

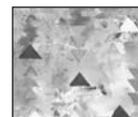
# La realidad energética en la Unión Europea

Agustín Fernández de la Torre\*

*La economía mundial se encuentra en continuo crecimiento, donde economías emergentes, como China e India, desestabilizan la economía mundial apoyadas por un bajo coste en la mano de obra y con un alto consumo de materias primas. La progresión económica viene acompañada del aumento en la demanda energética mundial, encareciendo los precios finales a los consumidores finales. Europa ha tomado conciencia de la realidad energética en la que se encuentra, identificando los nuevos retos a los que deberá enfrentarse en un futuro inmediato, estableciendo unos objetivos básicos en la política energética y señalando los principales ámbitos de actuación sobre los que hay que incidir para lograrlos, frenando su vulnerabilidad a la alta volatilidad existente de los precios de las materias primas.*

**Palabras clave:** energía, recursos energéticos, productos energéticos, tecnología, Unión Europea.

**Clasificación JEL:** Q40



COLABORACIONES

## 1. El contexto energético en el mundo

En un marco general la situación económica mundial tiene problemas para lograr que los procesos de recuperación tengan como resultado un desarrollo menos incierto, más estable y progresivamente sostenible. El consumo privado y la inversión, seguirán siendo los impulsores del desarrollo en la mayor parte de los países del mundo, sujetos a ciertas crisis, tanto en el mundo empresarial como en los consumidores. Estas crisis tienen particular relevancia en la medida que generan incertidumbre y promueven cambios de futuro. El escenario afecta especial-

mente a la inversión bursátil, pasando de entornos de extrema confianza a entornos de gran incertidumbre. La subida de tipos en EEUU, hace prever una subida de tipos general en el resto de los países, afectando de esa manera a los mercados inmobiliarios, como a las economías emergentes, pilares en los últimos años, del crecimiento económico mundial, lo que podría significar una reacción en cadena.

En el pasado energético más inmediato hemos asistido a situaciones que, de alguna manera, han ido condicionando las estrategias empresariales. El colapso de Enron y la crisis de energía sufrida en el estado de California en el año 2001, han desencadenado un cambio en el paradigma del funcionamiento de los mercados energéticos en términos tanto de

\* Programa de doctorado, Organización de Empresas de la UAM, Junio 2006.

criterio de inversión, como de gobierno de las empresas.

A esta situación hay que añadir la incertidumbre política de algunos países con importantes recursos energéticos, como pueden ser Venezuela, Irak, Irán, Nigeria y más recientemente Bolivia, por su influencia en la producción y en el precio del crudo y porque sitúan en un primer plano la geopolítica de la energía siendo probablemente una de las cuestiones cruciales que continuará en el futuro.

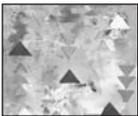
La globalización creciente de los mercados condiciona una mayor dependencia energética internacional, de tal modo que la influencia de las materias primas en nuestro sistema económico, tanto en las empresas como en nuestros bolsillos, está en parte determinada por lo que ocurre fuera de nuestras fronteras. Las previsiones de crecimiento de la demanda de energía primaria mundial, prevén un crecimiento del 1,7 por 100 anual, entre el año 2002 y el año 2030, (AIE, World energy outlook 2004). Países como China e India con un 1/3 de la población mundial, experimentarán cambios en sus necesidades energéticas, elevando de esta manera su aprovisionamiento energético, un 100 por 100 entre los años 2002 y 2030, representando para el año 2030, alrededor de un 20 por 100 del total de la demanda mundial. Es probable que la necesidad energética de estos dos países sean mayores de la estimadas, debido principalmente al volumen de su población y al fuerte crecimiento económico que están experimentando ambos países, que requerirá más suministro y provocará, por tanto, una mayor escasez mundial en las materias primas.

En este panorama energético la demanda eléctrica experimentará fuertes incrementos, estimándose una duplicación del consumo eléctrico para el año 2030, que pasa de un consumo anual de

16.000 a 32.000 TWh/año. Un crecimiento que exigirá importantes inversiones en todos los ámbitos de la energía eléctrica, especialmente las destinadas a transporte y distribución, para garantizar la mejora de la fiabilidad del suministro. Hay estimaciones que evalúan, que en estas tres décadas, se debe realizar una inversión global de 11.500 millones de dólares americanos en toda la cadena del mercado eléctrico: generación, transporte y distribución, destinando más del 50 por 100 de la inversión a la generación. Conviene señalar que en su mayor parte, irá destinada a la generación convencional, dejando menos de un 20 por 100 de esta inversión a la generación alternativa, como puede ser las energías renovables.

Actualmente existe una creciente diversidad en las fuentes de energía eléctrica con el objetivo de establecer un sistema más equilibrado y sostenible, en sintonía con la teoría del protocolo de Kyoto, pero es paradójico que en las previsiones de energía primaria en el mundo para el año 2030, los combustibles fósiles signifiquen más de un 80 por 100 de la demanda mundial, un 35 por 100 procedente del petróleo, un 25 por 100 del gas natural y un 22 por 100 del carbón. En este escenario, la evolución de los precios del crudo, del gas, del carbón junto a las variaciones del cambio del euro con el dólar, resultan elementos determinantes a la hora de examinar la evolución económica de la energía y la economía en general.

Si se observa la evolución de los precios de las materias primas internacionales en el pasado más reciente, empezando por el precio internacional del crudo, referido en este caso a las cotizaciones del crudo Brent, se constatan variaciones muy significativas. Durante el periodo 1993 a 1999, el precio del crudo se ha mantenido en niveles relativamente



COLABORACIONES

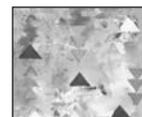
modestos, con una media anual en torno a 17 \$/barril, con el comienzo del nuevo siglo, se han producido progresivos incrementos en el precio del Brent, resultando un promedio para los años 2000, 2001, 2002 y 2003, situado en una banda de 24\$/bbl a 29\$/bbl. Desde el año 2004, se ha soportado un crecimiento del precio, que llega a los 68\$/bbl de media en el mes de mayo de 2006, sin que existan signos para prever un descenso.

La influencia del importante crecimiento del precio del crudo afecta también a los precios del gas y su influencia en la generación eléctrica por gas —si se examina la evolución de los precios de gas, se observa la misma tendencia al crecimiento y similares escalas en la variación de los precios—, además tiene una evidente repercusión en la elaboración de productos y materias intermedias en la economía general.

El precio del carbón sin embargo, se ha mantenido durante toda la década, y en la actualidad ofrece una estabilidad notable con valores que se sitúan entre los 30 y 45 \$/tonelada, sin tener en cuenta el periodo de octubre 2005 a marzo 2006, donde se ha acentuado el precio de la tonelada de carbón hasta llegar a un precio de 85\$/tonelada. La situación del precio del carbón incorpora una competitividad notable en relación con el precio del crudo y en términos energéticos equivalentes del precio de la energía, aunque el mercado de emisiones instaurado en la UE a partir de la aplicación del protocolo de Kyoto, debilita su posición y pierde competitividad frente al gas.

En este sentido, un factor a considerar en el sistema energético es el coste de la generación eléctrica. Si se comparan los costes de generación por gas, por carbón, nuclear y eólica, se comprueba que la generación por gas es la que menos inversión necesita, pues tiene un coste de

operación y mantenimiento muy bajo, aunque tiene una gran incertidumbre por la volatilidad en el precio del combustible. Sin embargo en los países en los que el protocolo de Kyoto tiene vigencia, el coste del gas, aún siendo más elevado que el del carbón, se compensa por el coste asociado que tiene el carbón en las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por lo que respecta a la generación eólica y a la nuclear, son dos tipos de generación en los que la inversión es muy elevada, pero cuyo recurso básico o tiene un alto rendimiento en el caso de la energía nuclear, o es gratis en el caso de la eólica. Esta última y otras energías renovables, representa una alternativa clara y a tener en cuenta en los países desarrollados, considerando el alto coste político y el fuerte rechazo social que supondría la opción de la energía nuclear. China ya anunciado que construirá nuevas centrales nucleares a un ritmo de dos de 1.000 WW por año, el plan es alcanzar una capacidad de potencia de 36.000 MW para 2020.



COLABORACIONES

## 2. La dependencia energética de Europa

Después del breve repaso al mapa energético mundial actual y futuro, se puede afirmar que la situación de dependencia energética de la Unión Europea es ante todo preocupante, ya que se sitúa en torno al 66 por 100 (en el caso de España, a día de hoy, la dependencia energética es del 80 por 100) y merece reflexiones de todos los agentes para plantear posibles soluciones.

En la última década, Europa ha estado conformando líneas de actuación en el sector energético. En particular, con la aprobación de las Directivas sobre la Liberalización de los sectores eléctricos y de gas, y la Directiva sobre Generación a

partir de industria de carácter renovable, por su clara implicación en el desarrollo futuro de este tipo de energías y finalmente, las Directivas sobre Fiscalidad y Medioambiente. Con estas Directivas se han querido ofrecer un marco conjunto a las necesidades energéticas de los países miembros, potenciando el mercado interior de la UE y mejorando las carencias de cada país. En esta misma línea, el «Libro Verde» quiere conformar un nuevo marco de actuación y unas nuevas tendencias en el sector energético.

La liberalización del mercado Interior de la Energía, el 16 de junio de 2003 por el Consejo de la UE, significó un avance importante en la configuración del mercado interior de la electricidad y el gas, pues obligó a los Estados miembros a transponer a sus ordenamientos nacionales las exigencias de estas Directivas antes del 1 de julio de 2004. Estas nuevas Directivas tenían por objeto acelerar la creación de los mercados de la electricidad y el gas, introduciendo medidas más exigentes que las recogidas en las primeras, debido a los resultados alcanzados y a la necesidad de reducir las diferencias existentes en el grado de liberalización de los Estados miembros.

En lo referente al Fomento de las Energías Renovables, que entró en vigor el 27 de octubre de 2001, con su publicación en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas, la Directiva 2001/77/CE de 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, ha supuesto un notable impulso a la presencia de este tipo de energías en el mercado interior de la electricidad, siendo su objetivo principal duplicar el porcentaje de las energías renovables en el consumo bruto de energía en Europa y pasar del 6 por 100 al 12 por 100 en 2010.

El 22 de julio de 2002, la Comisión

Europea presentó una propuesta de Directiva al Parlamento Europeo y al Consejo sobre el Fomento de la Cogeneración en el Mercado Interior de la Energía. La adopción de esta propuesta de Directiva responde a los objetivos y retos planteados en el Libro Verde sobre seguridad de abastecimiento energético en la UE aprobado por la Comisión Europea en noviembre de 2000, y tiene por objeto la creación de un marco normativo que sustente y facilite la instalación y correcto funcionamiento de centrales de cogeneración de alta eficiencia para las que existe o se prevé una demanda útil de calor.

En cuanto a Fiscalidad Energética, en la reunión del Consejo de Ministros de Economía y Finanzas (ECOFIN) de la UE del 19 de marzo de 2003 se alcanzó el acuerdo político relativo a la propuesta de Directiva por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Esta propuesta de Directiva, presentada por primera vez en 1997, pretende incrementar la fiscalidad mínima ya existente de los carburantes, y fijar niveles mínimos de imposición sobre el consumo de otros productos energéticos no sujetos hasta ahora a los impuestos especiales armonizados, como son la electricidad, el gas o el carbón. Es relevante mencionar que el 11 de septiembre de 2002, la Comisión Europea adoptó un paquete de medidas legislativas dirigidas a mejorar la Seguridad de Abastecimiento, con la finalidad de ampliar las medidas para la seguridad de abastecimiento y proporcionar a la UE, dentro del mercado interior, sus propios medios de intervención en caso de crisis energética.

A lo largo de 2002 se finalizó el proceso de ratificación del Protocolo de Kyoto por parte de la Unión Europea y sus quince Estados miembros, cuestión que ha



COLABORACIONES

representado una de las prioridades comunitarias medioambientales de los últimos años. El estado de ratificación del Protocolo de Kyoto es que alrededor de 109 países lo han ratificado que representan el 43,8 por 100 de las emisiones actuales. En el Pleno del Parlamento se aprobó la versión final de la propuesta de Directiva sobre Comercio de Emisiones, presentada por la Comisión en Octubre de 2001, cuyo objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de forma rentable y permitir a la UE cumplir sus obligaciones derivadas de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y del Protocolo de Kyoto, estableciendo un modelo de comercio de derechos de estas emisiones dentro de la UE.

La Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión (Directiva GIC) tiene incidencia directa en el sector eléctrico al limitar las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas. Exigirá incorporar equipos de desulfuración bien se elija la opción de cumplimiento individual o la «burbuja». Los costes de desulfuración se pueden estimar en 70€/kW con un incremento de costes de operación en el entorno de 0.20 c€/kWh. Las centrales que no se acojan a ninguna de esas dos opciones, dispondrán de 20.000 horas de funcionamiento a partir de 2008 y, como máximo, hasta el año 2015. Menor impacto relativo a corto plazo, tendrá la obligación de reducción del NO<sub>x</sub> (instalaciones de desnitrificación) y de partículas.

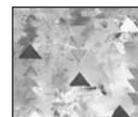
La Directiva de Techos Nacionales de Emisión (Directiva NEC) donde se ha establecido los límites máximos de emisión por país de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOCs y NH<sub>3</sub> en el año 2010. La incidencia fundamental para el sector eléctrico, es las emisiones NO<sub>x</sub> pues el valor propuesto está muy ajustado a los valores de emisión absolutos que se conseguirían con la

incorporación de medidas de reducción primarias en las instalaciones existentes.

Todas estas medidas legislativas tienen como objetivo asumir el reto de crecimiento de las necesidades energéticas por parte de la Unión Europea de los 25 países miembros, sin perder la confianza del consumidor. En el caso de la demanda eléctrica, en la Europa de los 25 para el año 2020 se estima una demanda de 3.689,9 TWh/año, lo que significa un incremento de demanda eléctrica anual de 1,9 por 100 (en el año 1980 había una demanda de 1.732,2 TWh/año). En la citada estimación para el año 2020, el 90 por 100 corresponde a la Europa de los 15 y no se ha tenido en cuenta el crecimiento económico, más que probable, de los países que se acaban de incorporar a la Unión Europea, que pueden experimentar notables crecimientos, como han sido los casos de España e Irlanda.

Para hacer frente al crecimiento tan elevado de la demanda eléctrica y asumir el suministro con garantía se han de desarrollar infraestructuras, por lo que en la Europa de los 25 se estima pasar de 430.686 MW en el año 1980 a 858.405 MW en el año 2020 en capacidad de generación, lo que supone un incremento anual del 1,8 por 100. De esta capacidad de generación se estima que el 33 por 100 de la capacidad de generación será por energías renovables, entre solar, hidráulica, eólica y otras. Este dato está muy por encima del 21 por 100 que representaba en el año 1980. El 90 por 100 de esta capacidad instalada corresponde a la Europa de los 15, lo que significa que son países desarrollados económicamente, los que pueden absorber los costes de una energía más limpia.

Los estados emergentes de la nueva Unión Europea, necesitarán más capacidad de generación para dar cobertura a su demanda, si esta es mayor de lo espe-



COLABORACIONES

rado, lo que significará que no podrá asumir los costes de una generación más limpia, lo que hará que la UE, esté más expuesta a la volatilidad de los precios en los hidrocarburos.

Dentro de la Unión Europea existen varios países, con diferentes políticas energéticas, lo que implica diferentes procesos, en la generación eléctrica. Países como Holanda y Gran Bretaña, un 62 por 100 y 52 por 100 respectivamente, de su producción eléctrica para el año 2020, se basará en el gas natural como combustible, debido fundamentalmente a que tienen reservas de gas natural propios. En el otro lado podemos observar que Francia, para el año 2020, el 50 por 100 por ciento de su potencia instalada seguirá siendo nuclear y otro 20 por 100 será Hidráulico. Alemania tiene para el año 2020, una previsión que implica variados procesos en la generación eléctrica, con la desaparición prácticamente de la generación nuclear, el 36 por 100 procederá del carbón, el 20 por 100 del gas natural y las energías renovables tendrán un peso muy elevado del 31 por 100.



COLABORACIONES

### 3. España y su modelo energético

En España, coincidiendo con el inicio del siglo, se diseñó una planificación energética, que ha sido actualizada, una vez transcurridos casi cuatro años desde la aprobación del primer documento, en septiembre de 2002, y publicada como una «Revisión 2005-2011» del documento original, «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011».

Es importante advertir, que la puesta al día del documento de Planificación es una medida acertada y necesaria, considerando el periodo temporal que media entre la aprobación inicial de la planificación y el tiempo de aplicación, en el que han surgi-

do nuevas circunstancias en los mercados energéticos y se han evidenciado diferencias entre las previsiones de crecimiento de la demanda y la oferta de electricidad y gas natural, planificadas en el documento, con relación a los valores reales alcanzados. Estas diferencias se han traducido en un crecimiento superior de la demanda y en una aceleración de la incorporación de las centrales de ciclo combinado y de las energías renovables en la generación eléctrica nacional, sobre los valores inicialmente previstos en 2002.

Del mismo modo, durante el mencionado periodo se ha avanzado notablemente en el proceso de liberalización y de separación de actividades del mercado gasista y eléctrico, si bien el Real Decreto Ley 6/2000 confirió conjuntamente a Enagas y REE, en su calidad de principal transportista del sistema y la gestión técnica del mismo, la regulación del sistema, conforme ha ido avanzando su aplicación se han ido separando, acertadamente, las funciones de Enagas y REE como propietario de infraestructuras de la gestión técnica del sistema cada vez con mayor claridad, y en este sentido, cabe valorar de forma muy positiva la separación funcional de estas actividades propuesta en el Anteproyecto del Ley de Transposición de la Segunda Directiva.

El actual Plan Energético se basa en un entorno macro-energético, del que realizamos un breve análisis comparativo de sus principales magnitudes consideradas en el plan de infraestructuras original de 2002 y en la nueva revisión recientemente publicada, lo que permitirá encuadrar ciertas reflexiones.

Por lo que respecta al escenario de precios energéticos, en el año 2002, se estimaba que, para 2011, el precio del crudo se podía situar dentro un rango de 23-24\$/bbl expresados en términos de moneda constante del año 2000, lo que

equivaldría, en términos nominales, aproximadamente a un precio del crudo de unos 30\$/bbl. En la revisión actual del documento, se eleva esta previsión estimándose que, en el año 2011, el precio del crudo se situará en el entorno de los 40\$/bbl en términos nominales, reconociendo un escenario de precios de crudo bastante más elevados que los anteriores, pero quizá algo insuficiente para las previsiones que hoy en día podemos manejar, cuando en el momento actual sabemos que los precios vienen superando con amplitud la barrera de los 60\$/bbl, e incluso, la de los 70 \$/bbl.

Por lo que se refiere a la energía primaria, el nuevo plan ha considerado una reducción de su consumo del 6 por 100 frente a los valores contemplados en 2002, así, se prevé un consumo de 165 Mtep, frente a los 175 Mtep inicialmente previstos para el año final del periodo de planificación.

En cuanto al consumo de energía final, para el año 2011 la revisión actual la sitúa en unos 125 Mtep, mientras que el anterior plan estimaba, para la misma fecha, un consumo de 132 Mtep, lo que supone una reducción del consumo de energía final del mismo orden de magnitud que la prevista para la energía primaria.

Asimismo, en 2002 se esperaba que la población española en el año 2011 rondase los 42,5 millones de habitantes, mientras que, la situación actual de crecimiento de la economía y de la inmigración, eleva esta cifra a unos 47 millones de habitantes, lo que supone un incremento del 10 por 100 frente al valor inicialmente previsto.

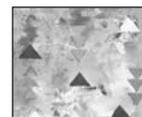
De la combinación de estas magnitudes se deduce que se espera que el consumo energético per cápita en España disminuya, frente a los valores inicialmente previstos en 2002, en un porcentaje del entorno del 15 por 100.

En cuanto al crecimiento de la economía española, ambos planes estiman crecimientos del orden del 3 por 100 como media durante el periodo 2005-2011, lo que también implica estimar una menor intensidad energética a final del periodo de planificación.

Este descenso del consumo energético per cápita y de la intensidad energética será consecuencia de la implantación del Plan de Eficiencia Energética 2004-2010 y de su plan de acción 2005-2007, con el que la Administración ha promovido un importante esfuerzo para reducir el consumo energético en España, y favorecer el ahorro y la eficiencia energética en los próximos años. No obstante, no puedo dejar de decir que los objetivos planteados por el Plan de Eficiencia Energética 2004-2010, son ciertamente ambiciosos y que no será una tarea sencilla abarcarlos en su integridad.

Al contrario de la disminución de la demanda total de energía primaria y final en España, la revisión del documento, estima que frente a los valores inicialmente previstos en el horizonte del 2011, las demandas de gas y electricidad permanecen en niveles más o menos similares en ambos documentos, estando absorbidas las mayores reducciones en la demanda energética, principalmente por el petróleo y sus derivados. Así, la demanda eléctrica en 2011 en el escenario medio de la planificación, se estima ahora en unos 290 TWh en barras de central, mientras que en 2002 se situaba en unos 284 TWh. Por lo que respecta a la demanda de gas, ambos planes la sitúan en el entorno de los 44 bcm en 2011, si bien, la nueva revisión lo hace reduciendo 2 bcm de consumo de los ciclos combinados que son traspasados, casi en su integridad, al consumo convencional de gas.

Por lo que se refiere a la potencia de generación instalada, la revisión prevé,



COLABORACIONES

para 2011, un importante incremento, pasando de 80.000 MW instalados a 98.000 MW, lo que supone un crecimiento de más del 20 por 100. Este crecimiento estará liderado por los ciclos combinados que pasarán de una capacidad instalada del entorno de los 15.000-23.000 MW a unos 26.000-30.000 MW y por la eólica que pasará de los 13.000 MW previstos inicialmente a 20.000 MW. La diferencia entre el mayor crecimiento de la potencia instalada respecto a la demanda eléctrica, que crece en el entorno del 2 por 100, y sobre la mayor punta de demanda prevista para 2011, (53.300 MW) frente a las estimaciones iniciales que la situaban en 49.000 MW, lo que supone un incremento del 9 por 100, aportará un mayor margen de seguridad en la cobertura de la demanda en el sistema eléctrico, que medida como el cociente entre potencia instalada y la punta de demanda, ahora se estima en un 183 por 100 frente al 163 por 100 de 2002.

España se estima que tenga una capacidad de generación total de 103.400 MW en el año 2020, lo que supone un incremento anual del 3,2 por 100, desde el año 1980. La capacidad de generación eléctrica, esta basado sobre todo en el gas natural, con 34 por 100 sobre el total y las energías renovables un 40 por 100, de las que un 92 por 100 corresponde de manera proporcional a hidráulica y a eólica. Se espera un incremento de la capacidad nuclear del año 2005 al año 2020 en un 19 por 100. Lo que significa que la generación en gas natural dará la cobertura a los picos de demanda, en épocas de sequía y falta de vientos, lo que implica un aumento del coste de generación.

Pero el incremento de la potencia instalada en ciclos combinados previsto por la revisión del plan, así como la disminución también reseñada del consumo de gas de los mismos, parecen llevar a éstos

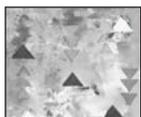
a unos niveles de utilización extremadamente bajos, que podrían situarse al final del periodo de planificación en el entorno de las 2.500 HEPC, lo que indicaría una clara sobrecapacidad en la potencia instalada de esta tecnología, que bien puede poner en peligro la rentabilidad de las inversiones o provocar importantes tensiones de precios en el mercado eléctrico, de llevarse a cabo todos los proyectos previstos en el ámbito de la planificación.

#### 4. La realidad energética en la Unión Europea y España

La publicación del Libro Verde pone de relieve un importante avance para el sector energético europeo, y con ello el de España, ya que supone una toma de conciencia de la nueva realidad energética internacional, donde se identifica los nuevos retos a los que deberá enfrentarse la Unión Europea (UE) y los países miembros en un futuro inmediato, estableciendo unos objetivos básicos en la política energética europea y señalando los principales ámbitos de actuación sobre los que hay que incidir para lograrlos.

Como principales retos de la industria Energética Europea se señalan los siguientes:

- Necesidad urgente de inversiones en los próximos 20 años, de alrededor de un billón de Euros, para atender a la demanda y sustituir la infraestructura obsoleta.
- Hacer frente a la creciente dependencia de las importaciones de energía de la UE, que se ve agravada por el crecimiento de la demanda a nivel mundial por el hecho de que las principales reservas de combustibles fósiles se encuentran concentradas en pocos países y la situación de altos precios de la energía.
- Compatibilizar los objetivos ambientales de la política europea, con el mante-



COLABORACIONES

nimiento de un adecuado nivel de competitividad de los precios finales de la energía en Europa.

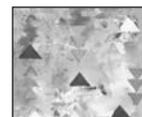
Estos desafíos requieren una respuesta urgente de las autoridades competentes europeas que deberán sentar las bases de una nueva Política energética Europea bajo tres objetivos principales: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro. En mi opinión, cualquier política energética debe responder a la demanda de la sociedad actual sobre la base de la disponibilidad y la accesibilidad de la energía de forma ambientalmente aceptable; también en el aspecto técnico, aún reconociendo la importancia de las medidas tendentes a mejorar la eficiencia y el ahorro energético, es urgente abordar dos aspectos fundamentales: la seguridad de suministro y el nivel de precios.

Aunque la UE ha liderado la preocupación por la sostenibilidad energética implantando una estricta normativa de limitación de las emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero, hasta ahora sus esfuerzos se han centrado en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación eléctrica que constituyen un 45 por 100 del total, sin poner el mismo énfasis en reducir las provenientes de otros sectores como el del transporte y el de los servicios. Por lo que en este aspecto, habrá que seguir avanzando, en la asignación simétrica de los compromisos ambientales a todos los sectores económicos, ya que la excesiva carga que se hace sobre el sector eléctrico, unida con unos diseños de mercados revisados con detenimiento, conduce a importantes distorsiones que emiten señales equivocadas y que, a la larga, impedirán atajar el fondo del problema. El secuestro y captura de CO<sub>2</sub> es uno de los grandes retos, dado que supone una manera de atajar el fondo del problema, para lo cual se tendrán que realizar gran-

des inversiones, involucrándose el conjunto de la UE, tanto sector privado como público, en un gran proyecto, como es el caso del proyecto ITER, que puede suponer un avance definitivo en una cuestión clave para un desarrollo sostenible.

Otro reto importante es la necesidad de innovación en el mundo de la energía orientada a un uso más eficiente de la misma, que mejore la competitividad y haga factible su uso sostenible. En este sentido, es preciso redoblar los esfuerzos que se vienen haciendo si se quieren alcanzar los objetivos de Lisboa de dedicar al menos un 2 por 100 del PIB a actividades de I+D. En los últimos años, los programas de I+D han ido perdiendo peso en la UE, salvo el programa CECA, las grandes partidas presupuestarias de la UE se han ido destinando en los tiempos recientes a proyectos no energéticos. Resulta preciso apoyar la actividad en I+D de las empresas energéticas, para que puedan destinar fondos a proyectos orientados a la mejora energética, a la mejora del rendimiento y de los parámetros medioambientales de las tecnologías de generación existentes, así como al desarrollo de nuevas opciones energéticas como el hidrógeno que están llamadas a jugar un papel importante en el futuro. Es lógico pensar que Europa con una fuerte necesidad de materias primas necesita el desarrollo de nuevas opciones, para no exponerse a la volatilidad de los precios fijados por los países exportadores.

El mercado único ha tenido como objetivo final, crear un mercado competitivo en la UE, con el que lograr un nivel de precios finales de la energía en Europa que no determine una peor posición de costes a las empresas y consumidores europeos respecto a otros países de su entorno (teniendo en cuenta que el compromiso ambiental europeo tiene como consecuencia una energía más cara que



COLABORACIONES

la de otros países). Para implementar la competitividad hay que avanzar hacia una mayor, y sobretodo real, liberalización de los mercados que elimine los obstáculos que actúan en contra del libre comercio y su efecto en la optimización de costes y no ir en la dirección contraria de mantener las tarifas reguladas que no trasladan a los clientes el coste final de la energía, como se hace con otros inputs del proceso productivo. La eficiente asignación de recursos de los consumidores y de las industrias europeas requiere además realizar los mayores esfuerzos en la mejora del ahorro y eficiencia energética. Avanzar hacia la creación de un mercado único de la energía significa abrir nuestro abanico de recursos interiores, mejorar la competitividad, gestionar de forma eficaz las reservas estratégicas y fomentar una mayor competencia entre los operadores energéticos que redunde en mayores posibilidades de elección para los consumidores. La evolución hacia un efectivo Mercado Interior Europeo de la energía requerirá actuaciones al menos en tres aspectos complementarios: infraestructuras físicas que permitan conectar a productores con consumidores, marcos legales de referencia estables y armonizados y el desarrollo de procesos de consolidación empresarial coherentes con el desarrollo de los marcos físicos y normativos.

El desarrollo de interconexiones y de infraestructuras energéticas es especialmente necesario en determinadas regiones de la Unión Europea situadas en zonas geográficamente periféricas y aisladas. En este sentido, debemos apuntar el caso particular de España, que precisa, tal y como queda reflejado en los documentos oficiales de planificación energética, reforzar sus interconexiones, tanto eléctricas como gasistas, a través de Francia con las grandes redes europeas. La UE debe promover este tipo de interco-

nexiones que no solo benefician la creación del mercado único de la energía, sino que también juegan un papel esencial en la garantía de la seguridad de suministro.

Construir una red de redes europeas con unas infraestructuras potentes y configurar rutas que eliminen cuellos de botella debe ser el primer objetivo de una verdadera política energética común, que no puede quedar únicamente adscrita al desarrollo de elementos regulatorios.

Afrontar esta nueva etapa de construcción de la integración energética europea requerirá fuertes inversiones. Su materialización será responsabilidad, tanto de las empresas como de los gobiernos, que deberán crear un marco de estabilidad normativa que permita expectativas razonables de rentabilidad del esfuerzo económico a realizar fundamentalmente por el sector privado.

Los procesos de consolidación empresarial en la UE de la energía serán difíciles y complejos. La presencia histórica, en casi todos los países, de grandes empresas energéticas nacionales convive con el deseo de expansión y crecimiento de algunas de ellas. La propiedad de las empresas continúa siendo estatal en muchos casos. Algunos países han avanzado de forma decidida en la liberalización de sus mercados, mientras otros continúan cerrados, total o parcialmente, de derecho o de hecho. Es evidente que el desequilibrio en la apertura empresarial y de mercados provoca serias dificultades para el avance hacia el mercado interior europeo, que se desea.

Entre las posibilidades de reducir el desgaste de la confrontación está la búsqueda de fórmulas variadas de cooperación y de alianzas estratégicas entre socios de distintos países, mediante acuerdos entre ellos y con un cierto placet de sus respectivos gobiernos. Tales fórmulas permitirían avanzar empresarial-



COLABORACIONES

mente en paralelo con la progresiva homogeneización de las normativas y contribuirían a impulsar un creciente intercambio transfronterizo de energía, posibilitado por las nuevas interconexiones.

No cabe ninguna duda, como hemos apuntado anteriormente, que los combustibles fósiles van a seguir siendo la principal fuente de energía en los próximos años, tanto en lo referido al transporte como en lo relativo a la generación eléctrica. Por este motivo, la UE necesita mantener un aprovisionamiento energético equilibrado y diversificado en orígenes y rutas, aumentando las fuentes de aprovisionamiento de estos combustibles y diversificando hacia otras fuentes energéticas para depender, en menor medida, de los hidrocarburos, por eso la importancia de invertir en I + D, para tener otras opciones energéticas.

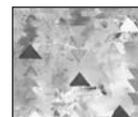
La incipiente reapertura del debate en torno a la energía nuclear e incluso la formación de consorcios de empresas de varias nacionalidades para la construcción de futuras instalaciones con esta tecnología forma parte de este nuevo escenario. El espectacular lanzamiento de las energías renovables mejora sin duda nuestro autoabastecimiento y contribuye a diversificar nuestra cesta energética, pero hay que asumir que con la tecnología actual no es suficiente para atender la demanda.

Por esta razón, la UE debería centrar sus esfuerzos en mantener una estructura de generación eléctrica equilibrada y diversificada entre carbón, nuclear, gas y renovables, sin renunciar a ninguna tecnología pero sin sobreponderar tampoco ninguna otra. En este sentido, podría considerarse como un objetivo válido, el lograr una estructura de producción equilibrada en el entorno de un 25 por 100 carbón, un 25 por 100 de nuclear, un 25 por 100 de gas y un 25 por 100 de renovables.

Europa tiene que ser capaz de actuar sobre la seguridad de los suministros externos utilizando el poder de compra conjunta a terceros países de los combustibles y disminuyendo así, los riesgos que la volatilidad de los precios de la energía produce en nuestras economías. Asimismo, es preciso volcar los esfuerzos políticos en lograr un entorno de relación estable con los países productores de energía que asegure el suministro a la UE. En este sentido, deben redoblar las acciones para lograr un marco de colaboración con los gobiernos de los países de la ribera sur del Mediterráneo, con Rusia y con Oriente Medio.

Para garantizar la seguridad del suministro, debe favorecerse la implicación de las empresas europeas en proyectos de E&P de energía en estos países productores y de las empresas de estos últimos países en la comercialización en los mercados europeos, como los proyectos privados de plantas de regasificación de España y Gran Bretaña. Un aspecto clave de la seguridad de suministro en Europa, viene dado por el desarrollo de una capacidad de almacenamiento de petróleo y gas que permita hacer frente a interrupciones o alta volatilidad en los precios, de los abastecimientos.

En el Libro Verde se apunta como elementos a mejorar una publicación más transparente de las capacidades de almacenamiento de petróleo y la realización de una propuesta legislativa para la movilización de las reservas de gas de modo que se puedan prestar apoyo los distintos países de la UE en situaciones de crisis. Habría que apuntar que para que esta movilización de reservas de gas resulte efectiva, es preciso disponer primero de una capacidad de almacenamiento adecuada, que no sólo sirva para albergar reservas estratégicas, sino que también resulte útil a la competitividad europea,



COLABORACIONES

sirviendo para modular precios, llenando los almacenes en periodos de bajo precio y extrayendo en periodos de altos precios. Para ello, es urgente promover la construcción de nueva capacidad de almacenamiento, sobre todo en aquellos países, como España, que no tienen grandes capacidades de interconexión con la red europea y en los que la seguridad de suministro descansa hoy en unos almacenamientos nacionales claramente insuficientes.

### Bibliografía

1. IEA/OCDE (2003): World energy investment outlook, Paris, IEA Publications.
2. IEA/OCDE (2004): World energy outlook, Paris, IEA Publications.
3. IEA/OCDE (2005): «Renewables information», Paris, IEA Publications.
4. IEA/OCDE (2005): Coal information, Paris, IEA Publications.
5. IEA/OCDE (2005): Electricity information, Paris, IEA Publications.
6. IEA/OCDE (2005): Natural Gas information, Paris, IEA Publications.
7. IEA/OCDE (2005): Oil information, Paris, IEA Publications.
8. EUROPROG Network of experts (2005): Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Bruselas, Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC.
9. Comisión de las Comunidades Europeas (2006): LIBRO VERDE; Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, Madrid, Club de la Energía.
10. Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) (2002): Planificación energética 2002-2011, Madrid, Ministerio de Economía.



COLABORACIONES