

*Antonio Merino García**
*Rodnan García Ramírez***
*María Teresa Nonay***

ANÁLISIS Y COMENTARIOS SOBRE LA PUBLICACIÓN «PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS A LARGO PLAZO»

(World Energy Outlook 2012) de la Agencia Internacional de la Energía

En este artículo se pasa revista a los principales elementos incluidos en la publicación anual de la Agencia Internacional de la Energía (*World Energy Outlook 2012*) que contiene análisis, estadísticas y previsiones a medio y largo plazo sobre cada una de las fuentes de energía primaria y otros temas de interés para el sector energético, tales como la inversión, los costes y las emisiones de CO₂.

El principal mensaje contenido en la publicación no ha variado en los últimos años y es que los hidrocarburos continuarán siendo la principal fuente de energía primaria y final en las próximas décadas.

Palabras clave: energía, petróleo, gas natural, precios.

Clasificación JEL: L41, Q41, Q47.

1. Introducción

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) presentó en noviembre del año pasado su informe sobre perspectivas energéticas a largo plazo, titulado *World Energy Outlook 2012 (WEO 2012)*, en el que hace previsiones a largo plazo de oferta, demanda, precios y tendencias energéticas. Este año, el *WEO 2012* presenta, al igual que en sus dos ediciones anteriores, tres escenarios de análisis: el *New Policies*, en el que se considera que se llevarán a cabo los planes y compromisos recientemente anunciados, aunque estos no hayan sido formalmente aprobados; el conservador, escenario *Current Policies*, en el que únicamente se tienen en cuenta

los efectos de las políticas promulgadas hasta mediados de 2012; y el escenario *450*, que persigue el objetivo de limitar el incremento de temperatura global a 2 grados centígrados. La Agencia mantiene en esta edición del *WEO* el *New Policies* como escenario central o de referencia.

En una primera parte de este artículo se analizan los parámetros que la Agencia considera base para formular sus previsiones, tales como el crecimiento económico y la población. Del mismo modo en este apartado se expone la situación y perspectivas de la demanda energética primaria y final. En una segunda y tercera parte se sintetiza la visión a medio y largo plazo de la AIE sobre la situación de los mercados de los hidrocarburos, es decir petróleo y gas natural, los cuales, como se verá, continuarán explicando más del 50 por 100 de la demanda primaria y final de energía total. Finalmente, se presentan algunos comentarios a modo de conclusión. ▷

* Director de Estudios de Repsol.

** Técnico sénior de la dirección de Estudios de Repsol.

Versión de febrero 2013.

2. Bases de partida y demanda energética

La estrecha relación entre crecimiento económico y demanda de energía se manifiesta una vez más en las previsiones de la Agencia. En el *WEO 2012*, la Agencia asume una tasa media anual de crecimiento económico del 3,5 por 100 en términos reales para el periodo 2010-2035, con una ralentización gradual a medida que las economías emergentes maduran. Este crecimiento, ligeramente inferior al planteado en el *WEO 2011* (3,6 por 100 anual para 2009-2035), se apoya en los países no-OCDE. China continuará siendo el motor del crecimiento mundial, si bien el crecimiento de su economía se frenará a medida que el país se enriquezca y su población activa se contraiga; de hecho pasaría de crecer el 10,1 por 100 en el periodo 1990-2010 al 5,7 por 100 en 2010-2035. A mediados de 2020, India sería ya el país de más rápido crecimiento.

En lo que atañe a la población mundial, la AIE espera que se incremente desde los 6.800 millones de personas en 2010 hasta los 8.600 millones en 2035, lo que implica un crecimiento medio anual del 0,9 por 100 en el periodo. Prácticamente la totalidad de este crecimiento se produciría en los países no-OCDE (fundamentalmente en Asia y África), cuya población crecería al 1 por 100 anual en el periodo 2010-2035. A partir de 2025, India se convertiría en el país más poblado del mundo, superando a China con más de 1.500 millones de personas en 2035. Por su parte, la población de los países OCDE crecería al 0,4 por 100 anual en el periodo de estudio. El porcentaje de población viviendo en áreas urbanas continuaría incrementándose desde el 51 por 100 en 2010 hasta el 61 por 100 en 2035, con las implicaciones que ello tiene en cuanto a niveles de consumo y tipos de energía consumidas.

Sólo hace falta echar un vistazo a los distintos escenarios del *WEO 2012* para concluir que las tendencias a largo plazo están significativamente alteradas por la forma en que los Gobiernos intervienen en los mercados, con la finalidad de enfrentarse a los distintos retos energéticos. Sin embargo, si se habla de tendencias energéticas fundamentales, es decir

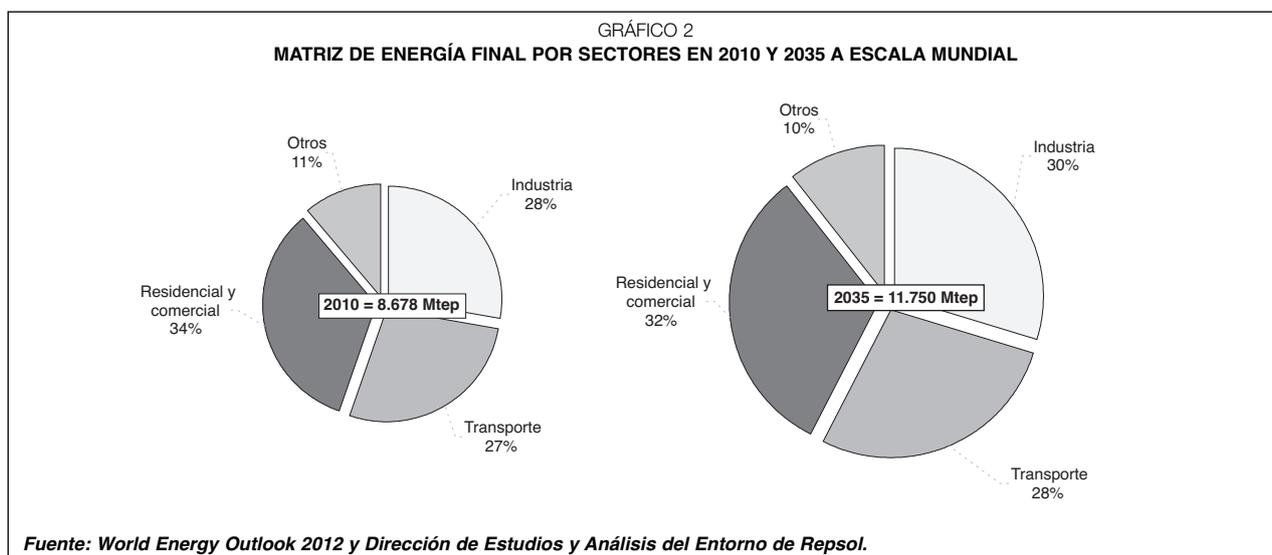
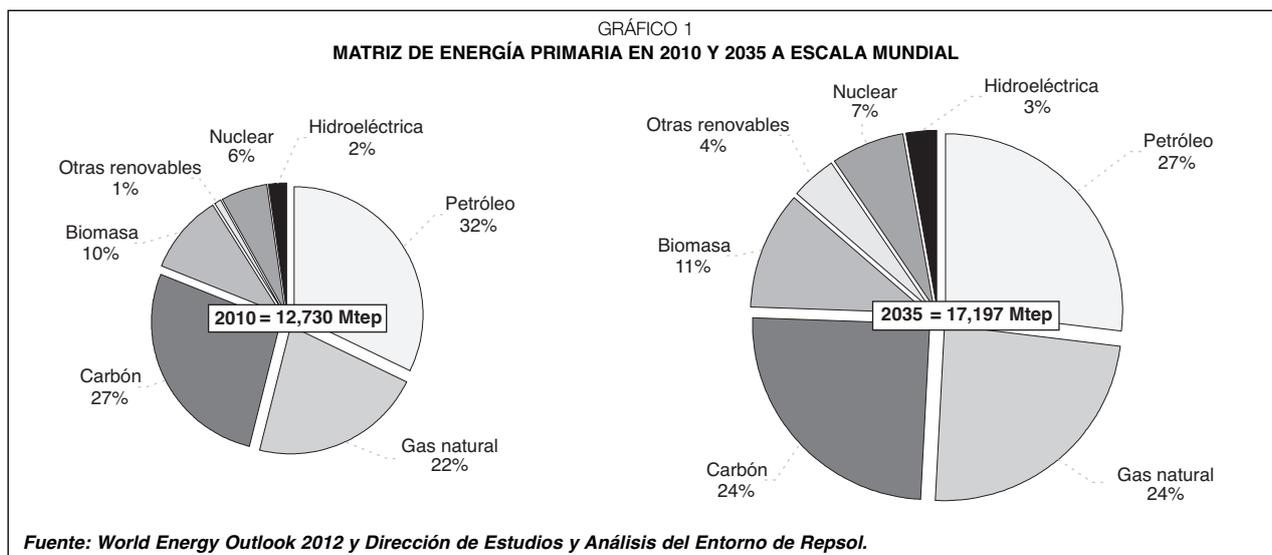
los factores clave que determinan el largo plazo, las mismas persisten en los tres escenarios planteados. Estas tendencias son: progresivos aumentos de los ingresos y la población mundial que llevan a mayores necesidades energéticas; una dinámica de los mercados energéticos incrementalmente determinada por las economías emergentes; la continuidad de los combustibles fósiles como mayor componente del mix energético; y el continuo fracaso en el cumplimiento del objetivo de proveer un acceso energético universal a la población más pobre.

En 2010 el mundo consumió más de 12.700 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep¹) de energía primaria. El petróleo y el gas natural aportan conjuntamente más de la mitad de la energía primaria consumida. A día de hoy, el petróleo es la fuente energética más utilizada en el mundo, con un 32 por 100 de peso en la matriz mundial de energía primaria. Al petróleo le sigue el carbón con un 27 por 100 de peso y el gas natural con un 22 por 100, es decir, a día de hoy el 81 por 100 de la energía primaria consumida en el mundo proviene de combustibles fósiles. Las energías renovables, incluyendo la hidráulica, representan un 13 por 100 del mix energético primario mundial, mientras que la energía nuclear contribuye con un 6 por 100.

En las dos próximas décadas esta estructura de consumo no experimentará grandes cambios. Según el escenario de referencia de la Agencia, el *New Policies*, la participación de los hidrocarburos en la matriz energética primaria mundial en el año 2035 es de un 51 por 100, manteniéndose el petróleo como la fuente energética más utilizada ese año con un 27 por 100 de participación en el consumo energético primario mundial. Si ahora se le suma el carbón (24 por 100), el peso de los combustibles fósiles en la matriz caería respecto a 2010 cerca de 6 puntos hasta un 75 por 100. Las renovables aumentarían su participación hasta un 18 por 100 y la nuclear alcanzaría el 7 por 100.

Un 96 por 100 del incremento proyectado de la demanda de energía primaria vendría de países ▷

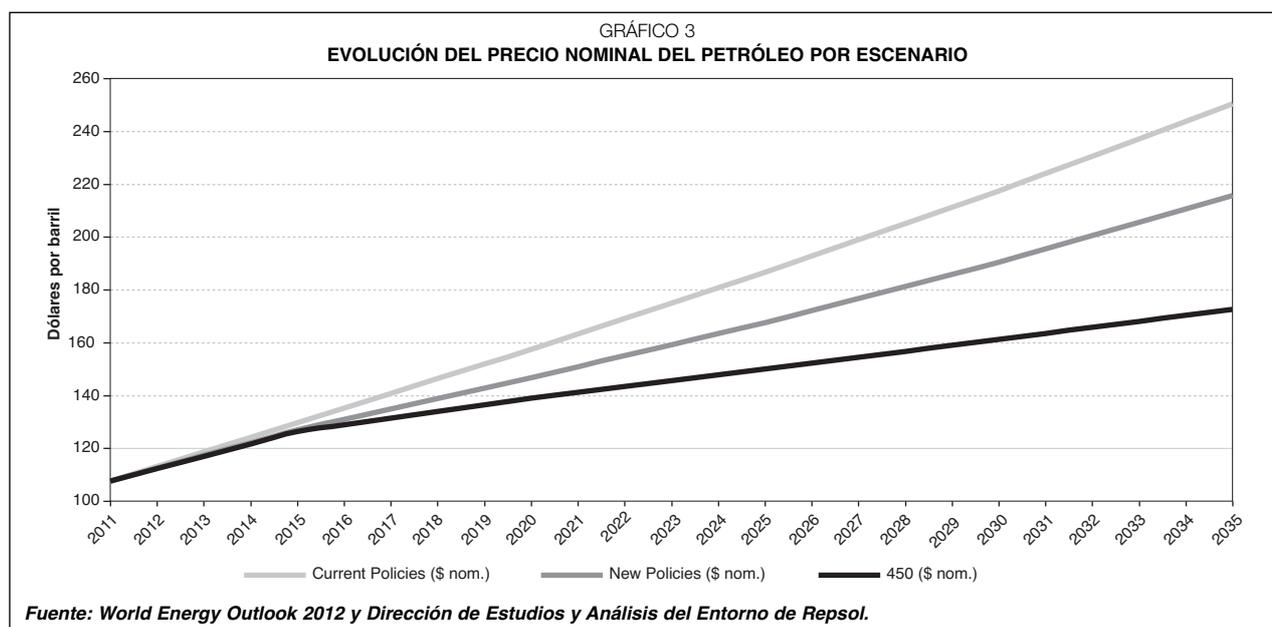
¹ Mtep = Mtoe por sus siglas en inglés.



de fuera de la OCDE, lo que es un reflejo de su mayor crecimiento económico, de la producción industrial necesaria para su desarrollo y por supuesto de la población. Sin embargo, el crecimiento de la demanda en la no-OCDE se ralentizaría a lo largo del periodo: de 2010 a 2020 crecería a un 2,6 por 100 medio interanual mientras que de 2020 a 2035 este ritmo bajaría a un 1,4 por 100. China contribuiría con el 33 por 100 del incremento de la demanda global de energía primaria, mientras que en proporción el crecimiento de India sería un poco más de la mitad del chino.

En cuanto a la energía final, En 2010 el mundo consumió cerca de 8.700 Mtep. El peso de los hidro-

carburos en la matriz final no es menos relevante que en la matriz primaria. Actualmente, el petróleo y el gas natural representan conjuntamente más de la mitad del consumo final mundial (el 41 por 100 el petróleo y cerca de un 15 por 100 el gas natural). A los hidrocarburos les sigue el consumo de electricidad y calor, con un 21 por 100 de peso en la matriz final, la biomasa con un 13 por 100, y el carbón con un 10 por 100. En 2035, según el escenario base de la Agencia, esta distribución no cambiaría significativamente. A grandes rasgos, el petróleo caería en 4 puntos porcentuales y el carbón en 2, mientras que crecerían principalmente el gas natural y la electricidad. ▷



La visión de la AIE sobre el consumo final por sectores es el siguiente: en 2010, la matriz mundial de consumo final por sectores era: 34 por 100 residencial-comercial (del cual 9,6 por 100 en forma de consumo de electricidad), 27 por 100 transporte (0,3 por 100 como electricidad), 28 por 100 industria (del cual un 7,4 por 100 electricidad), y otros sectores, entre los que se encuentra la petroquímica, la agricultura y la pesca, un 11 por 100 (de los cuales 0,5 por 100 electricidad). A 2035 esta distribución sectorial apenas cambiaría en unos 3 puntos porcentuales en detrimento del residencial-comercial y a favor del transporte y de la industria.

Distribuyendo el consumo sectorial de esta matriz final entre los agentes que impulsan la demanda, esto es consumidores o industria, nos encontramos con que a escala mundial los consumidores representan el 60 por 100 vía transporte y consumo residencial-comercial, y la industria el 40 por 100. En los países emergentes esta proporción se invierte, y el 60 por 100 del consumo lo explica la industria.

3. Perspectivas en el mercado del petróleo

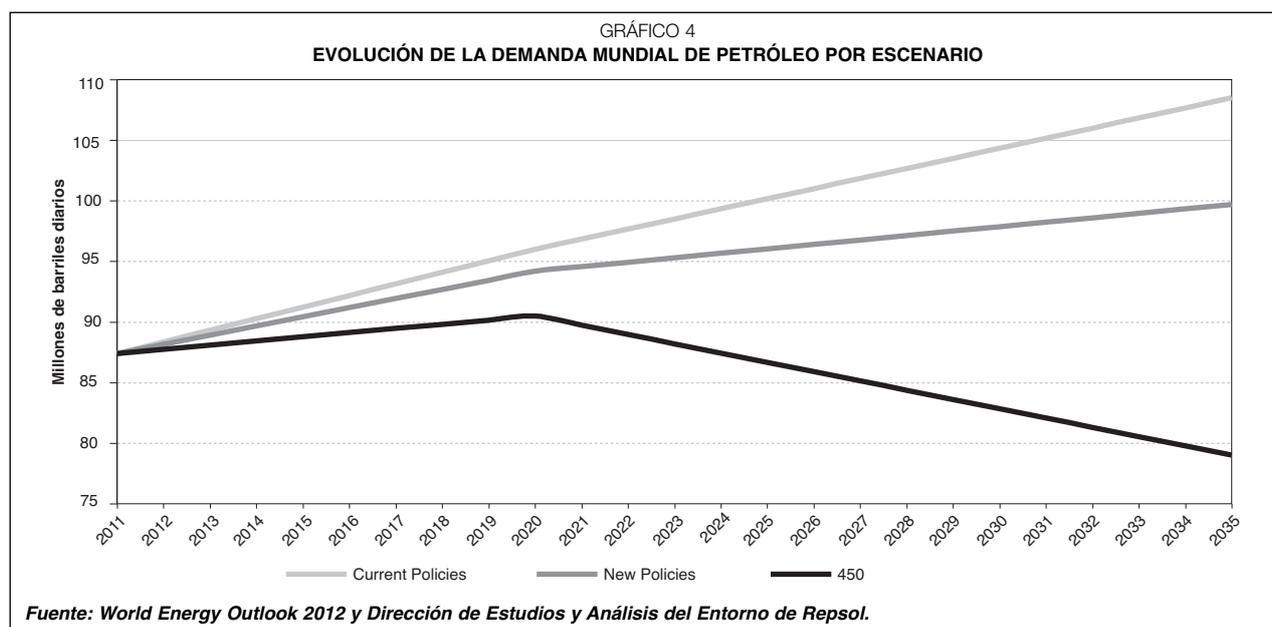
3.1. Precios

Un factor determinante que afecta transversalmente a la demanda y a la oferta es el precio del

barril de crudo. La Agencia plantea tres perfiles de precios a largo plazo en línea con sus escenarios. La tendencia común a los tres escenarios es de precios nominales y reales al alza, salvo en el caso de precios reales del escenario 450, donde se registraría un descenso paulatino desde los 115 dólares por barril en 2015 a los 100 dólares en 2035.

Centrando el análisis en los precios nominales, hacia el final del periodo la diferencia de precio entre el escenario *Current Policies* y el 450, entendidos como el más alcista de precios y el más bajista respectivamente, es de casi 80 dólares. Sin embargo, no es sino hasta 2015 cuando los precios comenzarían a divergir, ya que hasta entonces la diferencia máxima apenas alcanzara los 5 dólares por barril.

Como se ha mencionado, el escenario con precios más altos es el *Current Policies*. En él la senda de precios sube de forma sostenida desde los 108 dólares de 2011 hasta los 250 dólares en 2035. Según la Agencia, esta subida sustancial del precio sería necesaria para equilibrar la oferta, proveniente de campos con alto coste marginal, con el rápido crecimiento de la demanda. Por su parte, para el escenario de referencia, o *New Policies*, la Agencia estima una subida desde los 108 dólares por barril actuales a los 215 dólares en 2035. Estos precios se basan ▷



en, por un lado, una mejora de la competitividad de los sustitutos del petróleo destinados al sector transporte, y por otro, en el aumento de los costes por el agotamiento de las fuentes actuales, dado el mayor coste de las fuentes sustitutivas. Finalmente, en el escenario 450 una menor demanda se traduce en una menor necesidad de desarrollar el petróleo de los campos con altos costes asociados de la región no-OPEP.

3.2. Demanda

La trayectoria que seguirá el uso del petróleo en las próximas dos décadas difiere considerablemente entre los escenarios planteados por la Agencia, reflejando las diferentes suposiciones sobre las políticas gubernamentales implementadas para frenar la creciente demanda y las emisiones.

Pero, si bien las políticas son un factor importante en las tendencias a largo plazo, otros factores también juegan un papel crucial, a saber: la actividad económica, la población, los precios y la tecnología. El crecimiento económico y poblacional continúa presionando la demanda para la movilidad de personas y mercancías, mientras que la tecnología y los precios influyen en cómo los servicios de transporte son suministrados.

En los escenarios *Current Policies* y *New Policies*, el uso del petróleo se incrementaría en términos absolutos en todo el periodo de estudio, determinado principalmente por el crecimiento poblacional y económico de los países emergentes. Por su parte, en el escenario 450 el consumo del petróleo caería en respuesta a la fuerte acción de las políticas para frenar el uso de energías fósiles. La participación del petróleo en la matriz de demanda de energía primaria caería en los tres escenarios, aunque de forma más pronunciada en el 450 donde alcanzaría un 25 por 100 en 2035 desde el 32 por 100 en 2011. En el caso de los otros dos escenarios la participación se reduciría hasta el 27 por 100 en 2035.

La demanda global en el escenario central de la AIE es, en media para todo el periodo de análisis, un millón de barriles diarios (bl/d) superior a la del *WEO 2011*. Así, la demanda se incrementaría suavemente en el periodo desde los 87,4 millones de bl/d en 2011, hasta los 99,7 millones en 2035, lo que implica un crecimiento medio anual del 0,55 por 100 en el periodo, frente al 0,54 por 100 estimado en el *WEO* anterior.

Por regiones, y según el escenario *New Policies*, la demanda en la zona OCDE caería principalmente por las ganancias en eficiencia de los vehículos y por la penetración de combustibles al- ▷

ternativos, impulsada por una combinación de medidas gubernamentales y por los altos precios del petróleo. La Agencia estima una caída desde los 42 millones de b/d de 2011 hasta los 33 millones en 2035, una reducción media del 0,7 por 100 al año. Si bien la demanda de petróleo cae en todas las regiones de la OCDE, es en Estados Unidos donde se registraría el mayor descenso absoluto, desde los 17,6 millones de bl/d en 2011 hasta los 12,6 millones en 2035, cerca de un 1 por 100 de caída media anual en el periodo. Esta contracción de 5 millones de bl/d, se vería parcialmente compensada por el aumento de cerca de 1 millón de barriles equivalentes de petróleo diarios en el uso de biocombustibles.

En contraste al descenso de 8,8 millones de bl/d que experimentarían la región OCDE, en la no-OCDE la demanda continuará creciendo y se incrementaría en el mismo periodo en 18,8 millones de bl/d. En consecuencia, la no-OCDE superaría la demanda del conjunto de la OCDE en 2015. Los determinantes de esta tendencia son conocidos: fuerte crecimiento económico y poblacional, que junto con el gran potencial para la movilidad de personas en estos países, contrarrestaría las importantes ganancias en eficiencia del sector transporte. Asia continuaría siendo la región con mayor potencial, y China por sí sola contribuiría con el mayor incremento de la demanda en términos absolutos –cerca de la mitad del incremento mundial de la demanda de petróleo–, pasando de los 9 a los 15,1 millones de bl/d entre 2011 y 2035, un crecimiento medio anual del 2,2 por 100.

Sectorialmente, a día de hoy, alrededor del 50 por 100 de la demanda primaria de petróleo se concentra en el sector transporte, comparado con el 9 por 100 de la industria, el 8 por 100 del sector residencial y comercial, o el 7 por 100 de la generación eléctrica. En el periodo de análisis, el consumo de petróleo fuera del sector transporte se ve afectado por las fuertes señales de precios que dan impulso a un uso más eficiente o incluso a la búsqueda de fuentes alternativas.

Para 2035, la participación de la industria en la matriz de consumo final de petróleo se situaría por

debajo del 8 por 100, debido al fuerte incremento del uso del gas y, en menor medida, de la electricidad en este sector. En el sector residencial y comercial, el uso del petróleo varía entre regiones, reflejando los distintos estados de desarrollo de sus economías: mientras que en la OCDE más del 80 por 100 es usado en el sector servicios y para el calentamiento de espacios, la mayor parte del petróleo usado en el sector residencial y comercial de los países no-OCDE es en forma de queroseno y gases licuados del petróleo para cocinar. Así, la demanda de petróleo en este sector se proyecta que alcance un pico en los próximos años y que a partir de ahí decline por el uso de equipamientos más eficientes y una mayor penetración del gas y la electricidad. En otros sectores incluyendo la generación eléctrica, es probable que el uso de petróleo se estanque o se reduzca por la baja competitividad de los derivados del petróleo para estas actividades.

En definitiva, es en el sector transporte donde recae y recaerá el mayor uso del petróleo. Según el escenario de referencia la demanda final de petróleo en este sector se incrementaría desde los 46 millones de bl/d de 2011 hasta los 60 millones en 2035, alcanzando un 60 por 100 del uso total del petróleo. El crecimiento de la demanda en el transporte –especialmente en la región no-OCDE, donde los niveles de propiedad de vehículos son mucho menores que en los países OCDE– contrarrestaría el efecto conjunto de las ganancias de eficiencia y del incremento del consumo de combustibles alternativos.

Dentro del sector transporte, la flota de vehículos ligeros de pasajeros (PLDV, por sus siglas en inglés) comprende el grueso del consumo de petróleo en transporte por carretera a día de hoy (alrededor del 40 por 100), y este tipo de vehículos se esperan continúen teniendo la mayor participación. Sin embargo, la demanda de petróleo para el transporte de mercancías por carretera crecerá más rápidamente, casi hasta alcanzar los niveles de los PLDV. El transporte de mercancías por carretera acumularía el 40 por 100 del incremento total de la demanda de petróleo a escala mundial. Después del transporte por carretera, los mayores consu- ▷

midores de petróleo en el sector son el transporte aéreo y el transporte marítimo.

3.3. Oferta

Reservas

La Agencia referencia sus estimaciones de reservas probadas a las publicadas por el *Oil and Gas Journal* (O&GJ) y por la empresa BP en su *BP Statistical Review of World Energy*. Sin embargo, debido a que la estimación de reservas probadas de BP incluye la nueva revisión de reservas realizada en Venezuela de las acumulaciones del Orinoco y la del O&GJ no, la Agencia toma el dato de la primera. Así las reservas probadas mundiales se situarían en el entorno de los 1.653 miles de millones de barriles.

Las reservas probadas se han incrementado cerca de un tercio desde el año 2000, y más de la mitad del incremento ha venido de la reclasificación de reservas en la Faja Petrolífera del Orinoco y de revisiones de otros países OPEP. Así, Venezuela supera ahora a Arabia Saudí como el país con mayores reservas con 295 mil millones de barriles. Los países de la OPEP comprenden más del 70 por 100 de las reservas probadas del mundo. Fuera de la OPEP, Rusia y Kazajistán son los que más han incrementado sus reservas desde el 2000, mientras que el resto de países no-OPEP han mantenido sus niveles.

Las estimaciones de los recursos recuperables remanentes, que incluyen las reservas probadas más el petróleo de campos existente cuyos recursos podrían ser reclasificados a reservas probadas en el futuro, así como el petróleo técnicamente producible que todavía falta por encontrar, son un mejor indicador del potencial de producción a largo plazo. Basándose en los datos de un buen número de fuentes, incluyendo el *US Geological Survey* (USGS), así como el Instituto Federal Alemán para las Geociencias y Recursos Naturales (BGR), la AIE estima que los recursos técnicamente recuperables a 2011 (recursos recuperables en última instancia menos la producción acumulada a la fecha) son de

5.900 miles de millones de barriles, lo que supone un aumento del 9 por 100 respecto a la estimación hecha en el WEO 2011. Esta estimación considera la última valoración del USGS de los recursos convencionales mundiales sin descubrir y el potencial de aumento de las reservas, así como la estimación de la AIE del potencial de los recursos de crudo ligero de lutitas (*Light Tight Oil*), no incluida en anteriores ediciones del WEO.

Una buena parte de los recursos recuperables remanentes de petróleo a escala mundial son clasificados como no-convencionales, principalmente: crudo ligero de lutitas, crudo extra-pesado, bitumen natural de las arenas bituminosas y querógeno. En total, estos recursos comprenden un total estimado de 3.200 miles de millones de barriles, más de la mitad de los recursos remanentes recuperables.

Producción

La oferta de petróleo, que comprende la producción de crudo, la de líquidos procedentes del gas natural (LGN) y la de petróleo no-convencional así como las ganancias del procesamiento, sigue la misma trayectoria de la demanda en cada uno de los escenarios del *WEO 2012*, ya que el modelo de la Agencia no estima explícitamente excesos de capacidad en el sistema.

En el escenario de referencia, la producción de petróleo, neto de las ganancias del procesamiento, aumentaría desde los 84,5 millones de bl/d de 2011 hasta los 96,8 millones de 2035. Este incremento vendría en su totalidad asociado a los LGN y los recursos no-convencionales, por lo que la producción de crudo fluctuaría entre los 65 y los 69 millones de bl/d en todo el periodo, muy lejos del máximo histórico alcanzado en 2008 de 70 millones de bl/d.

Los requerimientos de nueva capacidad van más allá del incremento proyectado de la oferta, debido a la necesidad de compensar el declino de los campos existentes cuando pasan su pico de producción y comienzan a decaer. La Agencia estima que la producción de los campos que están activos en 2011 caería cerca de dos tercios, hasta los 26 millones ▷

de bl/d en 2035. Así, la proyección de 65 millones de bl/d requiere de 40 millones de nueva capacidad a ser añadida en el periodo. De esta capacidad, 26 millones, o un 66 por 100, vendría de campos descubiertos a ser desarrollados, en su mayoría de países OPEP, y los restantes 13 millones de campos aún por descubrir, principalmente en países no-OPEP.

La oferta de los LGN se proyecta que aumente significativamente en el escenario de referencia, desde los 12 millones de bl/d en 2011 hasta los 18 millones en 2035, contabilizando el 50 por 100 del incremento neto de la producción global en ese periodo. La principal razón detrás de este aumento es el incremento de la producción de gas natural, particularmente de Oriente Medio, donde el gas generalmente tiene un mayor contenido de LGN respecto a otras regiones.

El importante crecimiento de la producción de los LGN incrementaría la oferta de crudos ligeros, ya sea para uso final o como materia prima para las unidades de destilación. Sin embargo, este efecto se espera sea parcialmente contrarrestado por el incremento de la participación del petróleo extra-pesado y del bitumen natural en el global de la producción. En este sentido, el cambio del mix de producción requerirá una alta inversión en unidades de conversión profunda para los petróleos pesados y los bitúmenes, así como en facilidades de procesamiento de LGNs para los fluidos más ligeros.

Regionalmente, la producción no-OPEP se estabilizaría alrededor de los 53 millones de bl/d después de 2015 y comenzaría a declinar poco después de 2025, alcanzando los 50 millones de bl/d de producción al final del periodo. La fuerte caída de la producción de crudo de la no-OPEP únicamente se compensa con el agregado de los incrementos previstos de la producción de los LNG y petróleo no-convencional, en su mayor parte proveniente del *Light Tight Oil* de EEUU y de las arenas bituminosas de Canadá. En la región, los mayores incrementos de la oferta se producirían en Brasil, Canadá, Kazajistán y Estados Unidos, mientras que las caídas más notables se darían en China, Reino Unido, Noruega y Rusia. El aumento de la producción de petróleo no-

convencional –incluido el *Light Tight Oil*– y de LGN compensarían la mayor parte del declino.

En contraste, la producción de la OPEP se aceleraría a lo largo del periodo de estudio, particularmente después de 2020, pasando de los 35,7 millones de bl/d de 2011 a los 38,5 millones en 2020, y a los 46,5 millones en 2035. El grueso de la producción OPEP vendría de la región de Oriente Medio, aunque todos los países del cartel experimentarían aumentos de producción en el periodo. El crudo comprendería un 40 por 100 del incremento de la oferta, los LGN otro 40 por 100 y el petróleo no-convencional el restante 20 por 100.

Esta tendencia conduce a que la participación de la OPEP en la oferta mundial pase del 42 al 48 por 100 en el periodo de estudio. Estas estimaciones se encuentran muy por debajo de las realizadas por Agencia en su *WEO 2011*, donde situaba la participación de la OPEP por encima del 50 por 100, este cambio se debe principalmente a la expansión de la producción de *Light Tight Oil* en los países no-OPEP, sobre todo en Norte América.

3.4. Comercio internacional

Las tendencias futuras de la demanda y la oferta se traducen en un incremento importante del comercio internacional de petróleo, que pasaría de los 42,1 millones de bl/d en 2011 a los 50,2 millones en 2035, un incremento de casi el 20 por 100. Oriente Medio, la mayor región exportadora, contribuiría con el mayor incremento de las exportaciones netas, pasando de los 20,7 millones a los 25,7 millones de bl/d en el periodo. Por su parte, las importaciones aumentarían significativamente en Asia, dada la demanda de China e India. China pasaría de importar 4,9 millones de bl/d en 2011 a 12,3 millones en 2035, por lo que superaría a EEUU como mayor país importador mundial a partir de 2015.

Una mención especial merece la futura participación de EEUU en el comercio internacional. Las importaciones en el país caerían significativamente como resultado de una menor demanda y de un ▷

incremento de la producción doméstica. Para el final del periodo de proyección, las importaciones de EEUU alcanzarían los 3,4 millones de bl/d y la región de Norte América (México, Canada y EEUU) se convertiría en exportadora neta.

La dependencia de las importaciones, medida como el peso de las importaciones netas sobre la demanda, se incrementaría en todas las regiones menos en América. En el caso de China, las importaciones comprenderían el 82 por 100 de las necesidades de petróleo en 2035, frente al 54 por 100 que representan hoy día.

3.5. Inversiones en petróleo y gas

A escala mundial, en 2012 el incremento de la inversión en exploración, producción de petróleo y gas natural se estima sea del 8 por 100 respecto a los niveles de 2011, alcanzando un nuevo máximo histórico de 619 mil millones de dólares, más de un 20 por 100 superior a los niveles de 2008. En términos nominales, la inversión en el sector aguas arriba de la industria (*upstream*) en 2012 se espera alcance un nivel cinco veces más alto que el de 2000. Según la Agencia, a pesar de que se observan datos de una ralentización de la inflación a medida que se reduce la presión global sobre el precio de las materias primas, parte del aumento de la inversión se debe a mayores costes unitarios de exploración y desarrollo, como por ejemplo: cemento, acero y otros materiales de construcción y equipos, así como personal calificado, torres de perforación y la contratación de servicios de campo.

En el modelo de largo plazo de la AIE, los costes reales del *upstream* varían de acuerdo con el precio del crudo, las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías y el declino de las principales cuencas productoras. Así, en el escenario de referencia de la Agencia, los costes reales se incrementarían un 16 por 100 de media en 2035.

Las tendencias futuras apuntan a unas necesidades de inversión acumuladas en infraestructura, a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo,

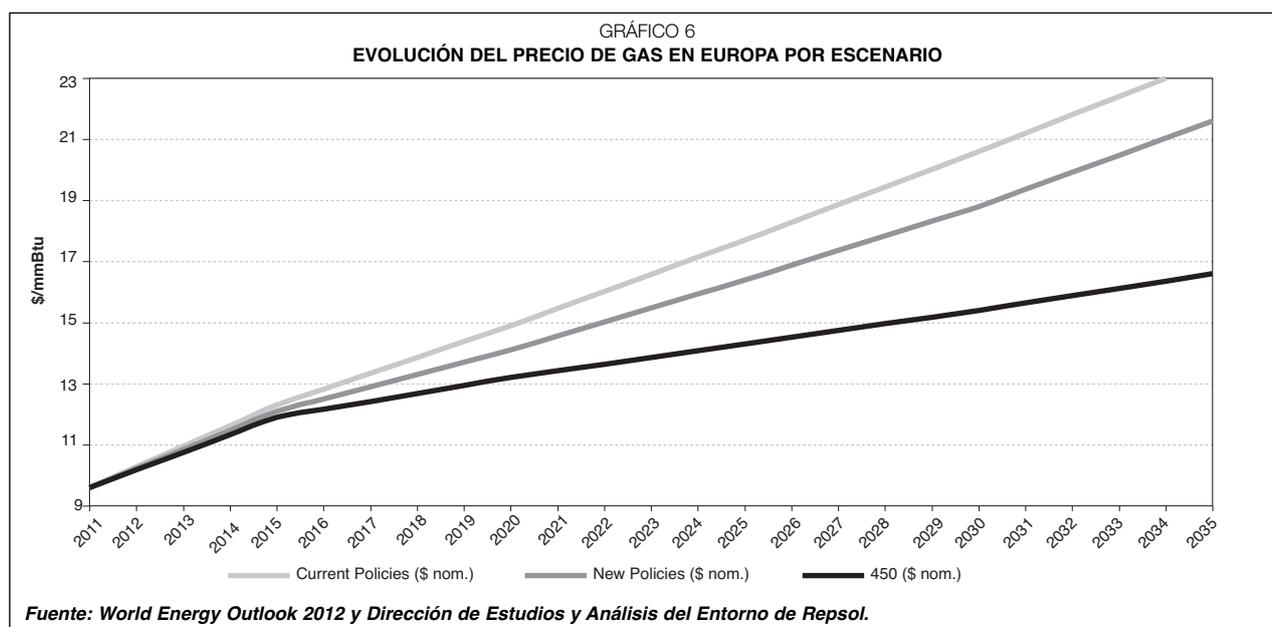
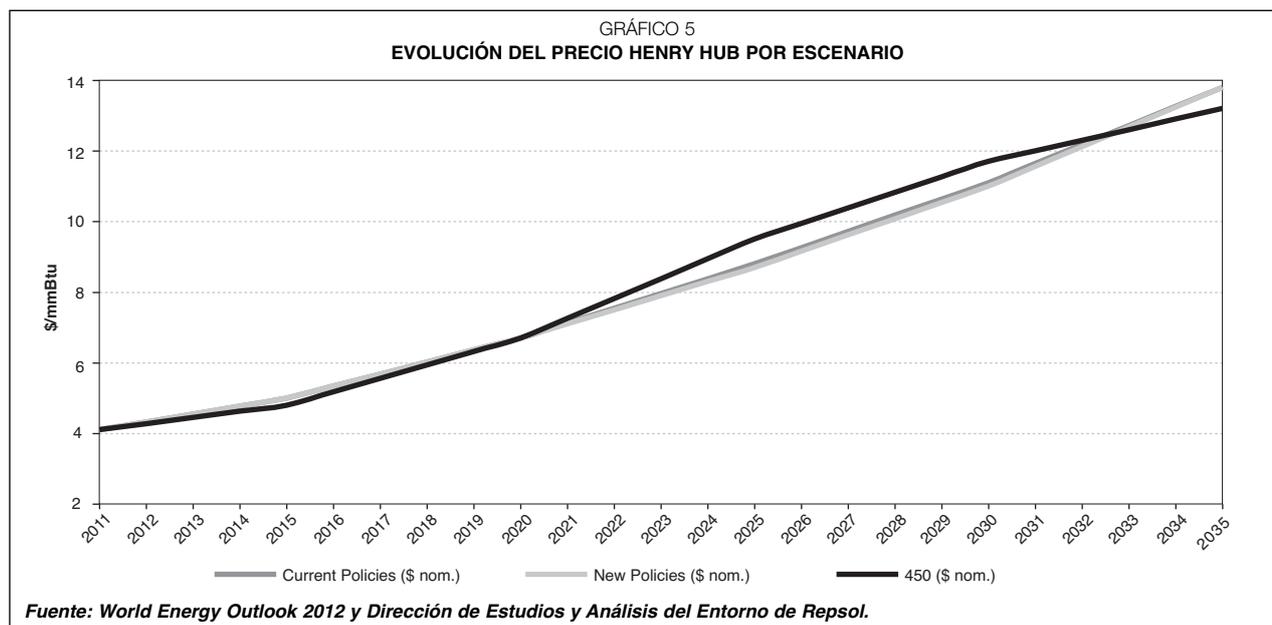
de alrededor de 10.200 millardos de dólares reales del 2011, entre 2011 y 2035, una media de 425 millardos por año. El sector del *upstream* comprendería el 90 por 100 de estas inversiones. Si se incluye el gas, el CAPEX anual del *upstream* superaría los 650 millardos de dólares, más o menos lo que se estima invierta la industria en 2012. La AIE sugiere que los niveles de inversión se deben mantener altos para hacer frente al reto de aumentar la capacidad para satisfacer el incremento de la demanda, así como para contrarrestar los efectos del declino en la producción. El principal determinante de esta tendencia sería el alto coste asociado a la puesta en producción de los nuevos recursos, particularmente en los proyectos de aguas profundas y no-convencionales en los países no-OPEP.

4. Perspectivas del mercado del gas natural

4.1. Precios

En lo que respecta a los precios del gas, la Agencia realiza previsiones en cada uno de sus escenarios para las tres principales regiones de comercialización de gas: Estados Unidos, Europa y Asia (Japón). Las perspectivas de la producción de recursos no-convencionales han influido en las previsiones contribuyendo a que la ratio precio del gas-petróleo, en términos energéticos equivalentes, permanezca por debajo de la media histórica. En general, los precios del gas proyectados siguen la tendencia de los precios del crudo, presentando una tendencia común al alza en los tres escenarios tanto en términos nominales como reales, excepto en el caso de precios reales del escenario 450, en el cual se registraría una disminución progresiva de todos los precios hasta 2035.

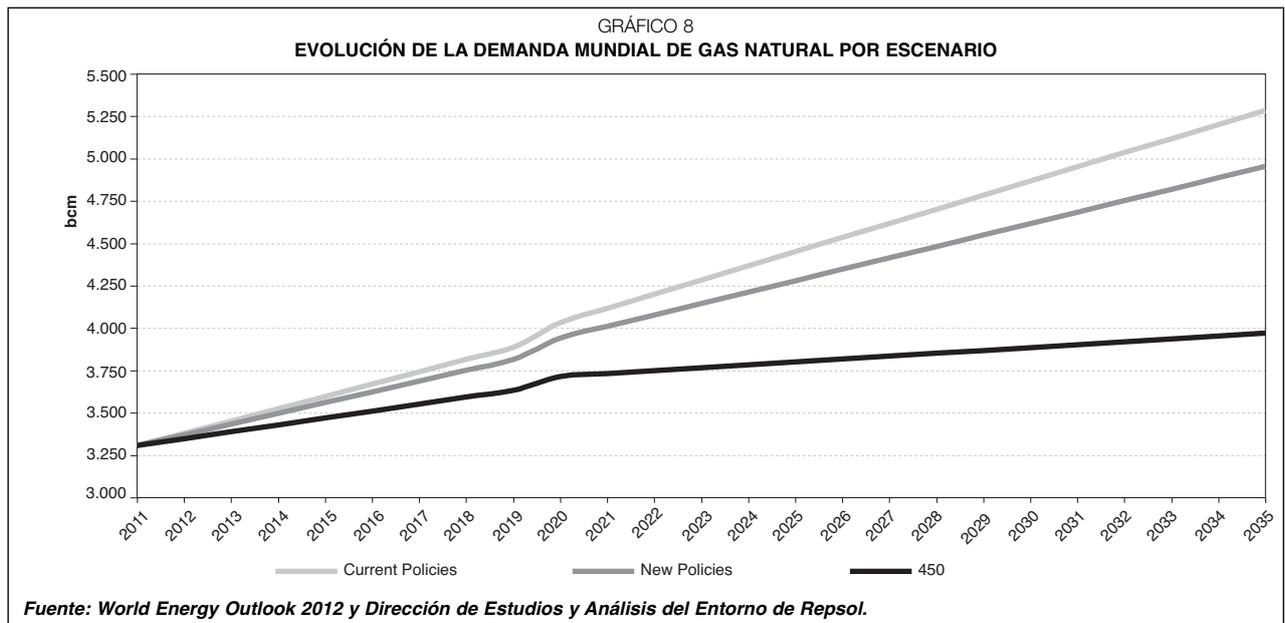
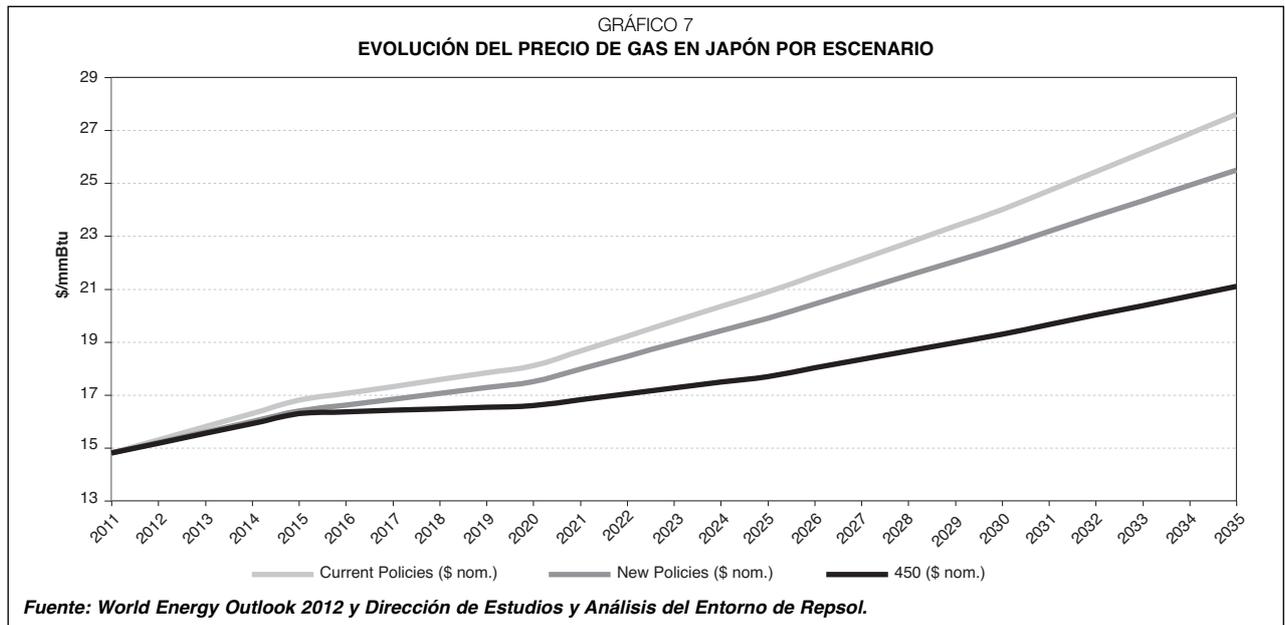
Tomando como referencia los precios nominales, en el caso del gas estadounidense, el nivel de precios sería prácticamente el mismo en los escenarios *New Policies* y *Current Policies* para el periodo 2015-2035, llegando a los 13,8 \$/mmBtu en 2035 desde los 5 \$/mmBtu de 2015. De 2015 a 2020, el nivel de precios del escenario 450 también es coincidente ▷



con el de los otros dos escenarios, pero a partir de esa fecha se incrementa hasta 2030 (situándose en 9,5 \$/mmBtu en 2025 y en 11,7 \$/mmBtu en 2030), para luego descender hasta los 13,2 \$/mmBtu en 2035.

En lo que respecta al gas europeo, la diferencia entre el escenario más alcista (*Current Policies*) y el más bajista (*450*) es de 7 \$/mmBtu en 2035 (23,6 \$/mmBtu frente a 16,6 \$/mmBtu). Por su parte, el gas japonés seguiría siendo el más caro, llegando a los 27,6 \$/mmBtu en 2035 según el *Current Policies*, frente a los 21,1 \$/mmBtu del escenario *450*.

Estas previsiones indican un estrechamiento de los diferenciales de precios del gas frente al crudo en todas las regiones. El precio más bajo seguiría siendo el estadounidense debido al incremento de la oferta de gas no-convencional «barato». En Europa, el cambio hacia precios referenciados a un *hub* frente a los precios indexados al petróleo ayudaría a moderar el incremento del precio del gas en el escenario central, aunque dicho efecto se vería con trarrestado por la mayor dependencia de las importaciones desde orígenes más lejanos y con mayores costes de transporte. En Asia, los crecientes su- ▷



ministros locales de gas no-convencional, así como los mayores suministros *spot* de gas natural licuado (GNL) ejercerían una cierta presión a la baja sobre los precios de importación contratados a largo plazo e indexados al crudo.

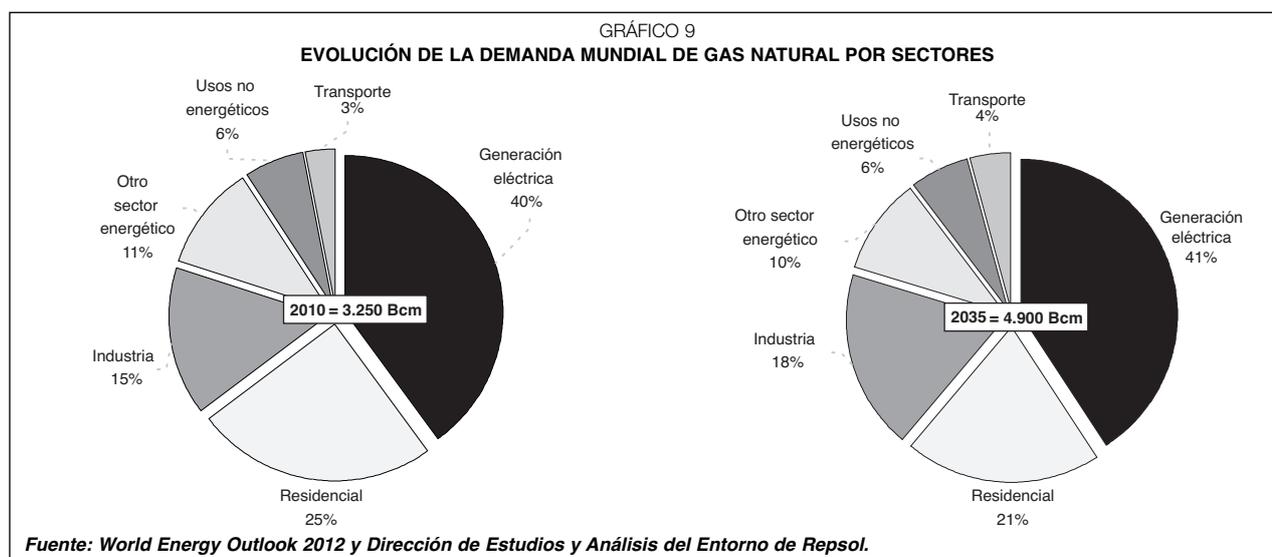
4.2. Demanda

La demanda de gas natural crece de manera sostenida en los tres escenarios estudiados en el *WEO*

2012; de hecho es el único combustible fósil cuya demanda crece en los tres escenarios.

En el escenario *New Policies*, la demanda mundial de gas natural aumentaría desde los 3,4 Tcm² en 2011 hasta los 5 Tcm en 2035, lo que implica un ritmo de crecimiento interanual del 1,6 por 100. La tasa de crecimiento varía por regiones, siendo tres veces mayor en los países no-OCDE (2,3 por 100 anual en media, con China el país que presentará ▷

² Tcm = 1x10¹² metros cúbicos.



un mayor crecimiento: 6,6 por 100) que en los OCDE (0,8 por 100 anual en media). Esto implica que los países no-OCDE serían los responsables del 80 por 100 del incremento mundial de la demanda de gas hasta 2035.

En China las políticas activas de apoyo al gas y las reformas normativas harán que el consumo pase de cerca de 130 Bcm³ en 2011 a 545 Bcm en 2035.

Entre los países OCDE destaca Estados Unidos, donde los bajos precios del gas y la abundante oferta harán que el gas supere al petróleo en 2030 como la fuente energética de mayor peso en su *mix* energético. Por otro lado, Europa tardará casi diez años en volver a los niveles de demanda de 2010, y en Japón las perspectivas de crecimiento de la demanda se verán limitadas por los elevados precios y las políticas de apoyo a las renovables.

Sectorialmente, la generación eléctrica representará el 40 por 100 del incremento de la demanda hasta 2035. El uso del gas para transporte presenta la mayor tasa de crecimiento a lo largo del periodo (4,7 por 100), aunque es el sector con menor demanda en niveles (en 2035 llegaría a representar tan solo el 4 por 100 de la demanda total de gas). Los elevados precios del crudo y los problemas medioambientales serán los principales impulsores de la demanda de

gas para transporte. Tras el sector transporte, el sector con mayor tasa de crecimiento es el industrial (1,9 por 100 interanual), con los mayores incrementos provenientes de los países no-OCDE fundamentalmente de Asia, Latinoamérica y Oriente Medio.

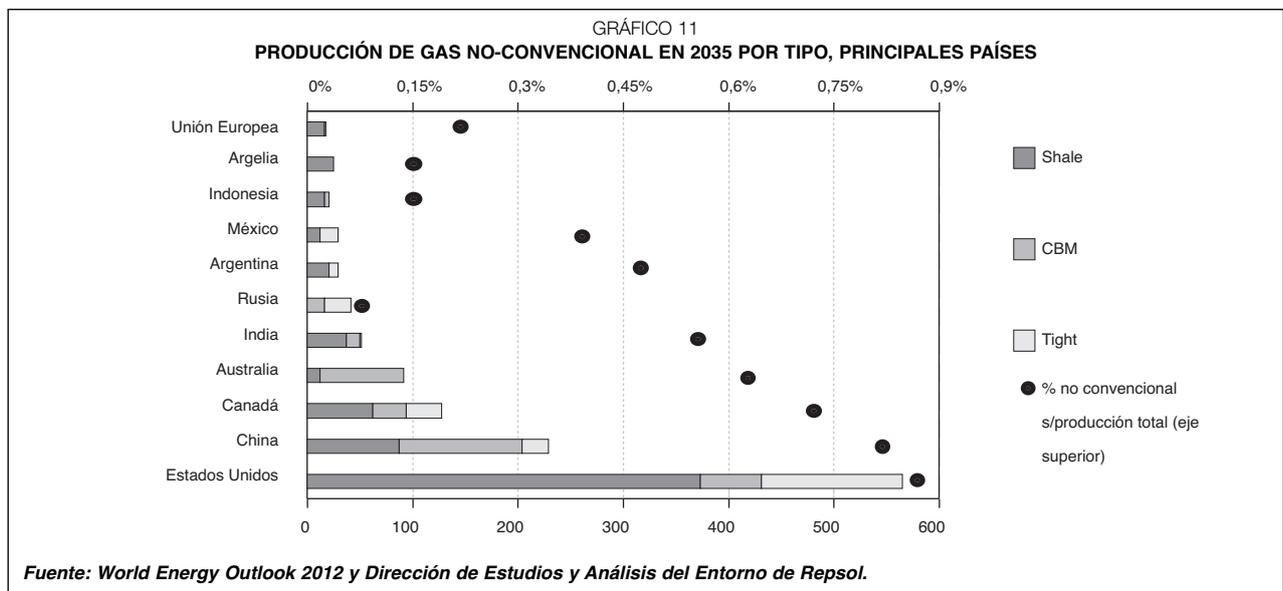
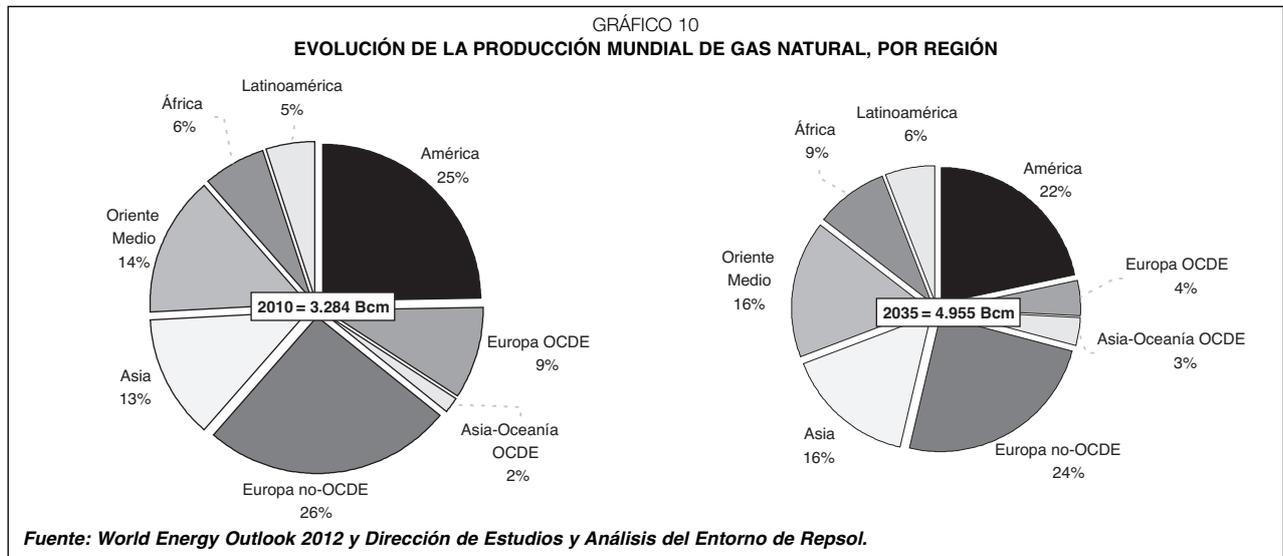
El crecimiento de la oferta de gas natural podría reducir la competitividad de otras fuentes para generación eléctrica, como el carbón o la energía nuclear, en algunas regiones (por ejemplo Norteamérica).

4.3. Oferta

La Agencia estima que los recursos totales técnicamente recuperables de gas ascienden a 790 Tcm, equivalentes a más de 230 años de consumo al ritmo actual. De ellos, el 58 por 100 (462 Tcm) correspondería a gas convencional y el resto a gas no-convencional (328 Tcm).

En cuanto a la producción mundial, en el escenario *New Policies* aumentará desde los 3.284 Bcm de 2010 hasta los 4.955 Bcm en 2035. El 71 por 100 de la producción se dará en los países no-OCDE en 2035 (frente al 64 por 100 de 2010) y el gas no-convencional representará cerca de la mitad del incremento de la producción mundial de gas en el periodo de análisis, con la mayor parte de dicho incremento procedente de China, Estados Unidos y ▷

³ Bcm = 1x10⁹ metros cúbicos.



Australia. Así, el gas no-conventional pasaría a representar el 26 por 100 de la producción mundial en 2035, frente al 14 por 100 que representó en 2010.

Rusia, el país con mayores reservas de gas convencional del mundo, se mantendrá como el primer productor mundial de gas en 2035. Es significativo el crecimiento previsto de la producción de Irak, Brasil y de algunos nuevos productores del este de África. Por su parte, se prevé que la producción europea continúe su tendencia de descenso, la cual sería compensada en parte por la producción no-conventional (20 Bcm en 2035), encabezada por Polonia. La producción de Noruega se mantendría en los 110-120 Bcm anuales y el este del Mediterráneo

emergiría como un área prometedora para la exploración y desarrollo de reservas, si bien las complejas relaciones políticas de la zona podrían retrasar el proceso.

El impacto medioambiental de la producción de gas no-conventional es un factor de incertidumbre que de no solucionarse adecuadamente podría frenar el desarrollo de este sector. En este aspecto, sería necesario conseguir un marco regulatorio sólido y un comportamiento ejemplar por parte de la industria. Si se potencian y diversifican las fuentes de suministro y se produce la entrada de nuevos países exportadores (caso de Estados Unidos), el gas no-conventional podría ejercer presión sobre los proveedores. ▷

res de gas convencional y los mecanismos tradicionales de fijación de precios (contratos a largo plazo indexados al crudo), lo que reorientaría el mercado global hacia flujos más diversificados.

4.4. Comercio internacional

El volumen de gas negociado internacionalmente aumentaría cerca de un 80 por 100 entre 2010 y 2035, desde 675 Bcm hasta cerca de 1.200 Bcm, pasando a representar el 24 por 100 del consumo global frente al 20 por 100 de 2010. El comercio de gas vía GNL se doblará en el periodo de análisis hasta representar cerca del 50 por 100 del comercio internacional en 2035.

Los mayores incrementos de las importaciones se producirían en Europa y China. En Europa se prevé que las importaciones pasen a representar el 85 por 100 del consumo en 2035, 525 Bcm, frente al 65 por 100 que representaban en 2011, 302 Bcm. Por su parte, en China las importaciones se incrementarían desde 30 Bcm en 2011 a 225 Bcm en 2035. Este incremento representa cerca del 40 por 100 de la expansión del comercio internacional de gas. Hasta 2020 el incremento de las importaciones chinas se produciría tanto por tubería, desde Asia central y Myanmar, como vía GNL (actualmente China tiene 7 terminales de regasificación en construcción). A partir de 2020 se prevé que China comience a importar gas por tubería desde Rusia.

Por otro lado, Rusia continuaría siendo el mayor exportador mundial de gas (cerca de 310 Bcm en 2035). Las exportaciones de Azerbaiyán (a Europa) y de Turkmenistán (a Asia) se incrementarían sustancialmente, seguidas de las exportaciones de Qatar, y aparecerían nuevos países exportadores en el este de África y en Norteamérica. En lo que respecta a esta última región, las expectativas son que las exportaciones sean considerablemente menores a la capacidad proyectada (200 Bcm/año en Estados Unidos y 50 Bcm/año en Canadá).

Entre los proyectos en construcción de gasoductos destacan los de Rusia hacia China y Europa, y los

de la región del Caspio a Europa e India. Por su parte, entre los proyectos de GNL destacan los de Australia, Norteamérica, África, Rusia, Brasil y algunos países de Oriente Medio.

El incremento del comercio de gas internacional en el corto plazo, unido a los mayores suministros de GNL y a una mayor flexibilidad operacional, anticipa una mayor correlación interregional de precios. En este aspecto, la construcción de plantas de licuefacción en Estados Unidos abre la posibilidad de exportar a Asia, lo que ayudaría a incrementar los precios en el país norteamericano al tiempo que haría disminuir los precios asiáticos; además se aceleraría el proceso de globalización de los mercados del gas.

4.5. Inversiones

Los costes de capital unitarios del sector gasista se han visto incrementados significativamente en los últimos años por la mayor demanda de servicios de construcción y un mayor coste tanto de materiales como de mano de obra. En este aspecto, los costes de construcción de plantas de GNL se han incrementado especialmente (por ejemplo, los costes de la planta australiana de licuefacción de Pluto que estaban previstos en un rango de 1.000-2.000 \$/ton de producción anual en 2010, se han incrementado hasta el rango de los 2.800-4.000 \$/ton).

El escenario *New Policies* contempla una inversión total acumulada entre 2012 y 2035 de 8.670 millones de dólares (en términos reales de 2011) para el sector, unos 377 millones de dólares al año. De esta cantidad, cerca de dos tercios, unos 5.800 millones (más de 240 millones al año), irían destinados a exploración y producción; 2.050 millones a transmisión y distribución; 695 millones a la construcción de plantas de licuefacción, regasificación y metaneros; y 103 millones a la construcción de gasoductos. Más de la mitad de la inversión será necesaria en los países no-OCDE, donde se localizarán los mayores incrementos de demanda y producción (a pesar de que los costes de construcción tiendan ▷

a ser menores que en la OCDE). El 60 por 100 de la inversión en la región OCDE (equivalente al 25 por 100 de la inversión mundial), se concentrará en Estados Unidos y Canadá.

5. Conclusiones

Con la publicación del *WEO 2012* la Agencia Internacional de la Energía continúa señalando el predominio de los hidrocarburos, en la matriz energética primaria y final, durante las próximas décadas. Comparado con ediciones anteriores, las perspectivas contenidas en el *WEO 2012* son, si cabe, aún más favorables a un mayor peso de los hidrocarburos.

Las estimaciones del volumen de oferta y demanda a largo plazo son por definición iguales, es decir, no se introduce en el modelo ninguna variación de inventarios. Sin embargo, es interesante ver cómo la Agencia ha equilibrado el balance oferta-demanda de petróleo a lo largo de los últimos cuatro años (periodo 2008-2012), en los cuales la crisis ha dado lugar a una reducción de las estimaciones de la demanda media de aquí a 2030 en torno a los 2,5 millones de barriles diarios. Ante esta revisión a la baja

de la demanda, la Agencia no ha hecho sino revisar a la baja en 7 millones la oferta OPEP, y al alza en 4,5 millones la oferta no-OPEP. Es decir, le ha dado un mayor protagonismo a regiones con mayor respeto por las reglas del juego y de protección jurídica a la inversión en el sector. La clave pasa a ser los recursos no-convencionales en Estados Unidos y Canadá, dejando en el horizonte la sensación de que el potencial de la oferta es mucho mayor que el de la demanda, ya que dentro de la OPEP hay países como Irak e Irán, por mencionar solo dos, cuya capacidad para poner barriles en el mercado es de sobra conocida, pero que se encuentran lastrados por el riesgo a la inversión que representa su situación geopolítica.

Por otro lado, en el caso del gas natural, este mayor potencial de la oferta frente a la demanda ya es un hecho y solo falta desarrollar un mercado que absorba las grandes reservas de gas natural no-convencional en el mundo.

La mejor evidencia del auge de los recursos no-convencionales tanto de gas como de petróleo, es el diferencial de precios que ha generado entre el mercado norteamericano y el resto del mundo. El gran interrogante es hasta qué punto este auge podrá replicarse en otras regiones fuera de Norteamérica.

