navarra que hoy cuenta en más de 11 MW de potencia instalada en este tipo de tecnologías, lo que viene a suponer un porcentaje apreciable de la potencia instalada en España y ratios por habitante muy superiores a los existentes en países líderes tales como Alemania.

A partir de un proyecto empresarial que apoyó el Gobierno de Navarra desde su inicio, hace unos cinco años, se producen actualmente en Catarroso, a partir de semillas tales como la colza, el girasol, y otras, biocombustibles en cantidad equivalente al 3 % de los combustibles consumidos en nuestro transporte rodado.

El proceso de Cogeneración representa la manera más inteligente de maximizar la energía final, a partir de una cantidad dada de energía primaria. Este proceso plasma, por tanto, los anhelos de ahorro y eficiencia energética que todos buscamos.

Dentro de nuestras posibilidades, el Gobierno de Navarra promueve la cogeneración especialmente entre nuestras grandes empresas e instalaciones civiles.

Al día de hoy, 31 Instalaciones de Cogeneración representan una potencia instalada de 118 MW.

Tanto los residuos sólidos como líquidos tratados, provenientes de los núcleos urbanos y de las granjas, son utilizables para producción energética costeando el proceso necesario para resolver los problemas sanitarios y medioambientales que generan. Por eso, aunque sea marginal la producción energética a partir de residuos, generar un desarrollo tecnológico que resuelva estos problemas y permita además el aprovechamiento de los calores residuales es un Objetivo de primer orden para el Gobierno de Navarra que ha cristalizado en el Proyecto Empresarial "Ecoenergía", localizado en Artajona, en el que participa activamente la empresa pública SODENA (Sociedad para el Desarrollo de Navarra), adscrita a la DG de Industria.

Nuestros visitantes al recorrer Navarra, aunque sea con el pretexto de pasar un fin de semana en alguna de las Casas Rurales u Hoteles con encanto que se dispersan en nuestra geografía, podrán comprobar que los 16 emplazamientos en los que se ubican los 31 Parque Eólicos, con casi 900 aerogeneradores, o las seis Huertas Solares o las múltiples instalaciones de autoconsumo existentes en las áreas más remotas de nuestra geografía, corresponden a un plan equilibrado y respetuoso con nuestro entorno natural.

Los "beneficios colaterales" a este Proyecto-Región han sido hasta el momento los siguientes:

- Se han creado en Navarra más de 40 empresas en el entorno de las Energías Renovables, algunas de ellas entre las multinacionales más impor-

tantes en sus respectivos mercados mundiales.

- Además de nuevas Tecnologías y Patentes generadas por nuestras empresas, la localización en Navarra del Centro Nacional de Energías Renovables y del Centro Nacional Integrado de Formación en Energías Renovables, ha impulsado las inversiones en nuestra comunidad en todo lo relativo a la Investigación, Desarrollo e Innovación en este campo y en el de la Eficiencia Energética a la que se dedican anualmente más de 22 millones de € según una encuesta recientemente realizada.

- 6000 puestos de trabajo, algunos de alto nivel, que vienen a representar el 6 % de la población activa de nuestra comunidad, se han generado en los últimos años en una tendencia que sigue aumentando.

- Municipios antes deprimidos social y económicamente, a partir de la explotación de los Parques Eólicos y Huertas Solares han conseguido ingresos recurrentes y empleos, afianzando su población y despejando su futuro.

- Los expertos ambientalistas calculan que la política energética de Navarra ha evitado hasta el 2004 la emisión de más 10,7 millones de Toneladas de CO^2, lo que nos hace sentirnos satisfechos por nuestra contribución a la lucha contra el Cambio Climático.

Creo que cuando la CRPM pensó en Navarra, lo hizo después de oír nuestras presentaciones y planes pero se decidió por nosotros, para liderar su proyecto, tras comprobar sobre el terreno las realidades que he descrito.

Los navarros por nuestra parte, estamos encantados de ayudar en lo posible con nuestra experiencia a otras regiones europeas y a todos los que nos la requieran.■

Unión Europea: La energía en las regiones periféricas marítimas

Brian Wilson

ex Ministro de Energia del Reino Unido

Cuando mi avión llegaba recientemente a Pamplona y pude ver el impresionante parque eólico en sus alrededores, me acordé de mi anterior visita a esta ciudad, que tuvo lugar cuando era Ministro de Energía del Reino Unido y acudía a la reunión del Consejo de Ministros de Energía que se celebró allí.

Fue para mí una visita con mucho significado porque aprendí mucho sobre lo que Navarra había logrado para establecer su posición en el uso de energías renovables, especialmente la eólica, y cómo con ello no sólo se había creado energía, sino también un gran número de puestos de trabajo en una comunidad periférica. Ese vínculo entre las energías renovables y los puestos de trabajo es absolutamente crucial, y quizás no se menciona lo suficiente. Lo cierto es que a mí me ha motivado para intentar que suceda lo mismo en mi país.

No obstante, en las regiones periféricas del Reino Unido (y, creo, de muchos otros países) los obstáculos a la creación de una industria de energías renovables a una escala similar a la que hemos visto en Navarra son inmensos. Por definición, los mejores recursos se encuentran en la periferia, no sólo en el caso de la energía eólica sino también, en el futuro, en el de la energía maremotriz.

Sin embargo, en la actualidad, la gran mayoría de estos recursos están infrautilizados y es probable que sigan estándolo. Tanto la Unión Europea como sus estados miembros hablan sin cesar de las energías renovables, pero en la práctica es muy diferente, especialmente si afecta a los intereses de alguna otra área del gobierno que no concede la misma importancia al problema, al cambio climático, ni a la solución parcial, que son las energías renovables.

El mayor problema estriba en trasladar la energía desde las áreas periféricas a los mercados donde es necesaria. En el Reino Unido y en los demás países, los sistemas de transmisión no se construyeron para obtener energía en las áreas periféricas, sino para satisfacer las necesidades de una economía basada en el carbón y el acero, y así sigue configurada la Red Nacional de Suministro. Es necesario un fuerte compromiso para cambiar esta situación, y el coste sería elevado. Obviamente, para cumplir este compromiso, debe existir una aceptación general de que conviene crear redes de transmisión entre las áreas periféricas y los mercados, y ese consenso no va a resultar nada fácil de alcanzar.

El punto de vista del Organismo Regulador (Ofgem en el caso del Reino Unido) es, de hecho, bastante contrario a esta idea, y asume que la energía debe generarse, en términos generales, tan cerca de los mercados como sea posible para minimizar gastos y pérdidas. Como ministro, me encontré con el dilema de este enfoque cuando trataba de defender el desarrollo de las energías renovables en áreas periféricas e insulares basándome en argumentos sociales y económicos.

Yo creía que tenía una poderosa arma en mis manos con la Directiva sobre Energías Renovables de la UE de 2001, que dice, muy explícitamente, que, en el desarrollo de las energías renovables y la transmisión de energía, las áreas insulares y periféricas no deben resultar discriminadas. Desafortunadamente, no se incluyó en la Directiva la definición del término "discriminar". Según el organismo regulador y los funcionarios, una tarificación que refleje el coste total no es discriminatoria. Cargar un importe inferior sería, según afirmaban, discriminatorio en favor de estas áreas y, por tanto, no sería tolerable. Era el perfecto argumento de un abogado y, en mi opinión, totalmente contrario al espíritu de la Directiva. Al final de la jornada, lo máximo que pude conseguir fue el establecimiento de un límite máximo para los costes de transmisión desde áreas insulares y periféricas, aunque incluso para ello el respaldo que obtuve fue bastante escaso.

La misma cuestión surge en relación con la inversión en la red de suministro, que debe ser aprobada por el organismo regulador. No existe ningún mandato que obligue a realizar esta inversión. En cada caso, se trata de una dura batalla que se prolonga durante varios años para obtener la aprobación para el refuerzo de las redes de transmisión o, aún mejor a mi parecer, el tendido de cables submarinos. El organismo regulador aduce que no se puede pedir al consumidor que pague por algo que constituye, en esta fase, un avance hipotético en la generación de energía. Sin embargo, sin esa garantía, no se van a realizar inversiones en los procesos de generación de energía. Ambos aspectos deben avanzar simultáneamente.

Estoy seguro de que la Unión Europea debe desempeñar un papel esencial en la aclaración y progreso de estos aspectos. Su tarea no se limita a las energías renovables, sino a la liberación del conjunto de los mercados de la electricidad para hacer posible la competencia entre operadores y también entre distintas formas de generación. Las energías renovables, dados los mecanismos de apoyo que existen en la mayoría de los países de la UE, pueden competir, pero no sin la infraestructura necesaria que les permita hacerlo.

A mi parecer, la Unión Europea debe actuar para garantizar la existencia de las conexiones a la red pertinentes para cubrir las necesidades de las áreas periféricas. Si se acepta dicho principio para carreteras y servicios de transporte, ¿por qué no para la transmisión de energía? Es aquí hacia donde deben dirigirse los esfuerzos de la Comisión.

Creo que debe ampliarse el horizonte para las energías renovables y que la mejor manera para ello es en el marco de la UE. Propongo dos ejemplos de ello. En primer lugar: la energía maremotriz. Se está otorgando mucha confianza al potencial de generación de esta energía. Sin embargo, después de muchos años, sigue siendo más una cuestión de fe que de ciencia. Existen literalmente cientos de ideas sobre cómo generar energía maremotriz. Algunas de ellas, como Pelamis, que se construyó en Escocia y está a punto de probarse cerca de las costas de Portugal, han alcanzado la fase de construcción, aunque no existe ninguna prueba de que este tipo de energía vaya a realizar una aportación significativa para cubrir las necesidades de energía de Europa con un coste bajo y en un futuro cercano. Me gustaría animar a la Comisión a que haga más para que esta cuestión llegue a su conclusión.

En segundo lugar, me gustaría decir unas palabras sobre el proyecto Supergrid que ha sido propuesto por la empresa irlandesa Airtricity, en el que estoy participando actualmente, y la empresa de ingeniería de transmisión, ABB, con la que muchos de ustedes estarán familiarizados. En resumen, Supergrid prevé el uso de parques eólicos frente a la costa como base de interconexión entre países vecinos. La propuesta inicial consiste en un proyecto de diez gigavatios en el Mar del Norte, que conectaría al Reino Unido, Bélgica y Alemania, pero puede aplicarse el mismo principio a lo largo de toda la costa europea. A través de este proyecto, la energía eólica generada en la costa podría convertirse en el factor que impulse el mercado único de la energía en Europa, que tan difícil ha estado resultando de establecer. Para todos aquellos que quieran saber más sobre Supergrid, me ocuparé de poner a su disposición la información pero está claro que, en mi opinión, la UE debe considerar este proyecto desde una perspectiva muy positiva.

Resulta esencial tanto para las energías renovables como para la competencia en general que el operador del sistema de transmisión sea totalmente independiente de las actividades del mercado. Ello no significa necesariamente la total separación de la propiedad pero sí, definitivamente, una adecuada separación operativa y organizativa. Sin ello, es muy probable que, de una manera u otra, los dos intereses de una misma organización entren en conflicto en detrimento de la competencia y, muy probablemente, originando la exclusión de las energías renovables en áreas periféricas puesto que, en términos generales, los promotores de energías renovables no suelen ser también operadores de la red.

No creo que sea práctica la creación de un organismo regulador para la UE, pero obviamente sí para que la Comisión verifique que los gobiernos nacionales establecen estas políticas y las aplican posteriormente. Cuanta más segregación se pueda introducir, mejor será para la competencia en general y para las energías renovables en particular.

Mi experiencia en el gobierno me ha enseñado que las energías renovables sólo podrán progresar si el conjunto del gobierno se compromete a ello. Si las directivas en materia medioambiental de la UE, a pesar de lo irónico que pueda resultar, (o el organismo regulador o cualquier otra agencia gubernamental) pueden ralentizar el proceso, créanme, lo harán. Si los gobiernos se toman en serio el cambio climático y las energías renovables, tendrán que tomar la delantera y asegurarse de que todas las áreas del gobierno sigan sus pasos. Lo mismo puede aplicarse a la Unión Europea.

Cuando existe la necesidad de tomar parte en la promoción de la política de uso de energías renovables, debe hacerse con coherencia y entusiasmo, y con una prioridad que trascienda a otros intereses paralelos. No creo que esto esté sucediendo en la actualidad y espero que esta conferencia consiga, de alguna manera, ilustrar tanto el potencial como los problemas. ■

Financiación de proyectos y sostenibilidad

Gonzalo Rivera Sánchez

Asociado del Departamento Mercantil de Garrigues Abogados y Asesores Tributarios

La regulación social, laboral y medioambiental que afecta al desarrollo y ejecución de infraestructuras lejos de ser homogénea difiere bastante de unos países a otros. No obstante, puede afirmarse que en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos ("OCDE"), dicha regulación, sin llegar a ser uniforme, es similar o al menos tiene una sólida base común.

No puede decirse lo mismo de los países en vías de desarrollo, en los que la precaria, cuando no prácticamente inexistente, regulación sobre aspectos laborales, sociales o medioambientales plantea un escenario de inseguridad en la ejecución –y por tanto en la financiación- de infraestructuras en esos países. Ello no deja de ser lógico, puesto que las principales preocupaciones de dichos países se centran más en la posibilidad de desarrollo de sus sociedades que en la protección de los derechos laborales de sus trabajadores y del medioambiente, obviando, en muchos casos, posibles impactos ambientales y sociales que pueden tener graves consecuencias a largo plazo.

Con la intención de paliar este déficit regulatorio y procurar no perjudicar el futuro desarrollo de estos países, hace ya tiempo que tanto instituciones multilaterales (Banco Mundial, Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo, Banco Europeo de Inversiones,…) como agencias gubernamentales de crédito a la exportación pertenecientes a países del llamado *"primer mundo"* se han fijado como objetivo principal ayudar al desarrollo de la infraestructura de los países en vías de desarrollo de una forma sostenible, aplicando, a tal fin, y criterios estándares semejantes a los existentes en países desarrollados.

A este esfuerzo se han sumado recientemente importantes entidades bancarias multinacionales con el convencimiento de que en un mundo tan globalizado y mediático como en el que vivimos es imperativo adoptar unos estándares más estrictos con respecto a los riesgos sociales y medioambientales de las actividades en las que invierten (ya sea mediante su financiación o bien mediante inversión de capital). Las razones de estas entidades privadas difieren obviamente de las que mueven a los organismos públicos o multilaterales. Los grandes bancos consideran que los riesgos de tipo social y medioambiental pueden afectar en el largo plazo sus accionistas y, además, son conscientes del creciente escrutinio de determinadas organizaciones no gubernamentales sobre la ejecución de infraestructuras en países en vías de desarrollo y los riesgos que conllevan, ligando cada vez más estos riesgos tanto a los inversores de los proyectos como a sus financiadores.

Uno de los principales financiadores de grandes proyectos de infraestructura (transportes, energía, agua, industrias extractivas, etc.) tanto dentro de la Unión Europea como fuera de ella es el Banco Europeo de Inversiones ("BEI") entidad multilateral participada por los países miembros de la Unión Europea.

El BEI adoptó su primera política ambiental en 1996. En la actualidad, el objetivo del BEI es promover el Sexto Programa de Acción Medioambiental de la Unión Europea 2002-2012[1] recogido en el Plan Operacional Corporativo 2005-2007[2] y en su Declaración Medioambiental de 2004[3] en la que declara que *"el BEI financia proyectos de infraestructura que protegen y mejoran el medioambiente y promueven el bienestar social en el interés del desarrollo sostenible"*[4].

Los objetivos que el BEI persigue cuando financia proyectos de infraestructura dependen, obviamente, del lugar en el

[1] http://ec.europa.eu/environment/newprg/

[2] http://www.eib.org/publications/publication.asp?publ=16

[3] http://www.eib.org/publications/publication.asp?publ=225

[4] Declaración Medioambiental del BEI de 2004

que se desarrolle el proyecto de infraestructura a financiar, aunque pueden citarse los siguientes: (i) promover la política medioambiental de la Unión Europea, (ii) cumplir con la normativa medioambiental comunitaria, haya sido ésta o no objeto de transposición (incluso tratándose de proyectos localizados en países en trámites de accesión o incluso meramente candidatos a la Unión Europea), (iii) hacer cumplir, en terceros países no miembros de la Unión Europea la normativa medioambiental comunitaria, con sujeción en este caso a los particulares condicionamientos locales, (iv) hacer cumplir, donde sea de aplicación, los requisitos de la Directiva 2001/42/EC relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medioambiente, (v) aplicar la mejor tecnología disponible y (vi) aplicar buenas prácticas de gestión medioambiental, incluyendo en éstas obligaciones estrictas de información sobre el proyecto y sus efectos medioambientales.

En la consecución de su objetivo de desarrollo sostenible, el BEI aplica una amplia definición del término *"medioambiente"*, que, cuando la infraestructura en cuestión se localiza en un país en vías de desarrollo incluye[5] una serie de aspectos de carácter social que exceden el aspecto estrictamente medioambiental. En este sentido, el BEI apoya la financiación de proyectos de infraestructura que (i) son económica, técnica y financieramente viables, (ii) inciden en la lucha contra el cambio climático (incluyendo aspectos de eficiencia energética y de energía renovable), (iii) protegen y mejoran la biodiversidad, salvaguardando el medioambiente y la salud (p.e. reducción de la contaminación industrial, suministro y saneamiento de agua), (iv) promueven el uso sostenible de recursos naturales y una gestión ordenada de los residuos (domésticos, industriales, reciclaje,…) y (v) mejoran la calidad de vida en el medioambiente urbano.

En junio de 2003, un grupo de entidades financieras, en colaboración con la Corporación Financiera Internacional ("CFI"), del grupo del Banco Mundial, acordaron una serie de directrices no vinculantes sobre sostenibilidad social y medioambiental en el marco de la financiación de grandes proyectos de infraestructuras (transportes, energía, agua,…). La aceptación y adhesión a estos principios implica el compromiso de evaluar y tomar en consideración determinados criterios sobre el impacto en la biodiversidad, el uso de recursos naturales, la salud y los desplazamientos de población que puedan ser causados como consecuencia de la ejecución de proyectos de infraestructura. Estas directrices son conocidas como los *"Principios de Ecuador"*.

El principal objetivo de los Principios de Ecuador es la evaluación de los riesgos sociales y medioambientales que conlleva la realización de determinados proyectos de infraestructuras. Inicialmente estas directrices estaban dirigidas a la financiación de proyectos en países en vías de desarrollo (principal objetivo de la CFI), pero con el tiempo se han convertido en uno de los estándares considerados en la financiación de proyectos de infraestructura a nivel global.

Actualmente son 41[6] las entidades financieras que han asumido los Principios de Ecuador (frente a las 23 iniciales). El pasado 6 de julio de 2006 acordaron en Londres su revisión[7].

Los Principios de Ecuador son de aplicación a toda financiación de proyecto superior a 10 millones de dólares (el importe inicialmente ascendía a 50 millones de dólares en la primera formulación de los principios en el año 2003) y exigen –para su aplicación- los siguientes requisitos (i) las entidades financieras que los hayan asumido deberán revisar y categorizar los proyectos que financien teniendo en cuenta su posible impacto social y medioambiental en atención a los criterios de la CFI, (ii) los proyectos en los que participen deberán obtener una declaración de impacto medioambiental y social, (iii) deberá respetarse la legislación del país en el que vaya a desarrollarse el proyecto de infraestructura junto con otra serie de requisitos dependiendo de la localización del país de que se trate y de la renta de sus habitantes[8], (iv) deberán establecerse planes de actuación a los efectos de prever riesgos y las maneras de controlarlos y mitigarlos, (v) deberá consultarse con los expertos que sean necesarios y con las comunidades que, en su caso, se puedan ver afectadas

[5] The Social Assessment of Projects outside the European Union: the Approach of the European Investment Bank http://www.eib.org/publications/publication.asp?publ=164

[6] ABN AMRO Bank, N.V., Banco Bradesco, Banco do Brasil, Banco Itaú, Banca Intesa, Bank of America, BMO Financial Group, BTMU, Barclays plc, BBVA, BES Group, Calyon, Caja Navarra, CIBC, Citigroup Inc., Credit Suisse Group, Dexia Group, Dresdner Bank, EKF, FMO, Fortis, HBOS, HSBC Group, HypoVereinsbank, ING Group, KBC, Manulife, Mizuho Corporate Bank, Millennium bcp, Nedbank Group, Rabobank Group, Royal Bank of Canada, Sanpaolo IMI, Scotiabank, Standard Chartered Bank, SMBC, The Royal Bank of Scotland, Unibanco, Wells Fargo, WestLB AG, Westpac Banking Corporation

[7] Otras entidades financiadoras (p.e. Merrill Lynch, JPMorgan y Goldman Sachs), si bien no se han adherido a los Principios de Ecuador, si que han adoptado políticas internas y códigos de actuación en la financiación de proyectos de infraestructuras.

[8] Dependiendo de la localización de los proyectos, (i) si los países donde se localiza el proyecto no pertenecen a la OCDE, o perteneciendo, no son de los considerados como de renta alta (high income, según la base de datos de indicadores de desarrollo del Banco Mundial), se les aplicarán los estándares de la CFI y las Industry-Specific Environmental, Health and Safety Guidelines (www.ifc.org/enviro) o (ii) si son países miembros de la OCDE y considerados de renta alta, será suficiente la adecuación a los requisitos por la legislación nacional y/o local que les sea de aplicación.

por la ejecución del proyecto de infraestructura de que se trate así como a mantenerlos debidamente informados y, en lo posible, solucionar sus preocupaciones, (vi) se deberán establecer mecanismos de resolución de conflictos en los que se deberá dar acceso a las partes afectadas por la ejecución del proyecto de que se trate y (vii) para determinados proyectos que se consideren apropiados, un experto externo deberá realizar una revisión de todo el proceso así como de toda la documentación[9].

Adicionalmente, las entidades financiadoras que se han adherido a los Principios de Ecuador deberán informar al menos una vez al año sobre el proceso de aplicación de los mismos, así como de las experiencias surgidas. Este último aspecto ha sido uno de los mayores obstáculos a la hora de hacer un seguimiento del comportamiento de cada uno de las entidades financieras que han adoptado los Principios de Ecuador, ya que, por razones de confidencialidad, generalmente informan de forma global sobre el cumplimiento de los Principios de Ecuador en relación con los proyectos que financian y no individualizadamente sobre cada uno de ellos.

Cuando en una misma financiación participan tanto el BEI como entidades financiadoras adheridas a los Principios de Ecuador, dependiendo en la localización del proyecto, unas veces dominan los estándares BEI y otras los estándares basados en los de la CFI.

Debe finalmente advertirse que los Principios de Ecuador no tienen carácter vinculante, y por tanto no son exigibles a las entidades financiadoras que se hayan adherido a los mismos dado que constituyen un mero marco voluntario de actuación al que estas entidades se vinculan. Ello no obstante cabe resaltar que los Principios de Ecuador (al igual que los requisitos establecidos por el BEI) si bien pueden ser exigibles en determinados países de la OCDE, no lo son en la mayoría de ellos, y prácticamente en ninguno de los países en vías de desarrollo. A pesar de ello, determinadas comunidades locales y organizaciones no gubernamentales son bastante activas en la supervisión de la ejecución de muchos de estos proyectos[10].

Aunque los Principios de Ecuador han recibido bastantes críticas por no haber ido lo suficientemente lejos, son ampliamente reconocidos como un paso adelante hacia la consecución del objetivo de obtener un desarrollo sostenible. ■

[9] http://www.equator-principles.com/documents/Equator_Principles.pdf

[10] Como el Centro de Derechos Humanos y Ambiente que ha interpuesto frente a BBVA una demanda de Incumplimiento de Los Principios de Ecuador Relativa a los Proyectos de instalación de dos Plantas de Producción de Pasta de Celulosa en Fray Bentos Uruguay. http://www.cedha.org.ar/es/iniciativas/celulosa/complaint-letter-to-bbva-spa.pdf

Hidrógeno, real pero lejano

Iñaki Garay Zabala
Director de "Expansión"

La necesidad de disminuir el consumo de derivados del petróleo, unido a los problemas medioambientales que causa la combustión de estos, ha llevado a científicos de todo el mundo a explorar las posibilidades del hidrógeno como combustible en un futuro cercano. Todos los expertos coinciden en señalar al sector del transporte como un destinatario perfecto para el hidrógeno. De hecho, los vehículos que circulan por el planeta son los causantes de un 55% de las emisiones de C02 a la atmósfera. Los diferentes países han puesto sus ojos en la industria a la hora de recortar las emisiones, pero aún no están claras las soluciones que se le van a aplicar al que es considerado el principal culpable. Y no parece que vaya a dejar de serlo. En el mundo hay en la actualidad más de ochocientos millones de vehículos circulando, pero cada año se matriculan otros sesenta millones más. Por lo tanto, los objetivos del protocolo de Kioto de reducir la emisión de gases de efecto invernadero no dejan de ser una quimera si no se ataca de raíz el problema.

¿La solución?

¿Es el hidrógeno la solución? Es verdad que el hidrógeno es un vector energético nada contaminante, pero por mucho que leamos cada cierto tiempo en alguna revista un artículo que nos hace soñar, lo cierto es que la realidad defrauda una vez más las expectativas que se han creado a corto plazo sobre un combustible que es tecnológicamente viable pero económicamente inviable. Hace sólo cuatro años un buen número de científicos aventuraba que la tecnología del hidrógeno sería competitiva para el 2010. Hoy, cuando estamos cerca de esa fecha, esos mismos científicos se muestran más pesimistas. Tal vez dentro de quince, veinte o treinta años el hidrógeno sea competitivo a gran escala. Todos coinciden en que en el futuro el hidrógeno jugará un papel, pero ya son muy pocos los que se atreven a vaticinar qué importancia tendrá este combustible.

De momento, hay en todo el mundo un buen número de empresas privadas, además de los grandes fabricantes de automóviles que trabajan sin descanso desde hace años para desarrollar la tecnología del hidrógeno. Las investigaciones de estas empresas van en dos direcciones. En primer lugar está la creación de motores que utilicen directamente el hidrógeno como combustible. Es decir, desarrollos que permitan sustituir la gasolina o el gasóleo directamente por hidrógeno en los motores de combustión. La segunda vía es la producción de electricidad a partir de una pila de combustible de hidrógeno y oxígeno. Algo así como una batería que no debe recargarse nunca. Los grandes fabricantes automovilísticos como Ford, Mercedes, Toyota o General Motors cuentan en estos momentos con desarrollos en los dos sentidos y tienen prototipos que funcionan, pero que no son comercializables por diferentes razones, todas ellas de peso.

Pero de estas dos líneas de investigación es la segunda la que parece tomar ventaja. La aparición de los vehículos híbridos que producen electricidad a partir de los hidrocarburos puede ser un paso intermedio para incorporar el hidrógeno en un periodo no muy dilatado de tiempo. El vehículo híbrido es ya una realidad en el mercado, aunque apenas supone el 1% de los coches que se venden. En la actualidad son vehículos diesel o de gasolina, que recargan una pila que permite que el vehículo funcione con electricidad en aquellos momentos en los que no se exige unas grandes prestaciones, como es el caso de la circulación en ciudad. El objetivo de las investigaciones es sustituir el hidrógeno por los hidrocarburos para conseguir la propulsión eléctrica. Pero, además de los inconvenientes propios del hidrógeno, sobre los que volveré más adelante, la pila de los vehículos híbridos también tiene problemas. Aunque hay avances notables, el tamaño y el peso de la pila de combustible hace que estos vehículos no ofrezcan todavía las prestaciones de los automóviles convencionales.

Al margen de las ventajas, fundamentalmente medioambientales y de eficiencia, que ofrece el hidrógeno como energía del futuro para el transporte, hay también importantes inconvenientes que merece la pena considerar. El primero y quizás más importante es que, aunque hay en nuestro entorno una abundancia de hidrógeno –este elemento es el más abundante y constituye el 75% de la masa del universo-, es necesario extraerlo. Es difícil encontrar hidrógeno en estado puro porque es su átomo es muy reactivo, tiende a unirse con otros elementos con facilidad. De esta manera se junta con el oxígeno para formar agua o con el nitrógeno para crear el amoniaco. De hecho, el hidrógeno forma parte de la base de todos los combustibles fósiles que ahora estamos utilizando para que circulen los vehículos. En la actualidad casi el 90% del hidrógeno que se obtiene procede aún de combustibles fósiles, principalmente del gas natural. El objetivo es que pronto, a través de la fotólisis, la mayor parte del hidrógeno provenga del agua. Pero para obtenerlo es necesario utilizar energía en grandes cantidades y esto hace que todavía los precios de producción de esta fuente de energía estén aún fuera de la lógica del mercado. Las energías renovables o la propia energía nuclear –sobre todo cuando las centrales producen una gran cantidad de energía que no es demandada por el mercado- pueden ser una buena solución para eludir este primer inconveniente y obtener una fuente de energía que puede ser almacenada en estado líquido. Las propiedades del hidrógeno hacen también que para su transporte o almacenamiento sea necesario comprimirlo a muy alta presión o mediante la condensación en un líquido muy frío, ya que un kilo de hidrógeno puede contener el triple de energía que un kilo de gasolina, pero su volumen es mucho mayor, lo que complica y encarece un poco más todo el proceso.

Para su comercialización masiva en el sector del automóvil será necesario además crear una red de estaciones de servicio, que, debido a estas propiedades del elemento que hemos descrito, deberían tener un diseño especial, lo que supone mayores costes. Ya existen algunas en países como Canadá o Islandia, pero, como en el caso de los vehículos de hidrógeno, su presencia es meramente testimonial. Pero es que además, lo depósitos de los coches también deberían tener un tamaño grande –aproximadamente el de un maletero- para ofrecer una autonomía al vehículo de unos trescientos kilómetros. Demasiado poco.

Otras incertidumbres

La tecnología del hidrógeno no es nueva. Ya en los años setenta, con la gran crisis del petróleo, Estados Unidos, Japón y algunos países europeos iniciaron investigaciones para desarrollar la pila de combustible. Incluso en los ochenta había pilas ya tecnológicamente viables, aunque su tamaño era tan grande que era imposible aplicarlas en un automóvil. En la carrera espacial norteamericana se habían utilizado las primeras pilas de combustible de hidrógeno, aunque el precio era desorbitado y la potencia que podían ofrecer era todavía baja. Una empresa canadiense, Ballard Power System,.dio hace algunos años pasos importantes. Ballard, que trabaja para algunos de los más importantes fabricantes de coches, ha conseguido reducir al tamaño de un maletín la pila de combustible de hidrógeno. Y además la ha hecho capaz de mover sin problemas un coche de tamaño medio. Otros fabricantes como General Motos aseguran que cuentan con tecnologías tan avanzadas como la de Ballard. ¿Significa esto que la comercialización masiva de vehículos con pila de combustible de hidrógeno está cerca? Ni mucho menos. La convicción generalizada en torno al hidrógeno es que la tecnología existe y que los plazos en los que se aplicará comercialmente son largos. Es imposible definir una fecha para el inicio de la comercialización de vehículos de hidrógeno, porque existen incertidumbres que deberán despejarse. Una de estas es el propio desarrollo de procesos de renovación tecnológica de los motores que se mueven con hidrocarburos. Los nuevos vehículos de mezcla pobre de hidrocarburos con inyección directa que están investigando los grandes fabricantes reducirán en los próximos años aún mucho más el consumo de gasolina y diesel. Podemos llegar a vehículos que con apenas dos litros de consumo cada cien kilómetros propongan unas prestaciones atractivas. Esto, sin lugar a dudas retrasará una vez más la apuesta por el hidrógeno. Además, la durabilidad de los vehículos de hidrógeno todavía no es óptima para promover su comercialización. Se estima que un coche de pila de hidrógeno puede durar unos ochenta mil kilómetros, frente a 250.000 kilómetros de uno con combustibles convencionales.

Demasiados inconvenientes para soñar. Sólo con el apoyo de los gobiernos la tecnología del hidrógeno se irá abriendo paso a base de subvenciones. En no mucho tiempo es probable que veamos flotas de transporte público movidas con pila de combustible de hidrógeno en muchas ciudades europeas. Pero es demasiado pronto para pensar que los más de ochocientos millones de automóviles que circulan por el mundo van a mutar hacia este nuevo combustible. ■

Notas personales

La coordinación y publicación de los "Cuadernos de Energía" se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes: **CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA, DELOITTE y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS.**

Las anteriores entidades y sus colaboradores no 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 14, Año IV. Madrid, Octubre 2006.

Producción Gráfica: COMFOT, S.L.

Depósito Legal: M-32052-2004

© CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA, DELOITTE y GARRIGUES ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS, 2006.

Deloitte.

Dirección: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso - 28020 Madrid
Tel.: 91 514 50 00
Fax: 91 514 51 80
web: www.deloitte.es

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
ENERCLUB

Dirección: Pº Castellana, 257, 8ª Planta. - 28046 Madrid
Tel.: 91 323 72 21
Fax: 91 323 03 89
web: www.enerclub.es

GARRIGUES
ABOGADOS Y ASESORES TRIBUTARIOS

Dirección: Hermosilla, 3 - 28001 Madrid
Tel.: 91 514 52 00
Fax: 91 399 24 08
web: www.garrigues.com