

EL SUMINISTRO MUNDIAL DE PETRÓLEO Y GAS RIESGOS E INCERTIDUMBRES

MARIANO MARZO

Universidad de Barcelona

En las próximas dos décadas, el mundo se enfrenta al desafío de un crecimiento económico y demográfico que requerirá de un aumento del consumo energético, muy especialmente de los combustibles fósiles. Ante este panorama, este trabajo se plantea analizar los riesgos asociados a un modelo energético claramente insostenible, poniendo especial énfasis

en aquellos riesgos asociados a la seguridad de suministro de petróleo y gas. En su «World Energy Outlook 2011» (WEO 2011), la Agencia Internacional de la Energía (1) (AIE) presenta tres escenarios sobre la evolución futura de la demanda global de energía primaria.

El primero, denominado de «Políticas Actuales» (*Current Policies*), proyecta a donde nos conduce la rutina actual, previendo un aumento de la demanda de energía global para el periodo 2009-2035 de 6.170 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), lo que supone un incremento total cercano al 51% y un ritmo de crecimiento medio anual del 1,6%.

En el segundo escenario, llamado de «Nuevas Políticas» (*New Policies*) y considerado por la AIE como su escenario de referencia, se asume que todos los compromisos y planes anunciados por los gobiernos en lo relativo a la reducción de gases de efecto invernadero y a la eliminación de subsidios a los combustibles fósiles acabarán cumpliéndose. Como resultado, la demanda mundial de energía entre 2009 y 2035 aumentaría en 4.829 Mtep, lo que equivale a cerca del 40% y un ritmo anual medio de crecimiento del 1,3%

El tercer escenario es el más optimista. Se denomina «450» porque presupone que los gobiernos adoptarán un abanico de drásticas medidas para limitar a 450 partes por millón equivalentes de CO₂ la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, lo que posibilitaría, con un 50% de probabilidad, que la temperatura media del planeta no aumentara en más de 2°C. En este escenario, la demanda global de energía durante el periodo 2009-2035 crecería en 2.738 Mtep, es decir en casi un 23%, lo que supone un promedio anual del 0,8%.

Los tres escenarios comentados asumen las mismas hipótesis de partida sobre crecimiento demográfico y económico. Estas son:

a) El ritmo medio de crecimiento demográfico mundial será del 0,9%, de modo que la población pasará de 6.765 millones de habitantes en 2009 a 8.556 millones en 2035 (la tasa media anual de crecimiento durante el periodo 1990-2008 fue del 1,3%).

b) Durante el periodo 2009-2035, el Producto Interior Bruto mundial crecerá a una media anual del 3,6% (el promedio entre 1990 y 2006 fue del 3,3%).

En cambio, el precio medio del barril de petróleo importado por los países de la OCDE varía, en función de la mayor o menor demanda prevista, en cada uno de los tres escenarios considerados. Así:

1) El de «Políticas Actuales» prevé que los precios reales alcanzarán los 118,1 dólares por barril en 2020 y los 140 dólares en 2035 (dólares de 2010). Unas cifras que, en términos nominales (sin corregir la inflación) se convertirían en 148,2 y 247,2 dólares, respectivamente.

2) El de «Nuevas Políticas», considera unos precios reales de 108,6 dólares en 2020 y de 120 dólares en 2035, lo que equivaldría, respectivamente (en términos nominales), a 136,4 y 211,9 dólares.

3) El escenario «450» contempla que en términos reales el barril se cotizaría a 97 dólares en 2020, para después mantenerse estable en este nivel hasta 2035. Expresados en dólares nominales estaríamos hablando de 121,8 dólares en 2020 y de 171,3 dólares en 2035.

Los precios de las emisiones de CO₂ pueden jugar a largo plazo un papel cada vez más importante en los mercados de la energía. Al respecto, por ejemplo, la AIE asume en el escenario de «Nuevas Políticas» que en la UE el precio de la tonelada de CO₂ oscilará entre 30 dólares en 2020 a 45 dólares en 2035, mientras que en el escenario «450», para las dos fechas citadas estaríamos hablando, respectivamente, de 45 y 120 dólares (con todas las cifras expresadas en dólares de 2010).

Otra diferencia importante entre los tres escenarios radica en las políticas de subsidios aplicadas a los combustibles fósiles:

a) En el de «Políticas Actuales» tan solo se asume la no existencia de subsidios en aquellos países en los que en la actualidad ya se han tomado medidas para eliminarlos.

b) En el de «Nuevas Políticas» se asume que en 2020, como muy tarde, dichos subsidios habrán dejado de existir completamente en todas las regiones importadoras netas, así como en aquellas exportadoras en las que ya se han anunciado políticas específicas al respecto.

c) En el «450» se parte de la base de que en 2020, a más tardar, tales subsidios habrán dejado de existir totalmente en todas las regiones importadoras netas, y que lo mismo sucederá en 2035, como muy tarde, en todas las regiones exportadoras, con la excepción de Oriente Medio, donde se asume que el tasa media de subsidio se habrá reducido en un 20% para la última fecha mencionada.

En relación al desarrollo de las tecnologías energéticas durante el periodo 2009-2035, cada escenario asume diferentes grados de avance, muy particular-

mente en el campo de la eficiencia, aunque estos avances serían incrementales más que revolucionarios. No se espera que antes del 2035 se produzca el despliegue a gran escala de nuevas tecnologías revolucionarias, tanto en el ámbito de la oferta como en el de la demanda.

Las cuatro únicas tecnologías que podrían alcanzar un importante grado de penetración a partir del 2020 son: la captura y el secuestro del carbono, la generación de electricidad a partir de la energía solar de concentración, los vehículos eléctricos e híbridos «enchufables» y los biocombustibles de segunda generación.

PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL ESCENARIO DE NUEVAS POLÍTICAS DEL WEO 2011 ↓

Desde un punto de vista geográfico, el escenario de Nuevas Políticas, considerado el de referencia del WEO 2011, afirma que los países que no pertenecen a la OCDE (2) absorberán el 90% del incremento de la demanda mundial de energía primaria proyectado para el periodo 2009-2035. Dentro de este grupo de países destacan China, India y los de la región de Oriente Medio, que contabilizarán una cuota del aumento total del 32,4%, 16,5% y 8,15%, respectivamente.

Según la fuente citada, la tasa de crecimiento de la demanda para el conjunto de países que no forman parte de la OCDE promediará un 1,9% anual, frente al 0,3% de la OCDE. Como resultado, en 2035, los países ajenos a la OCDE pasarán a representar el 64% del total de la demanda global de energía primaria, frente al 54% de 2009.

Los combustibles fósiles moderan muy ligeramente su protagonismo ↓

Por lo que se refiere a los combustibles fósiles, el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 considera que, en 2035, éstos representarán el 74,7% del mix global, frente al 81% de 2009. La biomasa (incluyendo tanto la tradicional como la comercial moderna) alcanzará en 2035 el 11,3%, mientras que la nuclear se situará en torno al 7,1% y las renovables alrededor del 6,8%, del cual un 2,8% correspondería a la hidráulica. Carbón, petróleo y gas deberán cubrir el 58% del aumento de la demanda global de energía primaria proyectado para el periodo 2009-2035.

Carbón. Entre los combustibles fósiles, el escenario analizado pronostica que, durante el periodo 2009-2035, la demanda de carbón experimentará una tasa media de crecimiento cercana al 0,8% anual, de forma que su cuota sobre el total de la demanda mundial de energía primaria pasará de un 27% en 2008 a un 24% en 2030.

Las previsiones indican que el conjunto de los países que no pertenecen a la OCDE contabilizarán el 80,4%

de la demanda global en 2035, frente al 68,6% de 2009. Según la AIE, estos países absorberán la totalidad del incremento en la demanda global de carbón prevista entre 2009 y 2035, con China, India e Indonesia totalizando cerca del 90% de dicho incremento. En 2035, China contabilizará el 48% de la demanda mundial de carbón (frente al 46,3% de 2009), seguido por India, con un 15% (en 2009, este porcentaje era del 8,5%) y los Estados Unidos con un 10,2% (14,7% en 2009). En 2035, el uso del carbón en la Unión Europea apenas representará el 3,4% del total mundial (frente al 8,1% de 2009).

El escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 considera que cerca del 74% del aumento del consumo mundial de carbón previsto durante el periodo 2009-2035 será atribuible al sector eléctrico.

Por lo que se refiere a los precios, el mencionado escenario asume que tras alcanzar el record de 121 dólares en la primera mitad de 2008 y situarse ligeramente por encima de los 95 dólares de media en 2009, la tonelada del carbón importado por los países de la OCDE para la generación de electricidad (*steam coal*) se mantendrá hasta 2015 en torno a los 99-104 dólares (en términos reales), para luego ir aumentando progresivamente hasta alcanzar los 110 dólares en 2035.

En cualquier caso, la AIE señala que la introducción de una tasa sobre las emisiones de CO₂, así como el endurecimiento de las regulaciones medioambientales, podrían rebajar la demanda y el precio de este combustible. El escenario de Nuevas Políticas prevé que la relación entre los precios del carbón en la OCDE y del petróleo (estimada en términos de equivalencia energética) se situará durante el periodo 2009-2035 en una banda comprendida entre 0,2 y 0,3.

Petróleo. En su escenario de Nuevas Políticas, el WEO 2011 afirma que, en el transcurso del periodo 2009-2035, el petróleo seguirá siendo el combustible fósil más usado, aunque su participación en el mix energético global caerá de un 32,8% en 2009, a un 27,4% en 2035.

Las proyecciones del escenario citado señalan que el aumento de la demanda mundial de petróleo, cifrado en unos 12,7 millones de barriles diarios (Mbd) para el periodo 2010-2035 (excluyendo los biocarburantes), provendrá en su totalidad de países no pertenecientes a la OCDE. La contribución de China a dicho aumento se situará alrededor del 47,2%, mientras que la de India rondará el 32,3%.

Otro dato de importancia es que la participación de Oriente Medio en el incremento de la demanda mundial de petróleo será del 18%, el tercer porcentaje más alto tras India. Por el contrario, los pronósticos para la OCDE señalan una caída del uso del petróleo de 42,5 a 35,8 Mbd durante el periodo 2010-2035. En conjunto, a nivel global la demanda de petróleo durante el periodo citado crecerá a un ritmo

promedio del 0,5% anual, pasando de cerca de 86,7 a 99,4 Mbd.

La AIE identifica al sector del transporte como responsable de la totalidad del aumento de la demanda comentado. La aportación de los biocarburantes al transporte se incrementará desde 1,3 Mbd (expresados en volúmenes energéticos equivalentes a la gasolina y el diesel) en 2010 a 4,4 Mbd en 2035. La participación del sector del transporte en el consumo global de petróleo primario pasará de un 53% en 2010 al 60,4% en 2035.

Gas natural. Por lo que respecta a la demanda de gas natural, el escenario de Nuevas Políticas contempla que, durante el periodo 2009-2035, aumentará a un ritmo promedio del 1,7% anual, mientras que la cuota del gas sobre el total de la energía primaria consumida en el mundo aumentaría del 21,4% al 23%.

En el citado escenario, la AIE pronostica que, entre 2009 y 2035, Oriente Medio absorberá aproximadamente el 16,8% del incremento global en la demanda de gas, lo que en 2035 situará a la región en el tercer lugar del ranking mundial de consumidores de este hidrocarburo, tras los Estados Unidos y la Unión Europea. Otros países que entre 2009 y 2035 experimentarán un importante aumento del consumo serán China e India, que contabilizarán, respectivamente, cerca del 24,4% y el 7,6% del aumento de la demanda global.

Las previsiones apuntan a que más del 42% del incremento mundial del consumo de gas natural se dedicará a la generación de electricidad en plantas de ciclo combinado.

Por lo que se refiere a los precios del gas natural, muy ligados a los del petróleo en Europa y en la región de Asia-Pacífico, el WEO 2011 considera que, tras la subida experimentada hasta mediados de 2008 y la posterior caída experimentada en 2010, presentarán una ligera tendencia al alza hasta 2035.

En América del Norte las expectativas son que los precios del petróleo y el gas muestren una trayectoria cada vez más independiente, debido a la creciente producción de gas a partir de recursos no convencionales. En cualquier caso, en esta última región también se espera un ligero aumento de los precios a largo plazo.

En Europa y la región de Asia-Pacífico, el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 prevé que, entre 2009 y 2035, la relación entre los precios del gas natural y del petróleo (estimada en términos de equivalencia energética) se situará en una banda comprendida entre 0,5 y 0,8, mientras que en América del Norte dicha relación se situaría entre 0,3 y 0,4.

Las renovables incrementan su papel en la generación de electricidad ▾

El WEO 2011 de la AIE (IEA, 2011) contempla en su escenario de referencia o de Nuevas Políticas que la

demanda mundial de electricidad durante el periodo 2009-2035 crezca a un ritmo medio anual cercano al 2,4%, con más de un 80% de dicho aumento concentrado en países que no pertenecen a la OCDE.

En particular se prevé que China triplique su demanda entre 2009 y 2035, de forma que a partir de 2012 este país se habrá convertido ya en el mayor consumidor mundial. Las proyecciones apuntan a que en el periodo citado China añada una nueva capacidad de generación de electricidad equivalente al total de la capacidad actualmente instalada en los Estados Unidos.

El escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 considera que el carbón seguirá constituyendo la espina dorsal del sistema de generación eléctrica global, aunque su participación en dicho sistema caerá del 41% en 2009 al 33% en 2035. Particularmente, en los países de la OCDE la generación de electricidad a partir del carbón caerá en un tercio, mientras que en los países ajenos a la OCDE prácticamente se duplicaría. En China, el carbón continuará siendo la piedra angular en la generación eléctrica aunque su porcentaje sobre el total caerá de 78% en 2008 a un 56% en 2035.

En cualquier caso, durante el periodo comentado, las políticas implementadas para mejorar la seguridad energética y para recortar las emisiones de gases de efecto invernadero provocarán una transición hacia tecnologías de bajo contenido en carbono, de forma que el porcentaje de la electricidad mundial generada por la combinación de renovables (hidráulica incluida) y nuclear pasará de un 33% en 2009 a un 46% en 2035. La cuota de las renovables en el mix de generación eléctrica mundial aumentará de un 19,4% a un 30,6%, con la mayor parte del crecimiento incumbiendo a las renovables no-hidráulicas (especialmente la eólica y la solar, por este orden).

En los países de la OCDE las previsiones del escenario de Nuevas Políticas señalan que la participación de las renovables en el mix de generación eléctrica pasará de un 17,8% del total en 2009 a un 32,8% en 2035, mientras que, en los países ajenos a la OCDE, dicha evolución sería de un 21,3% a un 29,4%. En términos absolutos, China experimentaría el mayor aumento en la generación, tanto a partir de fuentes renovables como de la nuclear.

Las previsiones del escenario de Nuevas Políticas para el periodo 2009-2035 son que la producción de electricidad a partir de la energía nuclear crezca en todas las regiones a excepción de Europa, aunque, como consecuencia del desastre de Fukushima, su porcentaje de participación en el mix de generación eléctrica global caerá ligeramente de un 13,4% en 2009 a un 12,8% en 2035.

Por lo que respecta al gas natural, el escenario de la AIE que venimos analizando contempla que su participación en el mix de generación eléctrica global se mantendrá estable en torno al 21% durante el pe-

riodo 2009-2035, mientras que el uso de los derivados del petróleo, actualmente marginal en muchos países, caería por debajo del 1%.

Se necesitan inversiones billonarias ▼

La AIE estima que cubrir la demanda mundial de energía prevista en el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 requerirá, entre 2011 y 2035, unas inversiones acumuladas de 37,9 billones de dólares (del 2010). En promedio, esta cifra equivale a una inversión anual hasta 2035 del 1,5% del PIB global.

Del total citado, 16,9 billones (el 44,6%) corresponderían al sector de generación de electricidad, mientras que los sectores del petróleo y el gas natural demandarían 10 y 9,5 billones, respectivamente, es decir, el 26,4% y el 25% del total. Las necesidades de inversión por parte de la industria del carbón (excluyendo el transporte) totalizarían 1,2 billones, mientras que la de biocarburantes sería de 356.000 millones. Todas estas inversiones deberán destinarse, tanto a expandir la capacidad de suministro para adecuarla a la creciente demanda, como a reemplazar las instalaciones existentes y futuras cuya vida útil finalice entre 2011 y 2035.

El 64% de la inversión total correspondería a países ajenos a la OCDE. China requerirá una inversión de 5,8 billones (o cerca del 15,3% del total mundial), mientras que la de India se aproxima a 2,2 billones. La región de Oriente Medio demandaría una inversión de igual magnitud que la de India, con tres cuartas partes de la misma dedicada a proyectos de exploración y producción de petróleo y gas. Los países de la OCDE contabilizarían el 36% de la inversión total.

UNOS ESCENARIOS DE FUTURO INSOSTENIBLES ▼

Los escenarios de Políticas Actuales y de Nuevas Políticas del World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) dibujan, según se ha descrito en la introducción de este artículo, un panorama insostenible en la triple vertiente medio ambiental, económica y de lucha contra la pobreza energética global.

La amenaza del cambio climático se agudiza ▼

El informe de la AIE comentado (IEA, 2011) señala que continuar por la senda energética actual, sin cambios drásticos en las políticas públicas, implicaría incrementar o reducir muy ligeramente la dependencia de los combustibles fósiles, con alarmantes consecuencias para el cambio climático.

Como resultado, el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 contempla un importante aumento de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía. Tras pasar de 20,9 giga-toneladas (Gt) en 1990, a 28,8 Gt en 2009, se estima que las emisiones de CO₂ al-

canzarían las 36,4 Gt en 2035, lo que implicaría un aumento medio del 1% anual durante el periodo 2009-2035. La situación sería aun más alarmante en el escenario de Políticas Actuales, en el cual las mencionadas emisiones aumentarían a un ritmo medio anual del 1,9%, alcanzando las 43,3 Gt en 2035.

La totalidad del aumento en las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía previsto hasta 2035 en el escenario de Nuevas Políticas (7,5 Gt) provendrá de los países no pertenecientes a la OCDE, que para 2035 totalizarán unas emisiones casi dos veces y media superiores a las de los países industrializados. Para dicha fecha, las emisiones de China por sí solas casi igualarían a las del conjunto de países de la OCDE. Todos los sectores contribuirían al aumento de 7,5 Gt citado, aunque el transporte sería el principal responsable (aportando cerca de 2,2 Gt), seguido por la generación de electricidad (con aproximadamente 2,5 Gt)

Las previsiones del escenario que comentamos señalan que las emisiones de los países de la OCDE alcanzarían su máximo antes de 2015, para luego caer a 12 Gt en 2020, lo que todavía excedería en un 8% a los niveles de 1990, y a 10,5 Gt en 2035, un 5,2% por debajo de las emisiones de 1990. Este hecho refleja tanto una caída en la demanda energética –derivada de la crisis a corto plazo y de sustanciales mejoras en la eficiencia energética a más largo plazo– como una mayor dependencia de las fuentes renovables –consecuencia, en gran medida, de las políticas ya instauradas para mitigar el cambio climático y mejorar la seguridad energética.

En cualquier caso, es de justicia constatar que aunque los países no pertenecientes a la OCDE generan en la actualidad más de la mitad de las emisiones mundiales anuales de CO₂ relacionadas con la energía, tan sólo son responsables de cerca del 42% de las emisiones mundiales acumuladas desde 1890.

La tasa de crecimiento del consumo de energías fósiles prevista en el escenario de Nuevas Políticas conduce inexorablemente a largo plazo a una concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera superior a 650 partes por millón (ppm) equivalentes de CO₂. La concentración de CO₂ que se desprende del citado escenario conllevaría una elevación media de la temperatura mundial de más de 3,5° C. Esto provocaría, casi con total seguridad, un severo cambio climático y un daño irreparable al planeta. Obviamente, las proyecciones del escenario de Políticas Actuales serían aun mucho peores (concentración de 1000 ppm y aumento medio de temperaturas de 6° C o más).

Una factura muy alta en concepto de importaciones de petróleo y gas ↓

Las tendencias recogidas en el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 (IEA, 2011) también despiertan inquietud en el campo económico.

En la introducción y en el segundo apartado del capítulo anterior, nos hemos referido a los pronósticos sobre la evolución de los precios del petróleo y el gas. Esta información debe complementarse con la relacionada con la previsible evolución de las importaciones de ambos tipos de hidrocarburos por parte de los países consumidores. Al respecto, el escenario de Nuevas Políticas señala que aunque los países de la OCDE importarán en 2035 menos petróleo que en la actualidad, algunos países ajenos a dicha organización, en particular China e India, acrecentarán espectacularmente sus importaciones.

Por otra parte, la mayoría de las regiones que en la actualidad son importadoras de gas, como Europa y los países en desarrollo de Asia, también aumentarán sus importaciones netas de este hidrocarburo.

Las previsiones del escenario de Nuevas Políticas dejan entrever un nivel cada vez más elevado de gasto en importaciones de energía, lo que constituirá una pesada carga económica para los importadores. La AIE prevé que los precios del barril de petróleo (en dólares reales de 2010) alcancen los 108,6 dólares en 2020 y los 120 dólares hacia 2035. En consecuencia, se estima que el grupo formado por los países de la OCDE gastará de media cerca del 2% de su PIB en importaciones de petróleo y gas hasta 2035). La carga será incluso superior para la mayoría de los países importadores no pertenecientes a la OCDE: durante el periodo 2010-2035, India tendría que destinar cerca del 5% de su PIB y China, un 3%.

La pobreza energética global puede hacerse crónica ↓

El elevado precio a pagar en concepto de importaciones de hidrocarburos, junto a los posibles recortes en las inversiones en infraestructuras comentados con anterioridad, amenazan con impedir el acceso de los hogares más desfavorecidos a la electricidad y a otras formas modernas de la energía.

Ampliar el acceso de la población pobre del mundo a las energías modernas sigue siendo una cuestión acuciante. El WEO 2011 de la Agencia Internacional de la Energía estima que 1.317 millones de personas –cerca de la quinta parte de la población mundial– carece todavía de acceso a la electricidad y que alrededor de 2.660 millones de personas –casi el 40% de la población global– depende del uso de la biomasa tradicional para cocinar.

Un simple dato ayuda a visualizar la gravedad del problema de la desigualdad existente hoy en día en el mundo en lo que concierne al consumo de electricidad: los 791 millones de personas que habitan en el África subsahariana, excluyendo a Sudáfrica, utilizan anualmente casi la misma cantidad de electricidad que la ciudad de Nueva York (40 teravatios/hora).

Y las previsiones del escenario de Nuevas Políticas para el 2035 no son particularmente optimistas: el nú-

mero total de personas sin acceso a la electricidad sería de 936 millones –con un 94% de ellos viviendo en áreas rurales, principalmente del África subsahariana, India y otros países asiáticos en desarrollo (China excluida)–, mientras que el número de personas dependientes de la biomasa tradicional para cocinar aumentaría a 2.715 millones, el 82% de los cuales viviría en zonas rurales.

Ampliar el acceso a la energía moderna es una condición necesaria para el desarrollo humano. Con políticas adecuadas, el acceso universal a la electricidad podría alcanzarse mediante una inversión anual adicional de 48.000 millones de dólares (de 2010) hasta 2030, lo que equivale a menos del 2,6% de la inversión prevista globalmente para la totalidad del sector global en el escenario de Nuevas Políticas, con la particularidad que el consiguiente incremento de la demanda de energía primaria y de emisiones de CO₂ sería relativamente modesto (estas últimas tan solo aumentarían en un 0,8%).

LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO DE PETRÓLEO ▼

Un informe del National Petroleum Council (NPC, 2007) advierte de una realidad preocupante: «el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo». ¿Cuál es el significado preciso de esta aseveración? ¿A que riesgos se refiere?

Disponibilidad de reservas y recursos de petróleo ▼

A pesar de la poca transparencia y la disparidad de criterios existentes a la hora de contabilizar las reservas probadas de petróleo, el World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) concluye que estas son suficientes para cubrir el aumento de la demanda mundial previsto entre 2010 y 2035.

Al margen de algunas evaluaciones extremas, tanto por exceso como por defecto, existe un cierto consenso en la industria petrolera internacional sobre que las reservas probadas de petróleo crudo y de líquidos del gas natural que quedan por explotar oscilan entre 1,2 y 1,3 billones de barriles (incluyendo cerca de 0,2 billones de barriles de petróleo no convencional), de modo que, en teoría, al ritmo actual de consumo, este volumen sería suficiente para asegurar el suministro mundial durante los próximos 40 años.

La AIE (WEO 2010) señala que la cifra de reservas probadas casi se ha duplicado desde 1980, aunque reconoce que la mayor parte del aumento procede de revisiones (poco justificadas técnicamente) efectuadas durante la década de los ochenta en los países de la OPEP y no de nuevos descubrimientos. Asimismo, la AIE destaca el hecho de que aunque desde el año 2000 el volumen anual medio de petróleos convenciona-

les aportado por nuevos descubrimientos ha sido ligeramente superior al contabilizado durante la década de los noventa (gracias al aumento de la actividad exploratoria y las mejoras tecnológicas) la realidad es que, desde los años ochenta, los volúmenes extraídos superan a los inventariados mediante nuevos descubrimientos (a pesar de algunos grandes hallazgos recientes, tales como los efectuados en aguas profundas de Brasil).

Las estimaciones de reservas dan una idea aproximada de cuanto petróleo puede ser extraído a corto y medio plazo. Los recursos finalmente recuperables (RFR) informan sobre el volumen total de petróleo que en última instancia podrá ser producido de forma comercialmente rentable. El WEO 2008 de la AIE (IEA, 2008) estima que los RFR de petróleo convencional (que incluyen las reservas iniciales probadas y probables existentes en los yacimientos ya descubiertos, el crecimiento de las reservas y el petróleo que todavía queda por descubrir) se aproxima a 3,5 billones de barriles, de los cuales, hasta la fecha, tan solo hemos consumido un tercio.

Los RFR de petróleo no convencional, que prácticamente no han sido desarrollados hasta la fecha, también son muy grandes. Entre estos, las arenas bituminosas y los petróleos extra-pesados (principalmente localizados en Canadá y en Venezuela, respectivamente) podrían totalizar entre 1 y 2 billones de barriles económicamente recuperables. Si a estos recursos no convencionales se le añade el potencial de los esquistos bituminosos, el total recuperable podría ascender a 6,5 billones de barriles. Y si a esta cifra le sumamos el potencial de las tecnologías de transformación de carbón o gas a líquidos (CTL y GTL, respectivamente) la cifra final de RFR no convencionales podría ascender a 9 billones de barriles.

Aparte de que algunos estudios rebajan sensiblemente estas cifras, en el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos, así como los costes de producción dependerán de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los combustibles convencionales.

Por ello, la introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría un gran impacto sobre los costes de extracción. Además la explotación de estos recursos no convencionales implica un balance energético (relación entre la energía utilizada para su obtención y la energía suministrada por su uso) considerablemente menor que el de los petróleos convencionales.

El declive de la producción de petróleo convencional ▼

Los puntos expuestos en el apartado anterior pueden llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posi-

blemente el petróleo será más caro en el futuro, su suministro está garantizado. Sin embargo, ello no es así. Al margen de conocer con mayor o menor precisión la disponibilidad de reservas y recursos, conviene analizar la situación y perspectivas existentes en torno a la producción, para saber si la transformación de los recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada.

A este respecto, la AIE ha destacado la importancia de estimar de forma precisa la tasa de declive de la producción de los campos de petróleo actualmente en explotación en el mundo. Conocer dicha tasa -que mide la pérdida de producción anual de un yacimiento cuando éste entra en fase de madurez- resulta crítico para prever la nueva capacidad de producción y las inversiones necesarias para satisfacer la demanda global.

Por esta razón, el WEO 2008 de la AIE (IEA, 2008) ha abordado el análisis detallado de las tendencias históricas de producción de 800 campos que en 2007 totalizaron más del 60% de la producción mundial. Los resultados obtenidos muestran que la tasa de declive observada para los campos que han pasado su cenit productivo promedia un 6,7% anual a nivel global y que este porcentaje podría elevarse al 8,6% en 2030.

Por otra parte, si definimos la tasa de declive natural (o tasa de declive subyacente) como la caída de la producción anual que hubiera tenido lugar si no hubiera sido corregida mediante un programa adecuado de inversiones en tecnología, resulta que dicha tasa promediaría a escala mundial un 9% anual (un 2,3% más que la tasa de declive observada).

Las proyecciones de la AIE indican que la tasa promedio de declive natural post-cenit habrá experimentado globalmente en 2030 un incremento porcentual de un punto, situándose en torno al 10%. Ello obedece a que todas las regiones experimentarán una caída en el tamaño medios de los campos en producción, al mismo tiempo que en la mayoría de ellas se asistirá a un desplazamiento de la actividad desde tierra hacia aguas marinas

Incertidumbres y riesgos en la producción de petróleo

El WEO 2010 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) señala que, para satisfacer el crecimiento de la demanda contemplado en el escenario de Nuevas Políticas y al mismo tiempo compensar el declive comentado en el apartado precedente, la industria petrolera tendrá que desarrollar de aquí a 2035 una nueva capacidad productiva cercana a los 67 millones de barriles diarios (Mbd). Un volumen que equivale a casi 7 veces la existente hoy en día en Arabia Saudita.

Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a ocho años, en 2020, la nueva capacidad requerida será de 28

Mbd. La pregunta es ¿podrá la industria del petróleo hacer frente a este desafío? La AIE responde afirmativamente a esta cuestión. Sin embargo, a nadie se le escapa que los riesgos a afrontar y superar en este empeño son muchos y variados.

Algunos de estos riesgos son de naturaleza esencialmente técnica. Entre estos cabe citar:

Los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos y se perfora a mayor profundidad, lo que conlleva un creciente desafío tecnológico.

La industria del petróleo está experimentando una alarmante escasez de personal, muy especialmente de científicos y técnicos altamente cualificados.

La relación entre la energía obtenida mediante la extracción de petróleo y la energía consumida por este mismo proceso (o EROEI) está declinando de forma muy rápida, lo que significa que cada nuevo barril de reservas añadido tiene un contenido energético neto inferior.

Además de los riesgos técnicos comentados, cabe considerar otros con un claro matiz geopolítico:

La producción de petróleo en treinta de los cincuenta y cuatro estados productores ha sobrepasado ya su cenit, mientras que en otros diez se observa una tendencia al estancamiento, lo que significa que en el futuro el suministro de petróleo dependerá básicamente de catorce países, muchos de ellos integrados en la OPEP:

La producción de petróleo convencional ajena a la OPEP ya ha superado el cenit y ha entrado en declive,

El mundo será cada vez más dependiente de las exportaciones de la OPEP. Este último punto implica la consolidación de un mercado oligopolista, no competitivo y un peligro cierto para la existencia de un «libre mercado» del petróleo.

Uno de los riesgos más importantes de cara a la seguridad de suministro de petróleo reside en las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las inversiones necesarias. Como se ha comentado, cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2011 y 2035 en el escenario de Nuevas Políticas del WEO 2011 requiere una inversión acumulada cercana a los 10 billones de dólares (del 2010). De esta cantidad, aproximadamente el 87% correspondería a actividades de exploración y producción, y el 13% restante al sector de refino y transporte.

Cerca del 75% de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el período citado correspondería a países que no pertenecen a la OCDE y, en la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no

pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.

Los principales obstáculos o riesgos que podrían limitar o retrasar las mencionadas inversiones en los países productores son esencialmente de naturaleza geopolítica e incluyen:

Aquellos asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos:

Los derivados del «petronacionalismo» que impide o limita el acceso de las compañías privadas internacionales a la explotación de los recursos.

Los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares.

Otros tipos de riesgos geopolíticos que pueden poner en peligro la seguridad del suministro, causando interrupciones temporales de este, son los derivados de disputas entre países productores y de tránsito, así como los causados por conflictos o atentados terroristas que bloqueen las rutas comerciales a los mercados o dañen las infraestructuras de transporte. Para prevenir este tipo de imprevistos, los países de la OCDE mantienen las denominadas reservas estratégicas (véase IEA, 2011b). Otros grandes consumidores, como China, también están adoptando políticas preventivas similares.

Proyecciones sobre el suministro global de petróleo a medio y largo plazo

A medio plazo, el balance global entre la oferta y la demanda de petróleo puede calcularse sin demasiadas dificultades. La principal fuente de incertidumbre es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos de producción, así como la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos. Como resultado de una inversión insuficiente, diversas fuentes (por ejemplo, IEA 2011c) han señalado la existencia de un riesgo potencial de un ajuste muy apretado oferta-demanda a partir del 2015.

En la actual coyuntura de crisis, dicho peligro se ha visto postergado en el tiempo por la caída de la demanda, pero en los próximos años, el desplome de las inversiones que ha acompañado a la caída citada puede provocar un agravamiento del riesgo, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte del 2030-2035. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos. En general, tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado tenemos aquellas que no ven dificultades insupe-

rables en el horizonte del 2030. Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional («peak oil»), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.

Un análisis comparativo de catorce pronósticos recientes elaborados entre 2006 y 2008 (UKERC, 2009), concluye que, a pesar de la existencia de múltiples incertidumbres, es probable que el cenit de la producción de petróleo convencional tenga lugar antes de 2030 y que existe un riesgo significativo de que dicho momento se concrete en la presente década. Frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar como la mayoría de países no está considerando seriamente aplicar políticas preventivas y de gestión de riesgos.

Esto último resulta particularmente urgente si tenemos en cuenta que el WEO 2010 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2010) desvela un dato muy relevante: en los próximos veinticinco años no se espera que la producción mundial de crudo convencional supere el máximo histórico de 70 mbd alcanzados en 2006, manteniéndose prácticamente estancada alrededor de los 68-69 mbd y dibujando una meseta ondulada. Lo que equivale a decir que la Agencia Internacional de la Energía reconoce que el cenit de la producción de crudo convencional es ya cosa del pasado y tuvo lugar en 2006.

LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Como veremos a continuación, las reservas y recursos de gas son todavía abundantes, de manera que si las inversiones se concretan a tiempo, el suministro global parece asegurado durante las próximas décadas. Las principales incertidumbres son de naturaleza geopolítica. Sin embargo, algunos acontecimientos recientes en los EE.UU. permiten alimentar la esperanza de que las ataduras geopolíticas puedan relajarse en el futuro. El dato es que en 2009 los EE.UU. desplazaron a Rusia del primer puesto en la producción mundial de gas. Las razones hay que buscarlas en el severo impacto que la crisis económica ha tenido sobre la producción rusa y en la introducción por parte de la industria estadounidense de nuevas tecnologías de perforación que han permitido revolucionar la producción de gas a partir de fuentes no convencionales.

La industria del gas recuerda con frecuencia las múltiples ventajas del gas natural. La primera es que es el combustible fósil más limpio, ya que su combustión produce un 40-45% menos de dióxido de carbono que el carbón y entre un 20-30% menos que los productos derivados del petróleo; además, el gas natural no emite partículas sólidas ni cenizas y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos, mientras que las de dióxido de azufre son prácticamente nulas.

En segundo lugar, las turbinas de ciclo combinado alimentadas por gas, cuya construcción resulta relativamente rápida y barata, tienen una eficiencia del 60% en términos de potencia producida en relación a la energía primaria consumida. Asimismo, las plantas de generación de electricidad alimentadas por gas pueden encenderse y apagarse con más facilidad que otro tipo de centrales y, por ello, resultan ideales como complemento a la producción intermitente de electricidad a partir de fuentes renovables.

Todo ello ha reforzado la idea de que el gas natural podría erigirse en el combustible de la transición hacia la economía de baja intensidad en carbono que el mundo persigue. En los apartados que siguen se analiza con más detalle la cuestión relativa a la seguridad del suministro global de este hidrocarburo.

Disponibilidad de reservas y recursos de gas natural

Los recursos globales de gas natural son abundantes, aunque, como sucede en el caso del petróleo, están concentrados en un pequeño número de países. A finales de 2008, las reservas probadas de gas natural se situaban en una cifra cercana a los 180 billones de metros cúbicos, equivalentes a unos 60 años de consumo al ritmo actual. Tres países –Rusia, Irán y Qatar– acumulan algo más de la mitad de las reservas probadas por explotar del mundo y tan solo 25 campos de gas contienen el 48% de las mismas. Oriente Medio totaliza, en conjunto, el 41% de las reservas y Rusia el 25%.

Debe destacarse que más del 40% de las reservas mundiales de gas (y el 60% de las de Oriente Medio) presentan un elevado contenido en SH_2 y CO_2 , lo que supone un importante desafío técnico y económico, tanto desde el punto de vista de la perforación y producción, como desde el punto de vista medioambiental.

El volumen de gas natural aportado por los nuevos descubrimientos es todavía grande y, a diferencia del caso del petróleo, aunque el tamaño de los yacimientos de gas hallados ha declinado en las últimas décadas, el volumen de gas encontrado durante el período 2000-2006 todavía supera al producido. Así, la Agencia Internacional de la Energía destaca en el World Energy Outlook 2009 (IEA, 2009) que las reservas probadas se han multiplicado por algo más de dos desde 1980 y que en 2008 la adición de nuevas reservas ha superado en un 190% los volúmenes extraídos.

Los principales descubrimientos han tenido lugar en Oriente Medio y América del Norte y las reservas probadas provenientes de recursos no convencionales, como las areniscas de baja permeabilidad (*tight gas*), el metano de capas de carbón (*coal bed methane*) y el gas de arcillas compactadas o gas de esquisto (*shale gas*), han crecido rápidamente y en la actualidad representan el 4% del total mundial.

Los recursos recuperables finales de gas natural convencional pendientes de explotación –incluyendo las reservas probadas por explotar, el crecimiento de las reservas y los recursos por descubrir– podrían ser del orden de los 400 billones de metros cúbicos. A efectos comparativos, cabe destacar que la producción acumulada hasta 2007 representa menos de una sexta parte de este volumen.

Los recursos no convencionales de gas natural son todavía mucho mayores y podrían superar los 900 billones de metros cúbicos, de los cuales cerca de 380 billones podrían catalogarse como económicamente recuperables. La innovación tecnológica, los pozos horizontales y la fracturación hidráulica en particular han permitido la explotación de grandes volúmenes de gas no convencional en los Estados Unidos.

A escala global, alrededor del 25% de los recursos no convencionales se concentran en EE.UU. y Canadá, países a los que siguen, China, India y la antigua Unión Soviética, con un 15% cada uno. Su explotación a gran escala dependerá de la facilidad de acceso a los terrenos para las operaciones de perforación, la disponibilidad de agua e infraestructuras, así como de las regulaciones ambientales. Dentro de la estimación de recursos no convencionales comentada no se incluyen los hidratos de gas. Estos compuestos, cuya explotación comercial a gran escala parece todavía lejana, podrían albergar entre 3,4 trillones y 300.000 billones de metros cúbicos de gas.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2009) estima que el total de recursos de gas natural recuperables a largo plazo supera los 850 billones de metros cúbicos, incluyendo en esta cifra sólo aquellas categorías cuya producción comercial está actualmente demostrada. De este total, 66 billones ya han sido extraídos, con un coste de hasta 5 dólares (de 2008) por cada millón de «British thermal units» (mBtu). Los costes de producción de la parte restante de los recursos de gas convencional fácilmente accesibles (55 billones de metros cúbicos) varían desde 0,50 dólares/mBtu a cerca de 6 dólares/mBtu. La producción de los 380 billones de metros cúbicos de gas no convencional económicamente recuperables costaría entre 2,70 dólares/mBtu y 9 dólares/mBtu.

El declive de la producción de gas natural convencional

Como ocurre en el caso del petróleo la tasa de declive de la producción en los campos de gas actualmente en explotación constituye un factor primordial para determinar que nueva capacidad de producción y que inversiones son necesarias para garantizar la futura demanda global.

Para calcular dicho declive, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) presenta en el World Energy Outlook 2009 (IEA, 2009) un estudio detallado sobre las tendencias históricas en la extracción de gas natural de cerca de 600 campos que representan el 55% de la pro-

ducción mundial. Los resultados de este estudio muestran que, como consecuencia del progresivo agotamiento de los yacimientos, casi la mitad de la capacidad de producción existente hoy en día en el mundo tendrá que ser sustituida en 2030. Esto significa un volumen equivalente a dos veces la actual producción de Rusia. La AIE estima que en el horizonte citado sólo cerca de un tercio del total de la producción provendría de campos explotados en la actualidad, a pesar de las continuas inversiones realizadas en los mismos.

Las tasas de declive en aquellos campos de gas que han superado su cenit productivo son más bajas en los campos más grandes y mayores en los campos marinos que en los campos terrestres de tamaño similar. La media de declive post-cenit observada en los campos de gas más grandes del mundo es de un 5,3% anual. Sobre la base de esta cifra y las estimaciones del tamaño y la distribución por edad de los yacimientos de gas en todo el mundo, la tasa anual de declive post-cenit de la producción global ha sido estimada en torno a un 7,5% (un porcentaje ligeramente superior al calculado para los yacimientos de petróleo).

Incertidumbres y riesgos en la producción de gas natural ▼

De acuerdo con lo expuesto, la AIE considera que las reservas y recursos de gas natural son más que suficientes para satisfacer la demanda prevista hasta 2030. Sin embargo, el citado organismo advierte que existen incertidumbres sobre si las infraestructuras necesarias para desarrollar dichos recursos, así como para transportar el gas desde los países productores a los principales centros de demanda, podrán ser construidas a tiempo, especialmente si se tienen en cuenta las barreras económicas, geopolíticas y técnicas existentes para la inversión.

Uno de los riesgos más importantes de cara a la seguridad del suministro global de gas natural reside en las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las inversiones necesarias. Como se ha comentado en el cuarto punto del segundo apartado, cubrir la demanda mundial de gas natural prevista entre 2011 y 2035 en el escenario de Nuevas Políticas del World Energy Outlook 2011 requiere una inversión acumulada cercana a los 9,5 billones de dólares (del 2010). De esta cantidad, aproximadamente el 71% correspondería a actividades de exploración y producción, el 23% al sector del transporte y distribución y el 6% restante a proyectos de gas natural licuado (GNL).

Es significativo destacar que cerca del 70% de la inversión mundial prevista en proyectos de GNL durante el periodo 2008-2030 y más de la mitad de la requerida por el sector de exploración y producción, así como por el del transporte y distribución de gas natural, corresponderían a países que no pertenecen

a la OCDE. Esta aclaración resulta pertinente porque, de manera similar a lo expuesto para el caso del petróleo, en la mayoría de estos países la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.

Los riesgos geopolíticos también resultan evidentes si tenemos en cuenta que la AIE pronostica que el conjunto de los países no pertenecientes a la OCDE absorberán la casi totalidad del aumento previsto en la producción mundial de gas natural entre 2007 y 2030.

En términos absolutos, Oriente Medio deberá cargar sobre sus espaldas el mayor aumento en la producción y en las exportaciones, ya que la región posee las mayores reservas y tiene los costes de producción más bajos. Irán y Qatar contabilizarían la mayor parte del crecimiento de la producción, mientras que África, Asia Central (en particular, Turkmenistán), Estados Unidos y Rusia también experimentarían un crecimiento significativo.

Proyecciones sobre el suministro global de gas a largo plazo ▼

La Agencia Internacional de la Energía asume en su World Energy Outlook 2009 (IEA, 2009) que si las inversiones previstas no se retrasan, el cenit de la producción global de gas natural (*peak gas*) no se producirá antes del 2030. Sin embargo, algunos analistas argumentan que dicho cenit se alcanzará en una fecha próxima a 2030, incluso si además del gas procedente de fuentes convencionales se considera el aportado por las no convencionales.

Otros autores (Mohr & Evans, 2007) sitúan el cenit de la producción convencional en torno a la misma fecha, pero consideran que si a dicha producción se le suma la procedente de fuentes no convencionales, el cenit se retrasaría unos diez años. En cualquier caso, la reciente irrupción a gran escala del gas no convencional en EE.UU. (ver apartado siguiente) parece conferir a estas dos últimas estimaciones un sesgo excesivamente pesimista.

¿Puede el gas no convencional alimentar una «edad de oro» del gas natural? ▼

En un informe presentado el 6 de Junio de 2011 en Londres, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) afirma que el mundo puede estar a las puertas de una «edad de oro» en la producción y consumo de gas natural, siempre que la explotación de los recursos de gas no convencional supere una serie de barreras y sepa ganarse la confianza de la opinión pública.

Como hemos comentado en el apartado anterior, los denominados recursos no convencionales incluyen el gas de esquisto (*gas shale*), el metano de las capas de carbón (*coal bed methane*) y el gas de for-

maciones rocosas poco permeables (*tight gas*). De entre los tres, las mayores expectativas de futuro están depositadas en el primer tipo.

El estudio de la AIE, titulado *Are we entering a golden age of gas?*, concluye que para 2035 el uso del gas natural en el mundo podría haber aumentado en más de un 50% (hasta alcanzar 5,1 billones de metros cúbicos), de modo que para dicha fecha este combustible fósil podría cubrir más del 25% de la demanda global de energía primaria. Asimismo, la AIE prevé que en 2030 el gas podría haber superado la aportación del carbón al mix energético global. Sin embargo, para que todas estas proyecciones se cumplan sería necesario que un 40% de la demanda de gas natural fuera cubierta a partir de fuentes no convencionales, lo que requiere, como condición sine qua non, una amplia aceptación social de la tecnología de fracturación hidráulica (o *fracking*).

Esta técnica, ampliamente utilizada en Estados Unidos para la explotación del gas de esquisto, requiere la perforación de pozos que inyectan agua y otros productos químicos a presión con el fin de fracturar las rocas que albergan el gas, lo que facilita la liberación de este y su ulterior evacuación a la superficie. La técnica se materializa sobre el terreno en una apretada malla de pozos que se desplaza en el tiempo, avanzando en forma de frente, a medida que el gas de la roca va siendo recuperado.

No resulta pues extraño que este tipo de explotación suscite oposición, no solo por su impacto paisajístico, sino también porque es un proceso que requiere el uso de grandes cantidades de agua y porque la eliminación y tratamiento de los residuos tóxicos generados despierta una lógica preocupación entre los habitantes de las zonas en explotación.

De hecho, según la AIE, que la «edad de oro» del gas se materialice o no, dependerá, entre otros factores, de que en el marco de una estricta regulación gubernamental la industria del gas sepa gestionar con éxito los riesgos medioambientales. Y todo indica que los altos estándares de exigencia existentes en muchos países y el despliegue tecnológico asociados a este reto supondrán un aumento de los costes de extracción.

El informe de la AIE prevé que el gas no convencional constituya en 2035 el grueso de la producción de gas natural en Estados Unidos y China, lo que auparía a estos países al segundo y tercer puesto del ranking mundial de productores, con 779.000 y 303.000 millones de metros cúbicos por año, respectivamente. Rusia seguiría ocupando el primer lugar de dicho ranking, con 881.000 millones de metros cúbicos anuales, la mayor parte de los cuales provendrían de fuentes convencionales.

La producción de gas no convencional en China tendría que superar importantes restricciones en la dispo-

nilidad de agua, lo que sin duda se traduciría en un aumento de los costes, pero, aun así, la AIE cree que en este país el gas está en condiciones de desplazar parte del consumo de carbón, sobre todo por el elevado impacto ambiental que comporta el uso de este último combustible. Las proyecciones en el horizonte 2035 sobre la demanda de gas natural en China hablan de un aumento de 85.000 a 634.000 millones de metros cúbicos anuales, una cifra esta última equivalente a los 636.000 millones de metros cúbicos por año del conjunto de la UE.

La AIE cree que Polonia liderará la producción de gas natural no convencional en Europa, aunque la estricta normativa en materia ambiental existente en la UE probablemente frenará en dicha zona cualquier aumento significativo de la extracción de estos recursos en los próximos 25 años. Al respecto, cabe recordar las conclusiones alcanzadas en un informe de Junio de 2011 del Parlamento Europeo (*Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health*).

Como consecuencia de la explotación del gas de esquisto, Estados Unidos se ha convertido recientemente en un exportador de gas natural licuado (GNL) y una de las conclusiones más llamativas del informe que comento es que en los próximos cinco lustros parece probable que, gracias a sus recursos de gas no convencional, Norteamérica pueda presumir de autosuficiencia, sin importaciones ni exportaciones significativas de gas. Otra conclusión que llama la atención es que la explotación del gas asociado a capas de carbón (*coal bed methane*) podría permitir que en el 2035 Australia desplazara a Qatar como primer exportador mundial de GNL.

Por lo que se refiere a precios la AIE pronostica que permanecerán bajos, aunque el actual exceso de oferta, resultante del boom del gas de esquisto en los Estados Unidos y de la caída del consumo por la recesión global, terminará en 2015, cinco años antes de lo inicialmente previsto. Asimismo, se espera un progresivo desacoplamiento de los precios del gas y del petróleo, así como una tendencia a la convergencia de precios en las diferentes regiones, aunque la consolidación de un verdadero mercado global del gas no se ve factible de aquí al 2035.

En el frente medioambiental, el advenimiento de la «edad de oro» del gas podría tener un impacto negativo: los pronósticos apuntan hacia un aumento de las emisiones globales de CO₂ como consecuencia de que los bajos precios previstos para el gas podrían conducir a la sustitución de las centrales nucleares por plantas de ciclo combinado y a que los gobiernos revisaran sus políticas de subvención a las renovables. De hecho, la AIE concluye en su informe que «por sí solo, un incremento del porcentaje del gas natural en el mix energético global no bastaría para encaminar al mundo hacia una reducción de emisiones de CO₂ compatible con un aumento de la temperatura global inferior a 2° C». A fin de cuen-

tas, aunque en la producción de electricidad la combustión del gas natural genera cerca de la mitad de CO₂ que la del carbón, la nuclear y las renovables son todavía más limpias.

UNA REFLEXIÓN FINAL

Todo apunta a que en el horizonte 2030-2035, pese al auge experimentado por la eficiencia, las renovables y, en algunos casos, la nuclear, los combustibles fósiles seguirán representando la parte del león de la demanda energética global. Un hecho que en el caso de la UE comportará una mayor dependencia de las importaciones, cuyo suministro deberá ser garantizado por países ajenos a la OCDE. Una situación que, particularmente en el caso del petróleo, comportará un incremento de los riesgos en la seguridad del suministro. Riesgos que podemos agrupar en tres grandes categorías: geológicos, geopolíticos y económicos. La gestión preventiva de estos riesgos constituye una prioridad nacional y, por tanto, debería situarse en el máximo nivel estratégico en la agenda de gobierno.

Con demasiada frecuencia, el actual debate energético se centra exclusivamente en torno a la generación de electricidad, sin tener presente que a fecha de hoy disponemos de diversas alternativas para producir electricidad, pero no para la sustitución a gran escala del petróleo en el sector del transporte. Y no deberíamos pasar por alto que en la UE la electricidad contabilizó en 2007 el 21,1% del consumo final de energía, frente al 32,6% del transporte, con la carretera contabilizando el 81,9% del total, frente al 2,5% del ferrocarril, el 14,2% de la aviación y el 1,3% de la navegación.

No resulta exagerado afirmar que el eslabón más débil del actual sistema energético de la UE es el transporte. Muy particularmente si consideramos que la dependencia de las importaciones de petróleo en 2007 fue del 82,6%. Un porcentaje que además de suponer una factura económica cada vez más abultada, también significa asumir riesgos crecientes en materia de seguridad de suministro. Todo ello sin olvidar que en 2007 el 23,1% de las emisiones de CO₂ correspondieron al transporte.

Sin duda, las cosas mejorarán en el futuro. Así, el «Escenario 450» del WEO 2009 de la Agencia Internacional de la Energía –el más ambicioso desde el punto de vista de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero– prevé que en la UE el porcentaje de vehículos de pasajeros exclusivamente

propulsados por un motor de combustión interna caerá de un 100% en 2007 a un 55% en 2030, con los híbridos, híbridos enchufables y los coches eléctricos alcanzando unos porcentajes aproximados de penetración en el mercado del 20%, 15% y 10%, respectivamente. Sin embargo, la mala noticia es que incluso en dicho escenario, los derivados del petróleo seguirían representando cerca del 80% del carburante utilizado, frente a un 14,7% de los biocombustibles, el 4,9% de la electricidad y el 0,4% del gas natural. Desgraciadamente, curarse de la adicción al petróleo no va a resultar una tarea fácil. Ello implica un cambio radical del modelo de movilidad vigente.

NOTAS

- [1] La Agencia Internacional de la Energía (AIE), con sede en París, es un organismo autónomo, fundado en 1974 como consecuencia del *shock* petrolero de 1973, dentro del marco de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). Su objetivo es diseñar y llevar a la práctica un programa energético internacional. La AIE está integrada por los siguientes países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Nueva Zelanda, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía. La Comisión Europea también participa en los trabajos de la AIE.
- [2] La lista de países pertenecientes a la OCDE es la misma que la de los países integrados en la Agencia Internacional de la Energía (ver nota a pie de página anterior)

BIBLIOGRAFÍA

- IEA (Internacional Energy Agency) (2008): World Energy Outlook 2008. OECD, París, 569 pp.
- IEA (Internacional Energy Agency) (2009): World Energy Outlook 2009. OECD, París, 691 pp.
- IEA (Internacional Energy Agency) (2010): World Energy Outlook 2010. OECD, París, 731 pp.
- IEA (Internacional Energy Agency) (2011): World Energy Outlook 2011. OECD, París, 659 pp.
- IEA (Internacional Energy Agency) (2011b): Sistema de respuesta de la AIE ante situaciones de emergencia en el abastecimiento de petróleo. OECD, París, 20 pp.
- IEA (Internacional Energy Agency) (2011c): Medium-Term Oil and Gas Markets, 2011. OECD, París, 267 pp.
- MOHR, S.H y EVANS, G.M. (2007): Model proposed for world conventional, unconventional gas. *Oil & Gas Journal*, December 17, 2007, pp 46-51.
- NPC (National Petroleum Council) (2007): Facing the Hard Truths about Energy, Washington, 380 pp.
- UKERC (UK Energy Research Centre) (2009): Global Oil Depletion. An assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production, London, 228 pp., 7 Technical Report.