

# PROSPECTIVA Y GEOESTRATEGIA DE LA ENERGÍA

Ignasi NIETO

ISDEFE

## Resumen

Los objetivos de la política energética se enmarcan en tres ejes que responden a la necesidad de contar con un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. No obstante, existe una elevada incertidumbre respecto a algunas de las variables que afectan a estos ejes estratégicos. Como no podemos predecir adecuadamente la mayoría de estas variables ni tampoco influir sobre muchas de ellas, es necesario realizar análisis prospectivos para conocer los efectos y nuestras respuestas ante cambios en las mismas. Las principales variables, las que afectan en mayor medida a la política energética, tienen implicaciones geoestratégicas, en especial en el petróleo, el gas y las tecnologías eléctricas. En los dos primeros casos, existen implicaciones muy importantes desde la oferta, la demanda y el ámbito regional en cuanto a reservas y rutas de transporte, cuestiones críticas para conseguir un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. Además, el dominio industrial de las tecnologías eléctricas, a diferencia de la estructura de generación eléctrica de cada país, es una herramienta geoestratégica indispensable para tener un papel clave en la política internacional futura, por su mayor avance en tecnologías limpias y su mayor calidad. En efecto, la electricidad jugará un papel clave no sólo en los usos que hoy consideramos como eléctricos, sino también en otros como en el transporte.

*Palabras clave:* prospectiva, planificación, geoestrategia, petróleo, gas, reservas, tecnologías eléctricas.

## Abstract

Energy policy targets comprise three elements that take into account the necessity of relying on an energy system that is competitive, safe and sustainable. There exists, however, a high level of uncertainty concerning some of the variables affecting these strategic elements. Given our inability to properly predicting most of these variables, or influence them, it is necessary to perform prospective analyses in order to determine the consequences and our response in the event of changes in these variables. The main variables, those which principally affect energy policies, have geostrategic implications, in particular where oil, gas and electricity technologies are concerned. As for oil and gas, there are very important implications for the supply, demand and regional level as regards stock and transport routes, all of which are critical issues for the attainment of a competitive, safe and sustainable energy system. Moreover, unlike each country's electricity generation structure, the industrial control of electricity technologies is an essential geostrategic tool in order to play a key role in future international politics, because of its greater contribution to cleaner and better quality technologies. Indeed, electricity will play a key role not only as in today's electricity consumption but for other purposes as well, such as transport.

*Key words:* prospective, planning, geostrategy, oil, gas, reserves, electric technologies.

*JEL classification:* Q48.

## I. PROSPECTIVA Y PLANIFICACIÓN

La energía es una cuestión muy compleja que requiere una profunda reflexión y un minucioso análisis, a pesar de que es un asunto sobre el que las personas emitimos opiniones habitualmente, y muchas veces anteponiendo el apasionamiento a la reflexión. En este apartado, se presentan algunas características que muestran la dificultad a la hora de definir una política energética por parte de un gobierno. Para gestionar un sector como el energético, que se caracteriza por sus elevadas inversiones y largos períodos de maduración, es conveniente definir una estrategia de futuro a largo plazo que nos permita dar coherencia a las políticas de corto y medio plazo, enmarcándolas en la primera. No obstante, al no ser un sector planificado ni planificable en su totalidad, debemos aventurarnos a realizar alguna predicción sobre la evolución futura de ciertas variables que consideramos importantes. Por lo tanto, debemos construir diversas imágenes del futuro que incluyan tanto los factores exógenos al sistema energético —por ejemplo, los precios de la energía en los mercados internaciona-

les, los acuerdos ambientales a escala internacional y su grado de cumplimiento, los precios de la tonelada de CO<sub>2</sub> o la evolución de la economía mundial— como los factores propios del sistema energético —por ejemplo, la demanda de energía, el potencial de las fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía—, y también las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro y la eficiencia y las energías renovables. Todas estas variables, sobre algunas de las cuales podemos incidir, aunque sobre otras no, condicionarán los escenarios de futuro en los que nos moveremos y deberemos actuar.

Como no podemos modificar para nuestro beneficio la mayoría de variables fundamentales que condicionarán nuestro entorno (precio del barril, precio del CO<sub>2</sub> y evolución tecnológica), debemos hacer un ejercicio de prospectiva. Además, la prospectiva se justifica porque no sólo no podemos modificar para nuestro beneficio las variables mencionadas, sino que su predicción, más allá de algunos meses, se revela como un ejercicio muy complicado. La prospec-

tiva, a diferencia de la planificación, no pretende fijar resultados futuros sobre ciertas variables, sino que pretende analizar cómo evolucionarán los resultados que nos importan en función de la evolución de ciertas variables, la mayoría de ellas exógenas. En primer lugar, debemos determinar qué resultados buscamos. Debemos intentar definir métricas para trasladar al mundo de lo cuantificable conceptos cualitativos como competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad, que son al final los objetivos que nos interesa monitorizar. Para ello, podríamos utilizar métricas como son los costes del sistema energético, la diversificación de orígenes de aprovisionamiento y de tecnologías, el grado de autoabastecimiento y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por tanto, el ejercicio de prospectiva deberá consistir en la definición de unos escenarios futuros con diferentes hipótesis para las variables determinantes (precios del barril altos o bajos, evolución tecnológica rápida o lenta, entorno socioeconómico más ambicioso o menos en los objetivos de energías renovables, etc.), de manera que podamos observar cuál es su efecto en las variables antes definidas y cuáles son las que nos preocupan. De esta forma, las políticas que definamos en el corto plazo serán más coherentes y se enfocarán en función de la evolución que en la realidad tengan las condiciones del entorno citadas. Además, la definición de escenarios con alta y baja probabilidad de ocurrencia permite reflexionar sobre las consecuencias que pueden ocasionar variaciones en variables determinadas, y pensar por tanto en soluciones a impulsar en estos casos. Todo ello permite estar mejor preparados para el futuro.

De hecho, a finales de los años sesenta, el Grupo Shell fue la primera empresa que empezó a aplicar, para el mundo del petróleo, la lógica de escenarios (más tarde llamada «prospectiva») que se había iniciado algunos años antes en el campo académico y militar. En concreto, Pierre Wack y Ted Newland, ambos del departamento de planificación de Shell, fueron los artífices de la implantación de un sistema prospectivo que simulaba escenarios, consecuencias y soluciones con horizontes a treinta años. Evidentemente, un hipotético escenario de futuro con incrementos abruptos en los precios del crudo fue tenido en cuenta. Cuando se produjo la crisis del petróleo en los años setenta del pasado siglo, Shell sufrió, como el resto de las empresas y economías occidentales, pero lo hizo mucho menos que sus competidores, ya que supo reaccionar más rápidamente, y salió fortalecida como empresa una vez superada la crisis. Desde el punto de vista de un país, como España por ejemplo, este tipo de ejercicios deben ser más necesarios todavía, ya que las conse-

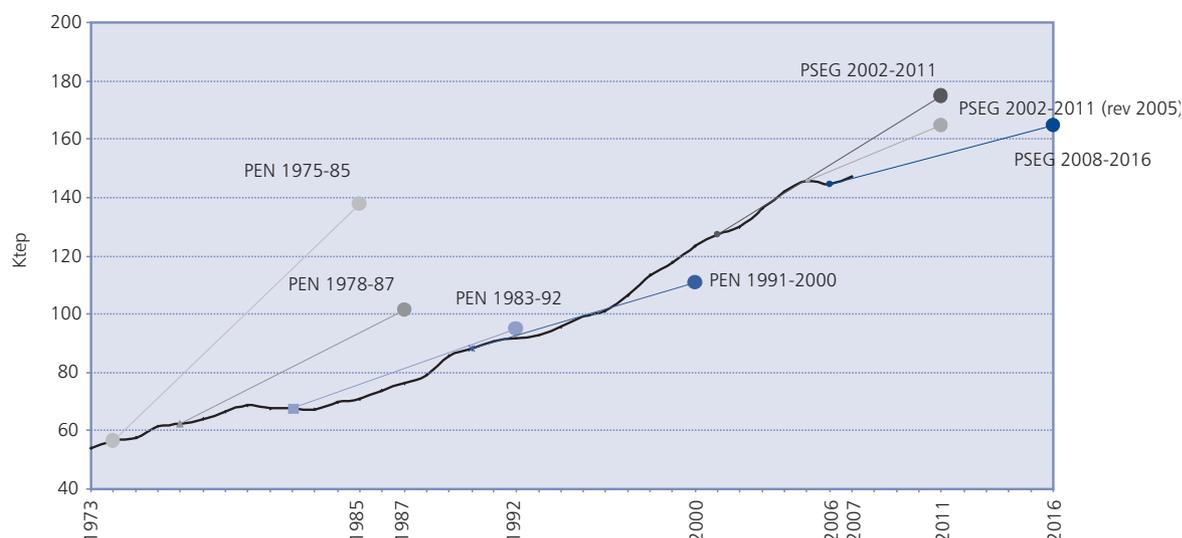
cuencias que puede ocasionar un escenario negativo, en términos de bienestar social, son más graves que en el caso de una empresa, y por tanto es más necesario estar preparados ante tales contingencias y tener una estrategia a largo plazo que nos permita diseñar políticas que minimicen los riesgos futuros. De ahí que, en términos globales, sea tan necesaria la prospectiva, en lugar de la planificación a la que hemos sido tan aficionados en el pasado. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) suele realizar análisis prospectivos, aunque ceñidos a dos o tres escenarios como mucho, lo cual les resta cierta solidez cuando nos alejamos algunos años del momento de elaboración (basta simplemente con comparar las previsiones de los diferentes años que aparecen en la publicación anual *World Energy Outlook*). Por otro lado, se trata también de una solución de compromiso, ya que la AIE busca transmitir mensajes que considera importantes, y el planteamiento de previsiones del futuro basados en múltiples escenarios complicaría la simplicidad y efectividad del mensaje que se busca transmitir.

Como decíamos, la planificación energética global de un sistema (con todos sus elementos: demanda, oferta, evolución tecnológica, precios futuros, etcétera) sirve de poco más que de ejercicio intelectual interesante. Ello es así por lo que acabamos de indicar acerca de la multitud de variables relevantes sobre las que no podemos influir y que tampoco podemos predecir. La obsesión por planificar todos los detalles del sistema energético ha llevado en el pasado a numerosos errores. Sólo por citar algunos cercanos, en el gráfico 1 se muestran las previsiones que hacían los planes energéticos nacionales (PEN) sobre la demanda futura (rectas y puntos) y los consumos reales que se dieron (línea más oscura y gruesa).

Igualmente, a escala internacional, los errores han sido numerosos. En 1972, el club de Roma decía, en la publicación *Los límites del crecimiento*, que el mundo estaba agotando sus recursos, y predecía una catástrofe algunas décadas después. Las predicciones sobre recursos y reservas que apuntaba el informe se revelaron completamente erróneas algunos años después.

Dejando a un lado el hecho de que hay ciertas actividades que sí son planificables, y es deseable además que así sea (me refiero principalmente a las actividades reguladas o con componentes regulados de los sectores energéticos: redes de transporte de gas y electricidad, energías renovables por tecnología, almacenamiento estratégico de hidrocarburos, etcétera), en general, valores como consumo, cober-

GRÁFICO 1  
PREVISIONES DE DEMANDA DE LOS PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES FRENTE A CONSUMOS REALES



tura general del consumo grado de autoabastecimiento son difícilmente planificables, ya que dependen de fuerzas que son externas y nos vienen dadas. Ello no significa que para algunas variables, como el grado de autoabastecimiento, no sea deseable imponer objetivos, los cuales nos indican cuán lejos o cerca estamos de la senda deseada y constituyen una señal para impulsar políticas que ayuden a corregir tendencias.

La dificultad a la hora de elaborar una política energética coherente, además de lo comentado, se incrementa por el hecho de que los óptimos parciales en los tres indicadores que nos preocupan (competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad del sistema energético), no coinciden con el óptimo global, y además su maximización se mueve en sentidos contrarios (el ejemplo más claro y comentado lo constituyen los objetivos parciales de penetración de las energías renovables y el de competitividad del sistema energético). Por tanto, además de realizar una prospectiva que nos ayude a entender cuál es la sensibilidad de ciertas variables bajo diversas hipótesis de escenarios, la dificultad de la política energética radica en el hecho de tener que buscar continuamente soluciones de *trade-off* entre los tres objetivos antes citados, de manera que el óptimo global nos sitúe en una zona satisfactoria en términos de competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad. El ejercicio prospectivo nos ayudará

a buscar este óptimo y a identificar los retos geoestratégicos para mantener el suministro energético en el futuro en unas condiciones de seguridad y coste adecuadas. De ello, se deben desprender las actuaciones de un país en el terreno de la geopolítica.

## II. ASPECTOS DE COYUNTURA ENERGÉTICA Y GEOESTRATEGIA

El modelo energético español se caracteriza por una alta demanda energética, un elevado peso de los recursos fósiles y una dependencia exterior, que varía en torno al 80 por 100 en función del año, muy por encima de la media europea.

Junto a este modelo energético, España ha experimentado un crecimiento económico mucho mayor que el de la media de la Unión Europea —en el periodo 1998-2006, el crecimiento medio del PIB ha sido del 3,8 por 100 en España y del 2,2 por 100 en Unión Europea—, lo que ha supuesto un incremento del nivel de renta per cápita hasta aproximarse a la media europea. Igualmente, el incremento demográfico experimentado en España, motivado por la inmigración, ha sido muy significativo. Todo ello ha provocado que en los últimos años el consumo de energía final haya registrado unos incrementos anuales medios del 3,6 por 100 (periodo 1998-2005), mientras que en la Unión Europea el crecimiento ha

sido inferior al 1 por 100 en ese mismo periodo. Esta diferencia ha subrayado la importancia de dos cuestiones fundamentales: la dependencia de combustibles como el petróleo, con la excesiva concentración de la oferta en algunos países, y la volatilidad del precio del barril, que pone en riesgo la competitividad de muchos sectores de la economía.

Estas cuestiones tienen implicaciones geoestratégicas que es necesario tener en cuenta de cara a reducir o minimizar los riesgos del futuro. En realidad, desde finales de la pasada década, estamos asistiendo a lo que podríamos llamar una revolución energética, la cual, a través de la tecnología, debe permitir en un futuro próximo sustentar nuestras economías en otras fuentes energéticas, reduciendo la fuerte dependencia actual del petróleo o el gas. Esta revolución se inició en la pasada década por las cuestiones asociadas a la problemática del cambio climático. No obstante, ha tenido un impulso definitivo con la escalada alcista de los precios del petróleo a partir, sobre todo, del año 2004. Lo curioso es que ambos retos, cambio climático y dependencia del petróleo, conducen a estrategias parecidas o coincidentes en muchos aspectos, lo cual facilita el consenso y vislumbra una acción más efectiva en el futuro. Por tanto, podríamos resumir diciendo que la revolución energética a la que estamos asistiendo debe dar salida a los retos importantes que se resumen a continuación: en primer lugar, conseguir disminuir la dependencia de unos combustibles determinados, sin poner en riesgo la seguridad de suministro y sin hacer que el coste de la solución sea tan insoportable para las diferentes economías que les impida seguir generando bienestar para un número creciente de ciudadanos; en segundo lugar, esta revolución nos debe permitir evolucionar hacia una economía de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, hasta el nivel de, como máximo, 450-550 ppm Intergovernmental panel on climate change (IPCC). Con este nivel se espera que la temperatura media aumente como máximo entre 2 °C y 3 °C.

Está claro que vamos hacia una economía menos dependiente de los combustibles fósiles. La duda está en saber cómo evolucionarán los precios y las tecnologías, que son las variables que determinarán la velocidad del cambio. En todo caso, como el petróleo y el gas van a estar muy presentes todavía en nuestras matrices energéticas en las próximas décadas, es necesario seguir gestionando esta transición con el objetivo de que nuestras economías sigan disponiendo de energía segura y a un coste competitivo. Por tanto, echemos una mirada a lo que el futuro nos depara en el caso del petróleo.

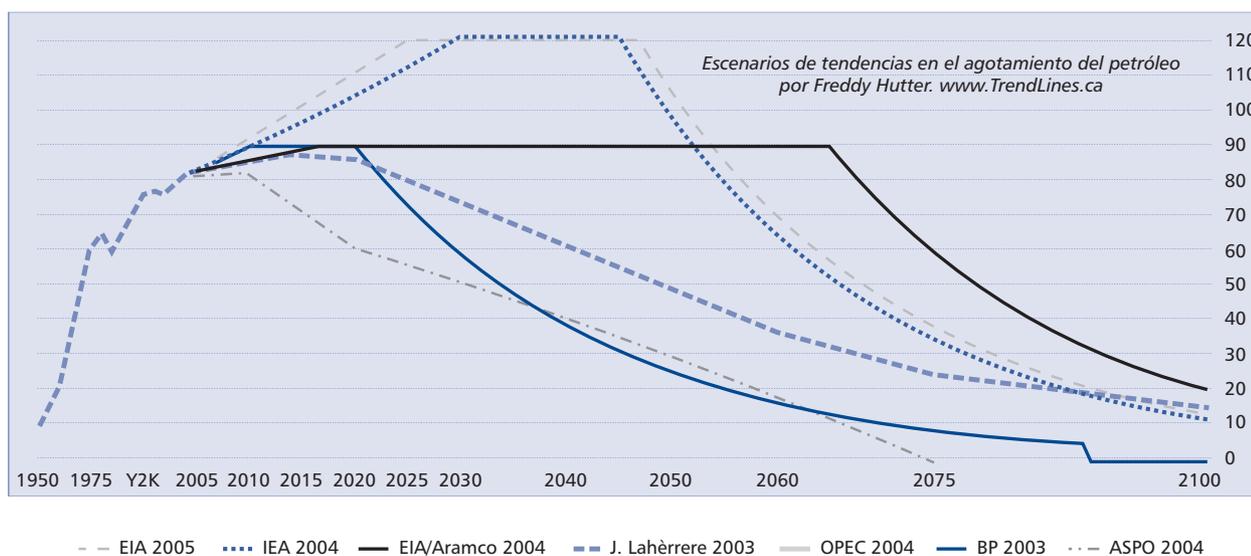
Las teorías predictivas en el caso del crudo se basan en lo que se podrían denominar «ofertistas», o defensores de la teoría del *peak-oil*, y «demandistas», o defensores de un análisis oligopolístico de la oferta del petróleo, con una demanda elástica que, como mínimo a medio y largo plazo, reacciona a los precios. Según los últimos, no hay un problema de oferta, sino que, debido a los precios elevados que provoca una sobreoferta muy pequeña, la demanda se irá contrayendo, de manera que el petróleo pasará con los años a ser un combustible secundario, como le pasó al carbón en el tránsito del siglo XIX al XX. No obstante, lo positivo de la coyuntura en la que estamos metidos es que ambas opiniones son coincidentes, al menos en sus resultados, los cuales prevén un abandono progresivo de los derivados del petróleo. La teoría del *peak-oil*, que fue formulada por primera vez por parte de M.K. Hubbert, un geólogo que en 1958 predijo que el *peak-oil* en Estados Unidos tendría lugar en 1970, cosa que ocurrió. En 1968 hizo lo mismo con el *peak-oil* del mundo, prediciendo que llegaría en el año 2000, algo que no ha ocurrido. Esta teoría se basa en que los campos de petróleo se comportan con una producción creciente que, en un determinado momento, alcanza un pico de producción que, a partir de ese momento, comienza de forma irreversible a declinar. El comportamiento agregado de todos los campos es similar. Esta teoría, sin embargo, no acaba de integrar de forma clara la influencia de las nuevas tecnologías en el comportamiento de los campos.

En todo caso, el error de Hubbert respecto a la predicción del *peak-oil* mundial, podría ser debido a la falta de exactitud en cuanto a las reservas mundiales, a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos. De todas formas, la teoría del *peak-oil*, con sus diferentes hipótesis, ha seguido llamando la atención, y existen predicciones que, en función de la fuente, sitúan el pico más cerca o más lejos. En el gráfico 2 se aprecian estas diferencias en función de quién las realiza. Por ejemplo, en el caso de la AIE, ésta espera que en la década de 2020 se produzca el pico de producción para el petróleo convencional, es decir, no incluye el crudo correspondiente a producciones no convencionales, tales como desarrollos en aguas profundas, los procedentes de arenas bituminosas o territorios de climatología extrema como el Ártico.

## 1. Sobre la oferta y la demanda de petróleo

La producción de petróleo, independientemente de las reservas, es algo que preocupa y puede tener una influencia muy importante en los precios futuros. Es cierto que, ya desde finales de los años se-

GRÁFICO 2  
**ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**



Fuente: International Energy Agency.

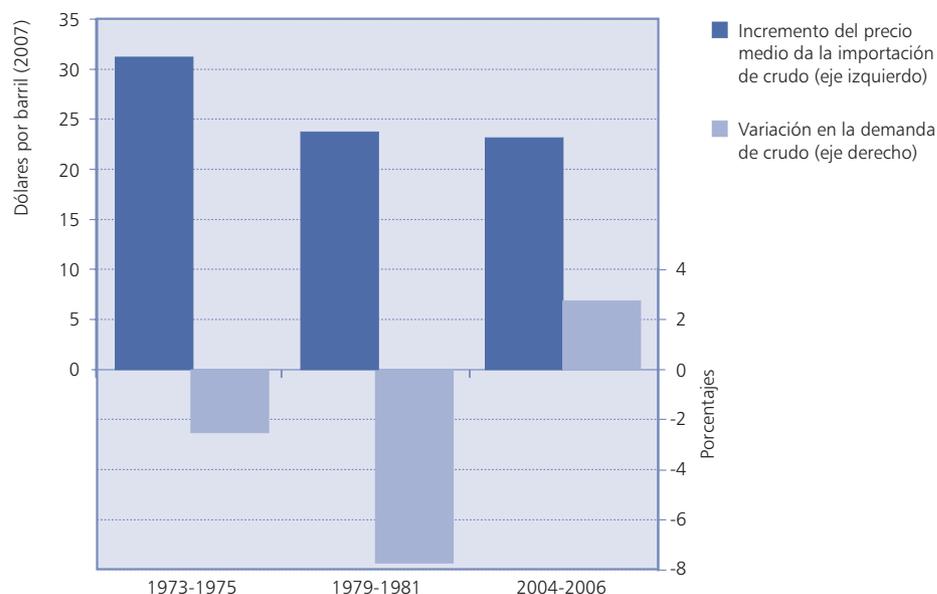
tenta, la producción anual de petróleo supera significativamente los nuevos descubrimientos anuales en términos de capacidad de producción. Si analizamos los veinte mayores yacimientos del mundo en producción, los dos últimos fueron descubiertos en 1985 (Azeri-Chirag-Guneshli, Azerbaijan) y 1982 (Priobskoye, Rusia), y el antepenúltimo ya es de 1977 (Cantarell, México), siendo el resto anteriores a 1970. Además de un yacimiento en China, los citados de Azerbaijan y México y cuatro en Rusia, el resto están en países del Golfo Pérsico. Lo más grave es que no hay ninguno de éstos en fase creciente de producción, todos ellos están en fase *post-peak* (es decir, su producción ha empezado a declinar), o en fase *plateau* (es decir, su producción está estabilizada en lo que podría ser un máximo y, por tanto, empezará a declinar próximamente). Las tasas de descenso natural que calcula la AIE pueden rondar el 9 por 100 anual, aunque, gracias a las inversiones efectuadas, esta tasa se reduce al 6,7 por 100. Con lo cual, para poder atender la demanda creciente de petróleo es necesario, por un lado, invertir en los yacimientos actuales para reducir en lo posible sus tasas de descenso en la producción; por otro, descubrir nuevos yacimientos, y además, seguir explotando reservas descubiertas en el pasado.

Ésta es una industria de costes medios crecientes, a diferencia de la mayoría de la industria. Esto significa que, a menos que hayan cambios tecnológicos importantes, el precio del barril, que debería igualar, en condiciones normales, el coste marginal del yacimiento más caro necesario para cubrir la demanda, seguirá siendo alto. A pesar de que la OPEP va a ir ganando cuota (la tasa de utilización o de producción de los yacimientos en Europa está en el 73 por 100 y en Estados Unidos en el 81 por 100, mientras que en Oriente Medio y Norte de África está en el 32 por 100, con lo que la AIE espera que la cuota de la OPEP pase del 44 por 100 actual al 51 por 100 en el año 2030), y aunque sus yacimientos tienen un coste medio inferior, el precio no descenderá, ya que el coste marginal va a seguir siendo, como mínimo, tan alto como el actual con los niveles de demanda actuales (es evidente que con descensos de la demanda el precio disminuiría, lo cual ya está ocurriendo en el entorno actual macroeconómico de crisis). Tanto si contamos con los yacimientos actuales como si empleamos nuevas tecnologías avanzadas de recuperación, como si producimos petróleo no convencional, los costes serán altos y, por tanto, la era del petróleo barato es probable que haya llegado a su fin.

Según la AIE, el problema del mercado de petróleo en *upstream* (\*) es que los incrementos de inversión que se detectan en las cifras globales publicadas no se corresponden con inversiones en los yacimientos de coste bajo (países OPEP), lo cual sería deseable si tenemos en cuenta las escaladas recientes de precios y la evidencia de que en los países no-OPEP los recursos disminuyen. En cambio, la mayoría de las inversiones realizadas responden principalmente al incremento de costes, y justamente a la disminución del rendimiento en los yacimientos ubicados principalmente en regiones de alto coste, fuera de los países de la OPEP, en donde se han incrementado las actividades dedicadas a la exploración. De hecho, en el período que considera la AIE (2007-2030), se esperan en el sector de la energía unas inversiones cercanas a los 26 billones de dólares, de los cuales el 52 por 100 iría al sector eléctrico y el resto principalmente a exploración y desarrollo en gas y petróleo mayoritariamente en países no-OPEP. De hecho, más de la mitad de este volumen de inversión tiene como destino el mantenimiento del actual nivel de suministro, ya que gran parte de las infraestructuras de suministro en los sectores petróleo, gas y electricidad deberán ser reemplazadas antes de 2030.

Además, es posible que, debido a la crisis económica y a la moderación de la demanda, los precios se mantengan relativamente bajos en los próximos dos años. No obstante, la tónica general seguramente va a estar presidida por la volatilidad y, a partir de 2015, debido a que los países no-OPEP habrán superado todos su *peak-oil* particular y las inversiones actuales no se destinan a la exploración en la cuantía que sería deseable, los costes marginales aumentarán, y por tanto el precio también aumentará (la AIE prevé un precio nominal de 200 dólares en 2030, 120 dólares en términos reales actuales). Desde un punto de vista «demandista» (utilizando los conceptos mencionados anteriormente), se podría pensar que el aumento del precio llevaría a una disminución de la demanda, lo cual haría disminuir a su vez el precio del barril. Esto, que a la larga debe ser cierto, queda muy distorsionado en el corto y medio plazo debido principalmente al hecho de que una gran parte de la demanda de petróleo mundial está subvencionada. De hecho, como se aprecia en el gráfico 3, las crisis de los años setenta llevaron a disminuciones importantes de la demanda; la segunda más que la primera, debido a que la primera preparó y capacitó a las sociedades para la sustitución de combustibles en sectores donde ello era posible

GRÁFICO 3  
DEMANDA GLOBAL Y PRECIO DEL PETRÓLEO EN SUS TRES PRINCIPALES CRISIS



Fuente: International Energy Agency.

(sector eléctrico, algunos procesos productivos), lo cual se produjo en la segunda crisis.

Es decir, la primera crisis hizo más elástica la demanda cuando llegó la segunda a finales de la década. En aquella época, no obstante, los países de la OCDE, que en la mayoría de los casos traspasaron los aumentos de costes a los consumidores, representaban el 64 por 100 de la demanda de petróleo, mientras que en la actualidad sólo representan el 48 por 100. Actualmente, sólo México subvenciona los precios minoristas de los derivados del petróleo en el ámbito de la OCDE. Sin embargo, fuera de la OCDE casi todos los países subvencionan los precios. La consecuencia es que, a pesar de la subida de los precios, la demanda no se ha contraído como en otras ocasiones. Este efecto sin duda ha acompañado al hecho de que muchas economías no tienen la dependencia del petróleo que tenían en los años setenta, debido a la diferente estructura económica de nuestros tiempos. Por otra parte, subvencionar los precios en el presente lo único que hace es retrasar el problema, que aparecerá sin duda, y posiblemente ampliado, al cabo de los años, tal y como le ocurrió a España en los años ochenta.

La actual situación de precios altos ha llevado a que el gasto en petróleo haya pasado del 1 por 100 del PIB mundial en 1998 al 4 por 100 en 2007, mientras que, con la demanda y los precios esperados, esta cifra será del 5 por 100 en las próximas décadas. Estas cifras son sólo comparables a las de principios de los años ochenta. En los países emergentes, la cifra se situará entre el 6 por 100 y el 7 por 100 debido a sus estructuras económicas más rurales o más basadas en una industria menos tecnificada. Como consecuencia, los ingresos de los países de la OPEP por exportaciones de petróleo y gas pasan de los 700.000 millones de dólares de 2006 a 2 billones en 2030, lo cual significa pasar del 1,2 por 100 al 2 por 100 del PIB mundial. Este efecto tiene consecuencias importantes en términos geoestratégicos. Por ejemplo, el gasto en defensa de estados como Arabia Saudí o Emiratos Árabes Unidos presenta una correlación elevada con los ingresos derivados de la exportación de crudo, con lo que podemos concluir que, en algunos casos, se produce una transferencia de renta de los consumidores a las fuerzas armadas de algunos países, los cuales no destacan, por otro lado, por ser ejemplos en el cumplimiento del respeto a los derechos humanos. Además, estas rentas no se destinan a garantizar el suministro a largo plazo, tal y como hemos visto. Al revés, cuando disminuye el precio del barril o se reducen las exportaciones, no suele disminuir el gasto en de-

fensa. Debido a cuestiones como ésta, las fuerzas armadas norteamericanas ya han empezado a estudiar opciones que permitan reducir su dependencia energética, y de esta forma reducir su exposición a la volatilidad del precio e incrementar la seguridad de suministro a largo plazo, a través del cambio a otros combustibles. El más significativo es el objetivo de disponer de toda la flota aérea de la USAF certificada para 2011 para poder utilizar combustibles sintéticos, en concreto el basado en tecnologías tipo *CTL* (*Coal to Liquid*).

## 2. Sobre las reservas y la concentración regional

En términos estratégicos, y en cuanto a las reservas de crudo se refiere, se puede asegurar con certeza que no hay un problema de existencias a nivel global. El problema radica en la capacidad de producción y las inversiones asociadas para su mantenimiento, los precios que el poco margen entre oferta y demanda puedan inducir, así como la localización de estas reservas en zonas inestables geopolíticamente.

Existen entre 1,2 y 1,3 billones de barriles de reservas probadas de petróleo. De los 3,5 billones de barriles de reservas recuperables inicialmente disponibles, ya hemos producido un tercio, mientras que otro tercio se estima que está por descubrir, principalmente en Rusia, Oriente Medio y el Caspio. De hecho, se han doblado desde 1980. Aunque gran parte de este incremento tiene su origen en revisiones efectuadas sobre las reservas de algunos países de la OPEP, los incrementos han continuado más allá de 1990, e incluso el volumen de petróleo descubierto ha aumentado a partir del año 2000, debido a que el precio ha permitido poner en marcha mejoras tecnológicas (recuperación de campos maduros o extracción de arenas bituminosas), así como superar barreras (por ejemplo, producción en aguas profundas) hasta ahora inaccesibles.

Actualmente, la demanda se sitúa en unos 85 mb/d (millones de barriles/día), mientras que en 1980 fue de 64,8, y la AIE espera que llegue a 106 en 2030. Si se realizan los cocientes de reservas por producción, se obtienen los cuarenta años de los que normalmente se habla. Esta cifra aislada tiene poco sentido, ya que simplemente indica las veces que la producción actual está contenida en la integral de la curva agregada de producción desde el momento actual hasta el hipotético consumo o producción del último barril del último yacimiento, y todo ello en términos de reservas probadas. No obstante, si

a este concepto le añadimos el de las reservas probables, obteniendo el concepto de reservas finalmente recuperables, y además le añadimos los petróleos no convencionales, como las arenas bituminosas, petróleos muy pesados, pizarras bituminosas, algunas tecnologías avanzadas de recuperación y combustibles como el GtL y CtL, que son sustitutos de carburantes del petróleo, llegamos a la cifra de 9 billones de barriles. En el gráfico 4 se muestra la curva de oferta a largo plazo que publica la AIE en su *World Energy Outlook 2008*.

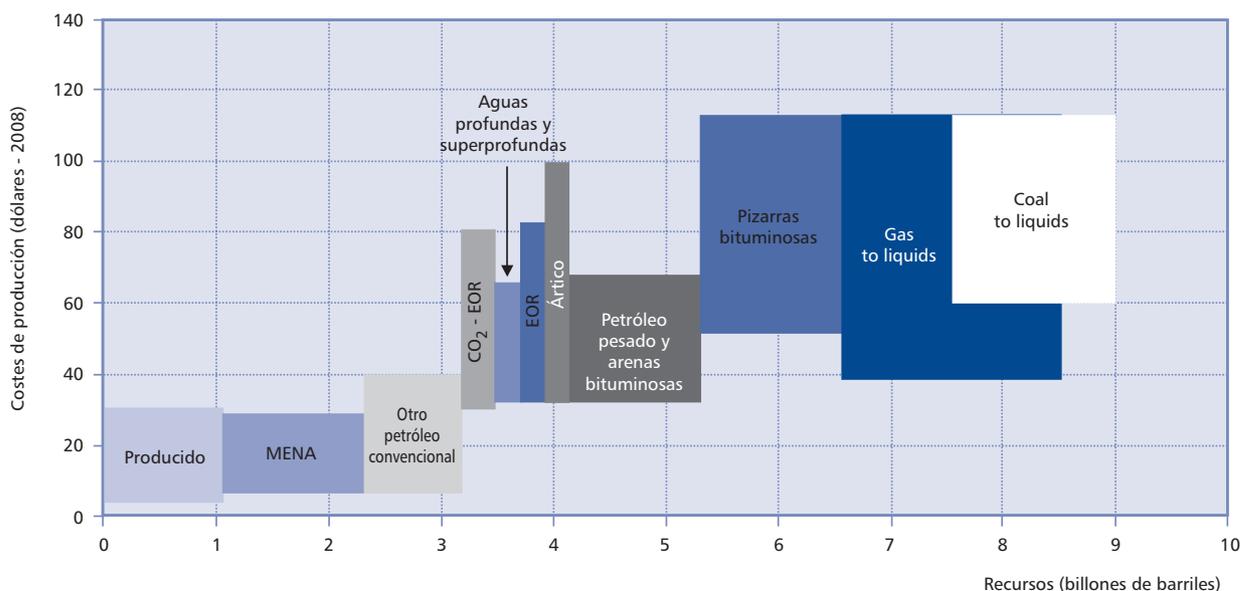
Esta curva incorpora el coste de producción sin *royalties* ni impuestos. Como se observa, hemos producido una cantidad algo superior al billón de barriles a un coste medio de unos 30 dólares/barril a precios de 2008. En términos de petróleo convencional, nos quedan algo más de 2 billones de barriles en Oriente Medio y Norte de Africa (MENA, por en sus siglas en inglés), y otro petróleo convencional (crudo convencional más licuados del gas natural) a un coste algo superior, que llega a 40 dólares/b. A partir de ahí, todos los crudos o tecnologías que permiten ampliar el rango de reservas implican un coste significativamente superior.

Las tecnologías de *enhanced oil recovery* (EOR) son tecnologías de recuperación secundaria o terciaria que

permiten recuperar más crudo de los yacimientos de lo que se viene haciendo con las tecnologías actuales (un 35 por 100 de media). El EOR utilizando el CO<sub>2</sub> de fluido para incrementar la presión es la más prometedora de estas tecnologías. De hecho, ya está funcionando, pero todavía sin llegar a los objetivos de rendimiento que se persiguen. Existen no obstante otras, como el ERC y MRC (*extrem reservoir contact* y *maximum reservoir contact*, respectivamente), que consisten en monitorizar el comportamiento del yacimiento, y que junto con el EOR se espera que puedan conseguir aumentar el rendimiento medio hasta el 50 por 100. De hecho, la cifra de reservas probadas es enormemente sensible a la mejora en el rendimiento. La mejora en un punto porcentual en el rendimiento supone un 6 por 100 adicional de reservas probadas, o, lo que es lo mismo, 80.000 millones de barriles más, o el equivalente a más de dos años de consumo mundial. De entre el resto de crudos no convencionales existen grandes cantidades de pizarras bituminosas, aunque su extracción con fines comerciales todavía es ciencia ficción, y no se espera que puedan estar disponibles antes de 2030. De estos 6,5 billones de barriles se puede pasar a 9 billones si añadimos los combustibles sintéticos comentados anteriormente.

En estos momentos (datos del año 2007), en la oferta de crudo ya se incluye un 2 por 100 de pe-

GRÁFICO 4  
CURVA DE COSTES DEL SUMINISTRO DE PETRÓLEO A LARGO PLAZO



Fuente: International Energy Agency.

tróleos no convencionales, así como un 13 por 100 de licuados del gas natural y crudo obtenido con técnicas de EOR-CO<sub>2</sub>. La AIE, de hecho, espera que en 2030 estos porcentajes hayan pasado respectivamente al 8,5 por 100 y al 25 por 100. De hecho, desde ahora hasta 2030 se espera que sólo se añadan unos 5 mb/d de crudo convencional a la oferta total de petróleo. Estas cuestiones, al igual que las inversiones necesarias para mantener el rendimiento de yacimientos actuales o reducir su tasa de descenso en la producción, son variables que afectarán al precio en el futuro de manera significativa. Por ejemplo, la AIE calcula que una variación de un punto porcentual arriba o abajo en la tasa de descenso de la producción respecto al escenario de referencia afectaría en unos 20 dólares/barril.

De hecho, todos estos datos que acabamos de comentar indican que no hay problema de reservas en términos teóricos, pero señalan claramente que el futuro nos sitúa en un escenario de precios elevados. Los costes escogidos en la curva de oferta a largo plazo, son datos sin impuestos ni *royalties*, pero tampoco incorporan los costes del CO<sub>2</sub>, con lo cual, si añadimos estas variables, nos situamos en escenarios con precios significativamente elevados. Y es aquí donde confluyen en términos de conclusiones (que es, de hecho, lo que nos interesa) las dos teorías que antes comentábamos, el *peak-oil* y las teorías «demandistas». En efecto, se cumplen las segundas, ya que el precio llegará ser tan elevado que ello dinamizará la sustitución por tecnologías alternativas, con lo que se suavizará la demanda, pero la progresiva introducción de tecnologías alternativas situará al petróleo como un combustible secundario. El *peak-oil*, por otro lado, se cumplirá sin duda teniendo en cuenta aquellos petróleos con un precio competitivo, es decir, considerando los petróleos comercialmente viables. La consecuencia será un entorno de precios elevados y una gradual sustitución del petróleo por otros combustibles. La cuestión es saber cuándo ocurrirá todo esto. Aunque que ocurra antes o después va depender básicamente del precio, el volumen de inversión y otras variables como la fiscalidad y la regulación alrededor del CO<sub>2</sub>, si bien parece que no va a ocurrir pronto y, por tanto, vamos a tener que vivir un tiempo en un entorno de precios elevados, lo cual tiene implicaciones importantes en términos estratégicos.

Aunque las fuentes más conservadoras no preveen que tenga lugar el *peak-oil* mundial antes de 2030, reconocen que el incremento de producción de petróleo convencional va a ser modesto, ya que

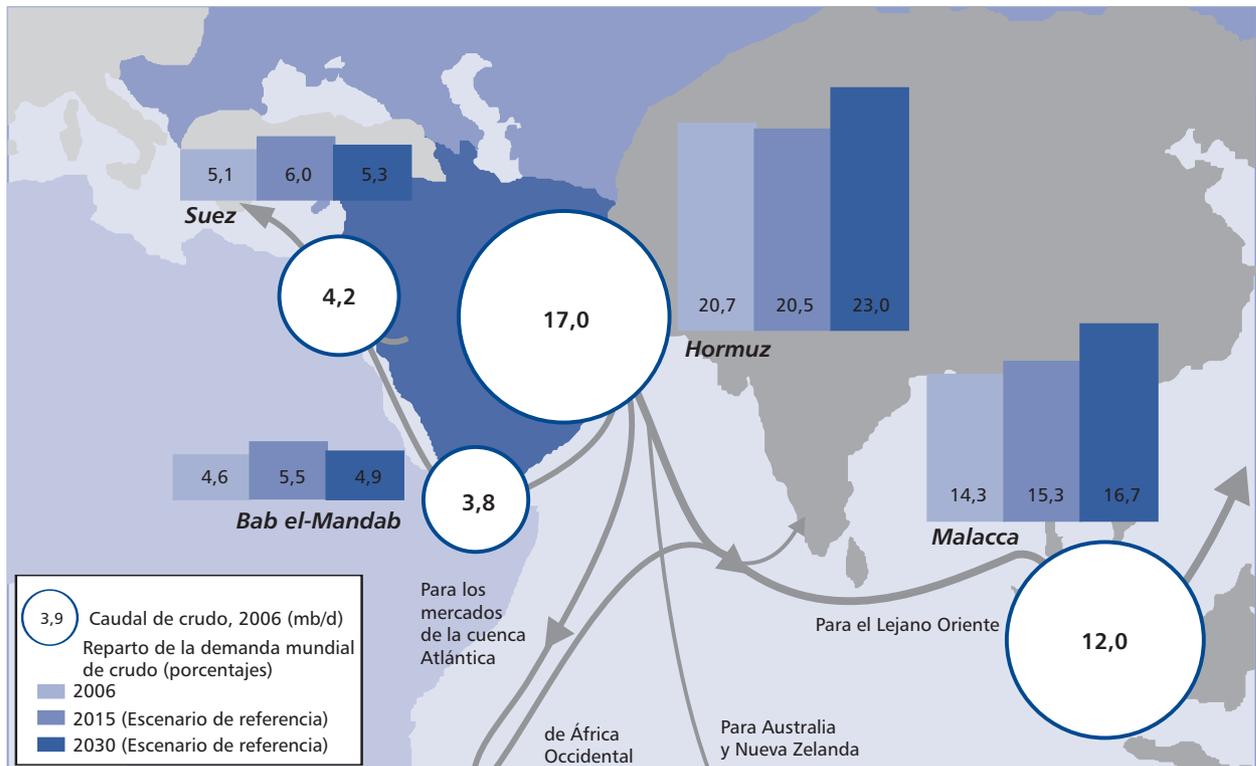
la mayor parte de la capacidad adicional de nuevos bloques se compensa con la disminución de los actuales (La AIE considera que, en el incremento de 84 mb/d a 106 mb/día de 2007 a 2030, el petróleo convencional sólo aportará de forma neta 5 mb/d, el resto vendrá de tecnologías y recursos no convencionales). Los países de la OPEP van a ir aumentando su peso en la producción petrolífera mundial, mientras que la producción en los países no-OPEP empezará a declinar a partir de la mitad de la próxima década. Además, y teniendo en cuenta el ritmo de inversiones existente en la actualidad, parece que a partir de 2010 la diferencia entre la capacidad incremental que se está poniendo en marcha y la que sería necesaria se hace más grande.

La otra cuestión relevante en términos estratégicos es, sin duda, el reparto regional de las reservas y el transporte inter-regional. Como se muestra en el gráfico 5, en estos momentos más del 20 por 100 de la demanda mundial circula por el estrecho de Ormuz, y no se espera que este porcentaje disminuya, lo cual significa un riesgo importante en caso de conflictos en la zona.

### 3. Sobre el gas natural

La problemática del gas natural en términos geoestratégicos es muy parecida a la del petróleo: precios elevados y riesgo de desabastecimiento. Desde el punto de vista de la demanda, el gas natural presenta una problemática adicional: el hecho de que va a continuar con un crecimiento significativo en los próximos años. Su penetración en el sector eléctrico, principalmente desde principios de este siglo como consecuencia de desarrollos tecnológicos en las turbinas de gas en la década anterior, lo cual ofrece mayores rendimientos con las centrales de ciclo combinado que con las centrales térmicas clásicas, y sus menores emisiones, lo han convertido en un combustible básico para cualquier sistema eléctrico. Por ejemplo, en el caso de España, hace ya casi una década que sólo se crece (en capacidad instalada eléctrica) con renovables y gas natural. Los países emergentes, y sobre todo los exportadores de petróleo, los cuales han experimentado y experimentarán crecimientos económicos importantes, basarán gran parte de su nueva potencia instalada eléctrica también en el gas natural. Por tanto, este crecimiento de la demanda presionará la oferta, de manera que se producirán sin duda, como ya ha ocurrido en estos años, episodios de precios elevados.

GRÁFICO 5  
FLUJO DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO DESDE ORIENTE MEDIO



Fuente: International Energy Agency.

La evolución de la producción de gas natural que se espera en el futuro determina un efecto concentración en el Oriente Próximo, ya que el 46 por 100 del incremento de la producción hasta 2030, según la AIE, provendrá de esta región (el 60 por 100 de esa cantidad se consumirá localmente en centrales eléctricas), mientras que el resto lo hará principalmente de Rusia y África. Por tanto, si no se llegaran a completar las inversiones previstas para poner en el mercado este gas adicional, la producción eléctrica esperada se haría con carbón, incrementando aún más las emisiones de CO<sub>2</sub> durante el período.

En cuanto a reservas, con el gas natural la situación es similar a la del petróleo, y aunque las reservas actuales están mejor distribuidas, las convencionales previstas para el futuro se concentran enormemente (Rusia, Irán, Qatar). Las reservas probadas son del orden de 180 tcm, pero tres países (Rusia, Irán y Qatar) disponen del 56 por 100 de ellas. De igual forma que en petróleo (en gas las reservas

recuperables se sitúan en los 400 tcm y, si añadimos las no convencionales, esta cifra aumenta a los 900 tcm), el problema no radica en el volumen de reservas, sino en la tasa de producción actual y en la que se espera en el futuro. Es decir, ¿a qué velocidad van a ser explotadas estas reservas? Existen sin duda cuellos de botella en la cadena de suministro (ingenierías, financiación, personal cualificado, problemas regulatorios, etc...) para poner en producción la capacidad de GNL existente. Al igual que en el caso del petróleo, el tamaño de los yacimientos descubiertos se ha ido reduciendo desde hace años, pero, al contrario del petróleo, los descubrimientos anuales todavía exceden la producción anual, con lo que el stock de reservas se incrementa. De hecho, se estima que sólo llevamos consumido el 13 por 100 de las reservas inicialmente disponibles de gas convencional.

En los próximos años viviremos la integración gradual de los tres regiones principales en que se divi-

de el mercado del gas natural: Sudeste Asiático, Europa, América. En esta integración, que ya empezó hace años, el GNL va a jugar un papel fundamental, como es lógico. Los 201 bcm de GNL comercializado en 2006, que representan el 7 por 100 de la demanda mundial y el 52 por 100 del comercio interregional, se convertirán en 340 bcm en 2015 y 680 bcm en 2030, llegando en ese año a representar el 69 por 100 del comercio.

Ante un análisis de la capacidad programada en proyectos de plantas de licuefacción y la demanda que se prevé, destaca el reducido margen con el que se cuenta. Esto significa que cualquier desviación a la baja en cuanto a las previsiones de capacidad de licuefacción, lo cual es bastante probable (hay proyectos que llevan años planificados sin avances importantes), puede introducir presiones importantes en los precios y riesgo para el abastecimiento futuro. Éste es el primer reto importante que países como España deben afrontar. España dispone de infraestructuras excelentes para aprovechar las ventajas del GNL a través de sus seis (+1 planificada) plantas de regasificación. No obstante, presenta un déficit muy importante de almacenamientos geológicos, lo cual le impide disponer de un mayor colchón que garantice el suministro y aprovechar la acusada estacionalidad en el precio que este mercado presenta para conseguir que las rentas de estas diferencias en el precio, en términos de excedente económico, se queden en el país. El hecho de que el sector eléctrico vaya a necesitar un sistema gasista muy flexible para compensar y gestionar adecuadamente la gran cantidad de potencia no gestionable del sistema aumenta la necesidad de afrontar este reto. La cadena de suministro del GNL es compleja, y existen cuellos de botella que reducen su ritmo de expansión. Es por ello por lo que se debe prestar atención a los riesgos que esto puede comportar en los países importadores, sobre todo desde que el gas natural no sólo es básico para algunos procesos productivos y para los hogares, sino también para la producción de electricidad.

Si prestamos atención al gráfico 6, en donde se muestra el comercio interregional presente y futuro, observamos el segundo reto importante desde el punto de vista europeo y español. España puede ser una zona de paso clave para el gas africano y para una parte importante del que pasa por el canal de Suez.

La construcción del gasoducto transahariano (Nigeria-Argelia), si es que llega a realizarse, supon-

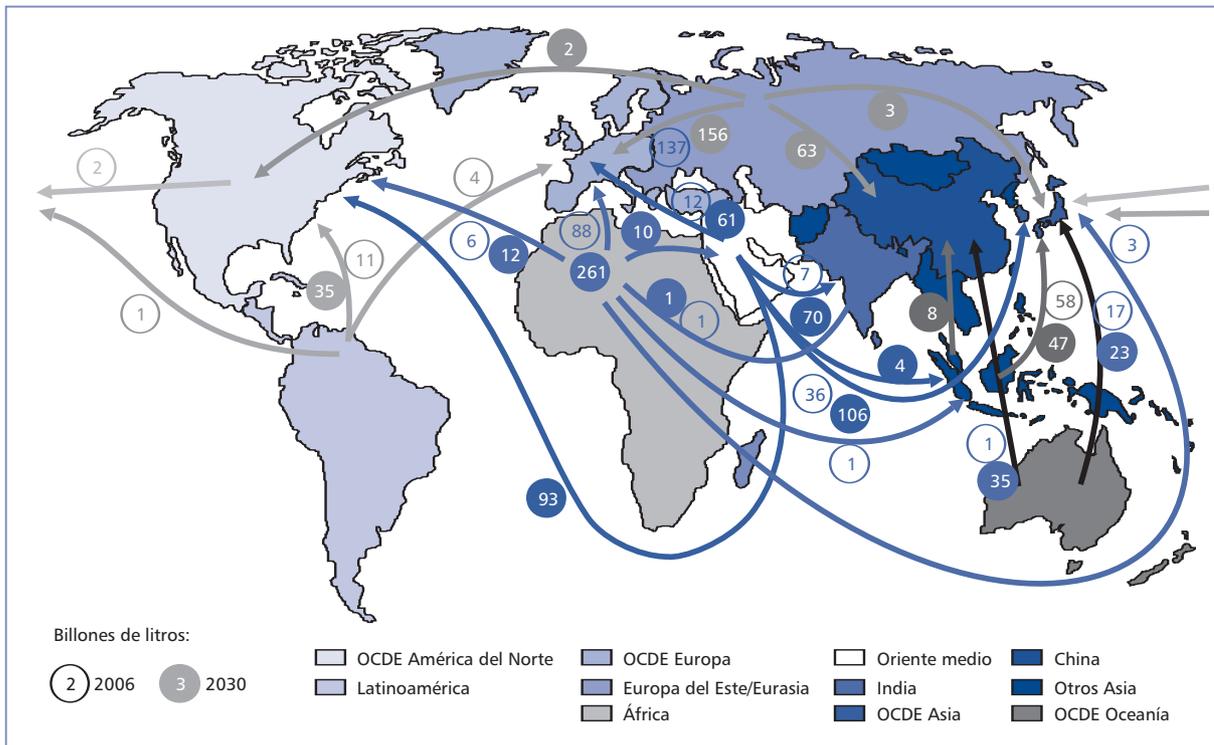
drá una cantidad de gas enorme con destino a Europa. Las opciones que este gas tendrá en su tránsito a Europa son dos, España o Italia. La primera convertiría a España en un país de paso y clave para clientes (Europa) y proveedores (Argelia, Nigeria), mientras que la segunda opción nos relegaría al extremo que hemos ocupado en tantas cosas importantes durante tantos años. No obstante, la situación privilegiada de España en capacidad de regasificación, lo cual le permite diversificar las fuentes como ningún otro país en Europa, y la posibilidad comentada antes deben contar con una condición necesaria, como son unas adecuadas interconexiones con Francia y, lo que es más complicado pero igualmente necesario, con el refuerzo de algunos ejes de la red de transporte de gas dentro mismo del país vecino, que hoy no permiten vehicular grandes cantidades de gas de tránsito desde España hasta el resto de Europa o viceversa. Esta cuestión debería constituir un eje importantísimo de la política exterior española.

El proceso de reducción de la dependencia de petróleo y gas va a llevar años, en función de lo rápidos que sean los avances tecnológicos, que también estarán influidos por los precios del barril. Por tanto, durante las próximas décadas, tendremos que seguir dependiendo de ellos de manera importante. Por tanto, la garantía de suministro es una cuestión estratégica, y esto requiere que se inviertan las cantidades adecuadas en los lugares adecuados. A pesar de que, en términos globales, la inversión en *upstream* de gas y petróleo se situó en 2007 alrededor de los 390.000 millones de dólares, y ésta es una cantidad superior a la que la AIE estima como necesaria (350.000 M dólares/año), la mayoría se ha invertido en los países no-OPEP, y gran parte de estas cantidades han servido para acometer los mayores costes de estos años (entre 2000 y 2007, los costes se han incrementado en un 90 por 100 de media) y para compensar o reducir las tasas de descenso en los rendimientos de los yacimientos. Una prueba de ello es que en el período 2000-2007, el 31 por 100 de las inversiones han sido acometidas por las compañías internacionales y privadas (29 por 100 de las cinco *super-majors*).

#### 4. Sobre las tecnologías eléctricas

Las tecnologías eléctricas constituyen la tercera cuestión geoestratégica a considerar. Ello es así porque el sector eléctrico, debido a sus propias características de no almacenamiento a gran escala y de nivel de calidad superior como vector energético, ha generado tradicionalmente una mayor diversidad

GRÁFICO 6  
**FLUJO DEL COMERCIO INTER-REGIONAL NETO DE GAS NATURAL 2006-2030 (millones m<sup>3</sup>/año)**



Fuente: International Energy Agency.

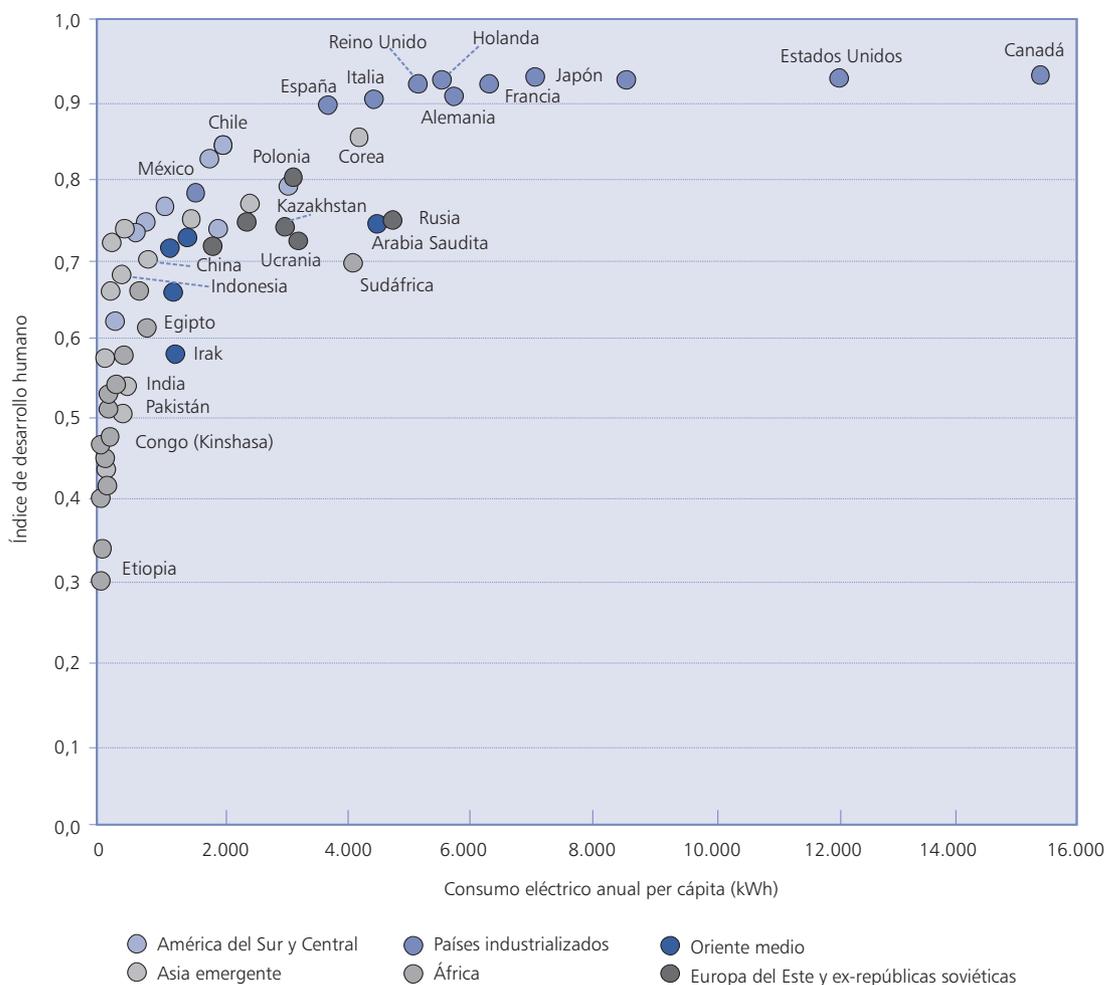
tecnológica. Esta característica sigue siendo válida en la actualidad cuando hablamos de energías renovables, y es muy probable que, en el futuro, la solución al petróleo y posteriormente también al gas llegue de la mano de las tecnologías eléctricas.

Para un país, el dominio de algunas tecnologías y la capacidad industrial para ponerlas en práctica significará, además de una ventaja competitiva para su economía, una capacidad de influencia en términos geoestratégicos. Existe una correlación elevada entre el índice de desarrollo humano y el consumo de electricidad (gráfico 7). La electricidad es un vector energético de elevada calidad y, por tanto, cuanto más desarrolladas las sociedades mayor es el peso de la electricidad en su matriz de energía final. Continentes como África o América Latina incrementarán sustancialmente sus consumos absolutos y relativos de electricidad en las próximas décadas.

Muchos análisis económicos que explican el atraso español respecto a Europa en términos industria-

les, durante el siglo XIX y parte del XX, lo achacan entre otras cosas a los precios superiores de la energía que se dieron en España en relación con los que se dieron en el resto de Europa. Este problema empezó a solucionarse con las grandes inversiones en capacidad hidráulica a partir de la segunda mitad del siglo XX. Ésta es una lección de la que se debe aprender para el futuro. Los precios del petróleo y del CO<sub>2</sub> van a ir en aumento y, por tanto, algunas tecnologías alternativas van a ser cada vez más competitivas. Es cierto que en el entorno de globalización tecnológica en el que vivimos alguien podría argumentar que no es tan importante disponer de la tecnología, ya que se puede adquirir. La cuestión es que las tecnologías eléctricas son una oportunidad irrenunciable para generar actividades industriales de alto valor añadido en una actividad que necesariamente debe emprenderse, ya que es necesario ir ampliando la generación eléctrica del país. Es decir, ya que debe hacerse para cubrir la demanda interna y los ciudadanos lo van a tener que pagar, debería aprovecharse la oportunidad de generar

**GRÁFICO 7**  
**RELACIÓN ENTRE EL ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN 60 PAÍSES EN 1997**



Fuente: Nuclear Energy Outlook 2008.

capacidades industriales. De hecho, en España, la energía eólica ya constituye un ejemplo de éxito en esta línea.

Todas las tecnologías responden a una curva de aprendizaje de derivada negativa respecto a la producción de unidades. Esto es así por diversos motivos; a medida que los procesos se aprenden y se automatizan, se cometen menos errores, se producen más unidades y, por tanto, los costes fijos medios disminuyen, etc... Los sistemas de incentivos persiguen acelerar o catalizar un proceso que ocurriría igualmente, de forma natural, con el tiempo, pero que llevaría muchos más años. El sistema de incentivos a la

producción de energías renovables y la cogeneración en España responde a un esquema tipo *feed-in tariff*. Ahora bien, mientras existen estos incentivos que buscan adelantar la competitividad económica de algunas tecnologías, los ciudadanos soportan un coste superior respecto a ciudadanos de otros países que no han decidido avanzar por esa vía. Por tanto, debe haber algún retorno para la sociedad, y, en mi opinión, ese retorno puede ser la creación de actividades industriales de alto valor añadido como las tecnologías alternativas en general, y las renovables en particular. En definitiva, la promoción de las energías alternativas a través de una sobre-retribución debe ir acompañada de la creación de capacidades in-

dustriales en el país. Si no fuera así, la mejor estrategia sería esperar a que otros países realizaran el esfuerzo y adquirir las tecnologías en un estadio más avanzado de madurez tecnológica.

Una vez desarrolladas las tecnologías, estas capacidades otorgan al país que las posee, sin ninguna duda, una capacidad geoestratégica y de influencia. Esta capacidad puede encaminarse además a fortalecer las relaciones e intereses mutuos entre países exportadores e importadores de crudo y/o gas. Además, convertirse en necesario por ser poseedor de una capacidad industrial más avanzada permite asegurar con algunos países la reciprocidad en términos de garantía de suministro. Un ejemplo interesante para España sería el de nuestra relación con la ribera Sur del Mediterráneo. No hay mejor forma para garantizar el suministro de crudo y gas que importamos de esta región que establecer alianzas que permitan inversiones tecnológicas en estos países y, por tanto, profundicen la convicción de que ambas partes se necesitan.

Cuando hablamos en términos geoestratégicos, es necesario separar claramente producción eléctrica de tecnologías eléctricas. Es decir, no se está hablando, por ejemplo, de cómo se va a cubrir la demanda en España en el futuro, sino de qué capacidades industriales debemos dotarnos, o qué capacidades van a ser estratégicas en las próximas décadas para afrontar el problema energético. Las soluciones a la problemática energética no son monotecnológicas, y por tanto va a ser necesario contar con varias tecnologías. Las más importantes van a ser las renovables, la nuclear y las tecnologías limpias del carbón. En los últimos párrafos se entenderá por qué las tecnologías del carbón son tan importantes. Como el problema del cambio climático es un problema global, y no local, debemos analizar la estructura energética actual y futura de tres países que juntos emiten el 50 por 100 de las emisiones de CO<sub>2</sub> del mundo: China, India y Estados Unidos. Ninguno de los tres, además, va a renunciar al carbón, ya que, además de disponer de amplias reservas, en el caso de China e India hay muchos trabajadores en la minería del carbón, con lo cual la reducción de la producción se convertiría en un problema social y político. De hecho, hay países europeos que ya lo han entendido así y están invirtiendo en China en proyectos de este tipo. En el caso de España, además de la ya comentada estrategia de apuesta industrial por las energías renovables, sería conveniente no perder las capacidades adquiridas en las últimas décadas en el campo de la energía nuclear. El esfuerzo que hizo el país en los años sesenta, setenta y

ochenta para generar capacidades técnicas e industriales en este campo se ha deteriorado sin duda, pero gran parte de él mismo goza todavía de buena salud. Sería una lástima que no se aprovecharan unas capacidades de elevadísimo valor añadido como son las nucleares.

Por último, para entender qué tecnologías van a jugar un papel determinante en el futuro es necesario tener en cuenta algunas cuestiones como las relativas a la problemática del cambio climático. En cuanto a la afectación sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, las proyecciones de la AIE en el horizonte 2030 son preocupantes. Según la AIE, la demanda mundial de energía aumentará un 1,6 por 100 anual hasta 2030, es decir, un 45 por 100 de incremento acumulado. Durante este período, el petróleo sigue siendo el principal combustible (aunque su peso disminuye desde el 34 por 100 hasta el 30 por 100), mientras que, en general, los combustibles fósiles seguirán representando el 80 por 100 de la demanda primaria mundial. La mala noticia es que el carbón pasa del 26 por 100 al 29 por 100, mientras que el gas natural llega al 22 por 100. El 85 por 100 del aumento en la demanda de carbón tiene lugar en India y China para la producción de electricidad. El consumo urbano pasa de representar 2/3 del consumo mundial a 3/4, lo cual implica una ganancia de eficiencia debido a la estructura más compacta del consumo, pero por tanto, *ceteris paribus*, un aumento del mismo en términos absolutos. Por regiones, los países que no pertenecen a la OCDE, cuyo consumo superó al de la OCDE en 2005, pasará del 51 por 100 en 2006 al 62 por 100 en 2030. China e India contribuirán a la mitad del incremento del consumo de energía.

En 2030, el mundo habrá doblado (en el escenario de referencia de la AIE) las emisiones de CO<sub>2</sub> desde las 20Gt a las 40,5 Gt. En este aumento, el carbón contribuirá con unas emisiones que pasarán de 8,3 Gt a 18,6 Gt, es decir, desde un 42 por 100 a un 46 por 100. China habrá pasado de emitir un 10,7 por 100 de las emisiones del mundo en 1990 a un 29 por 100 en 2030. Los Estados Unidos habrán pasado del 23,1 por 100 al 14,3 por 100, la India del 2,8 por 100 al 8,1 por 100 y la UE del 20 por 100 al 9,2 por 100. Además, el carbón será el responsable del 77 por 100 del aumento de emisiones en China, del 67 por 100 en la India y del 54 por 100 en los Estados Unidos. Europa está haciendo unos esfuerzos enormes para reducir sus emisiones. Se espera que en 2030 éstas incluso disminuyan por debajo de las de 1990; no obstante, en el mismo período, y en un escenario tendencial o de *business*

as usual, China habrá aumentado en 32 veces las emisiones que Europa reducirá. El hecho de que China no pueda abandonar totalmente el carbón por motivos de soberanía energética y por motivos sociales, hace que tengamos que incorporar las tecnologías del futuro: las de carbón con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>. Por tanto, esta tecnología, como ya indica la AIE, debe entrar en los planes de fomento tecnológico y en los esfuerzos para conseguir su sostenibilidad económica, al igual que en el caso de las energías renovables. Por constituir una de las tecnologías eléctricas de futuro y por tratarse de una tecnología crítica para China e India, los avances tecnológicos hacia el carbón limpio, serán en términos estratégicos tan importantes como las energías renovables y la energía nuclear.

En el futuro, la sustitución significativa de los carburantes de automoción actuales sólo se podrá hacer a partir de la electricidad (o bien a través de la producción de hidrógeno, o bien directamente). Los biocarburos tendrán un papel a escala mundial, pero será necesaria la introducción de tecnologías eléctricas en el sector del transporte si se quiere reducir significativamente la presencia de los derivados del petróleo. Incluso contando con el desarrollo y la viabilidad comercial de los biocarburos de segunda (biomasa residual y cultivos no alimentarios) y tercera generación (algas), la electricidad debería jugar un papel, ya que la sustitución en cantidades significativas de los derivados actuales del petróleo implicaría cantidades enormes de biomasa. Además, en la mayoría de sistemas eléctricos existe una capacidad instalada que está ociosa en una parte importante del tiempo. Este cambio, que, de producirse, constituirá una auténtica evolución, redundará en el carácter estratégico de las tecnologías eléctricas que predominen en el futuro.

### III. CONCLUSIONES

Debido a diversas causas, estamos asistiendo desde principios de siglo a lo que podríamos denominar una revolución energética. Este cambio implicará en el futuro la sustitución gradual de los combustibles actuales por otros sin las implicaciones negativas del petróleo y el gas. Algunas de estas implicaciones son la exposición a precios muy volátiles, el riesgo de desa-

bastecimiento futuro y las emisiones de CO<sub>2</sub>. De cara a prever las actuaciones que debemos impulsar en el futuro ante cambios en las variables importantes, es necesario hacer ejercicios prospectivos por parte de los países. Estos ejercicios nos ayudarán a estar mejor preparados para el futuro, y a identificar aquellos aspectos que tienen una importancia geoestratégica, y cuya gestión debe formar, por tanto, parte de la actividad geopolítica del país. Estos aspectos geoestratégicos se pueden resumir en tres: petróleo, gas y tecnologías eléctricas. Disponer de una estrategia en los tres, además de servir para mejorar la competitividad de nuestra economía, puede dotar de capacidad de influencia a la política exterior. Además, dotarse de capacidades industriales de tecnologías eléctricas de futuro puede ayudar a fortalecer la garantía de suministro de petróleo y gas a través de la necesidad mutua, y el consiguiente estrechamiento de lazos con los países productores de petróleo y gas. No obstante, no debe perderse de vista que este statu quo responde sólo a las necesidades de este período transitorio en el que vivimos, que, aunque será largo, nos debe conducir irremediablemente hacia una economía mucho menos dependiente de petróleo y, a más largo plazo, del gas.

#### NOTAS

(\*) *Upstream*, en la industria petrolera, se refiere a las actividades realizadas «aguas arriba» en la cadena de valor. Normalmente, se trata de las actividades de investigación o exploración, perforación o producción.

#### BIBLIOGRAFÍA

- ADELMAN, M.A. (1993), *The economics of petroleum supply*, The MIT press.
- DEFREYES, K. (2008), *Beyond Oil*, Hill and Wang.
- FIGUEROA, Emilio (2007), *El comportamiento económico del mercado del petróleo*, Díaz de Santos.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007), *Natural gas market review 2007*.
- (2007), *World Energy Outlook 2007*.
- (2008), *World Energy Outlook 2008*.
- LYLE JR., W.D., y L. SCOTT ALLEN (2009), *A very unpleasant truth...Peak oil production and its global consequences*.
- MIRAS, Pedro (2005), «La era del petróleo. ¿Aún quedan 40 años?», *Revista de Ingeniería Química*, n.º 430.
- NUCLEAR ENERGY AGENCY (2008), *Nuclear Energy Outlook 2008*.
- Petroleum Economist* (1998-2009), Varios números.