

LOS COMBUSTIBLES FOSILES EN EL HORIZONTE 2035

Mariano Marzo Carpio

Catedrático de Estratigrafía,
Facultad de Geología de la Universidad de Barcelona

En 2011, los combustibles fósiles representaron el 81,6% de toda la energía primaria consumida en el mundo. Un porcentaje que se repartió de la siguiente manera: 31,5% para el petróleo, 28,8% para el carbón y 21,3% para el gas. Y las previsiones de futuro nos indican que el dominio de dichos combustibles se prolongará en las próximas décadas.

En este contexto, este trabajo se plantea como objetivo otear el horizonte del 2035 para tratar de encontrar, con las lógicas reservas inherentes a cualquier prospectiva, respuestas a una serie de preguntas de gran calado y que resultan inexcusables cuando se habla de sostenibilidad energética: ¿disponemos de suficientes reservas y recursos de petróleo, gas y carbón para hacer frente a la demanda futura?, ¿cómo se distribuyen geográficamente?, ¿qué capacidad de producción hay que poner a punto para colmar dicha demanda y en qué lugares?, ¿qué implicaciones tendrá esto sobre los precios y el comercio mundial?, ¿qué grado de dependencia deberán soportar los países industrializados?, ¿cuál será el impacto ambiental sobre el planeta causado por el uso continuado y creciente de combustibles fósiles?...

La metodología empleada para responder a tales preguntas ha consistido básicamente en el estudio pormenorizado y la síntesis de los datos y conclusiones presentadas en varios informes recientes publicados por la Agencia Internacional de la Energía¹.

Resulta oportuno destacar que, como sucede en cualquier estudio en el que se tratan cuestiones de prospectiva y de estimación de recursos del subsuelo, las cifras expuestas a lo largo de este trabajo, aunque provienen en su totalidad de fuentes de reconocida solvencia, no deben ser tomadas como valores exactos, sino más bien como orientaciones que permiten identificar determinadas tendencias.

2.1.- PETROLEO

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Key World Energy Statistics, 2013*) en 2011:

- 1) El petróleo representó el 31,5% del suministro mundial de energías primarias.
- 2) Los derivados del petróleo constituyeron el 40,8% del consumo mundial de energía final.

¹ Recordemos que este es un organismo autónomo, con sede en París, 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, EE.UU. 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.

3) Por sectores, el consumo mundial de derivados del petróleo se desglosó del siguiente modo:

- 62,3%: transporte
- 16,8%: usos no-energéticos (principalmente petroquímica)
- 12%: agricultura, pesca, servicios públicos y comerciales, residencial y otros usos (incluida la generación de electricidad)
- 8,9%: industria

Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) señala que en 2011 cerca del 93 % de la energía utilizada mundialmente por el sector del transporte provino de los derivados del petróleo. Los biocombustibles representaron aproximadamente el 2%, el gas natural cerca del 3% y la electricidad poco más del 2%. Cabe por tanto concluir que petróleo es mucho más que transporte, pero que transporte equivale prácticamente a productos derivados del petróleo.

Todos estos datos dan una idea de la importancia que el petróleo tiene en el actual mix energético global y del interés del análisis abordado en los párrafos que siguen.

2.1.1.- DEFINICIONES Y OTRAS CUESTIONES TÉCNICAS PRELIMINARES

2.1.1.1.- Petróleo convencional vs petróleo no convencional

En las páginas que siguen hablaremos de petróleos convencionales y no convencionales, aunque, en la práctica, esta división es artificial e inexacta. En la industria del petróleo y del gas no existe una definición universalmente aceptada de lo que se entiende por convencional o no convencional. En general, en un determinado momento, este último término se aplica a cualquier acumulación de petróleo o gas que requiera tecnologías de producción significativamente diferentes a las utilizadas mayoritariamente hasta entonces. Sin duda, esta acepción resulta imprecisa y demasiado ligada al factor tiempo. A largo plazo, como resultado de la evolución tecnológica, lo no convencional adquiere la categoría de convencional desde el momento en que una tecnología extractiva deja de ser una excepción para convertirse en norma.

2.1.1.2.- Principales tipos de petróleos convencionales

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) utiliza la clasificación mostrada en la figura 2.1. En ella puede observarse que el petróleo convencional incluye el crudo, los condensados y los líquidos de gas natural.

El término **crudo** (*crude*) atiende a una mezcla de hidrocarburos que coexisten en el subsuelo en forma líquida y que permanecen en dicho estado tras su extracción, en las nuevas condiciones de presión y temperatura de superficie.

Los **condensados** (*condesates*) son una mezcla líquida de hidrocarburos recuperados de yacimientos de gas natural asociados o no asociados a crudo. Se trata de hidrocarburos muy ligeros que se encuentran en estado gaseoso en el subsuelo, pero que a las condiciones de presión y temperatura superficiales, a boca de pozo, condensan a líquidos sin necesidad de procesamiento alguno en plantas de gas. A efectos estadísticos, en algunos países (en particular en la OCDE) los condensados se contabilizan junto al crudo, mientras que en otros (principalmente en la OPEP) se incluyen en los líquidos del gas natural.

Los **líquidos del gas natural** (*natural gas liquids* o *NGLs*) son hidrocarburos líquidos o licuados obtenidos tras la manufactura, purificación y estabilización del gas natural. Dichos hidrocarburos representan aquella porción del gas natural recuperable en forma de líquidos en separadores y plantas de procesado. Generalmente, este término incluye al etano, propano, butano y pentano.

2.1.1.3.- Principales tipos de petróleos no convencionales

Según la AIE el petróleo no convencional incluye las siguientes categorías (figura 2.1):

1) **Lutitas² con kerógeno** (*kerogen shales* o *oil shales*). Se trata de un tipo de rocas sedimentarias de grano fino (principalmente integradas por partículas de tamaño arcilla o limo) y de muy baja permeabilidad que contienen una mezcla de componentes orgánicos sólidos denominada kerógeno, a partir de la cual, por calentamiento (hasta unos 500°C), pueden obtenerse hidrocarburos líquidos (*kerogen oil*). Las lutitas con kerógeno son rocas madres inmaduras que no han llegado a producir petróleo porque durante su enterramiento no se han visto sometidas a las condiciones mínimas de temperatura requeridas para la génesis de petróleo o gas.

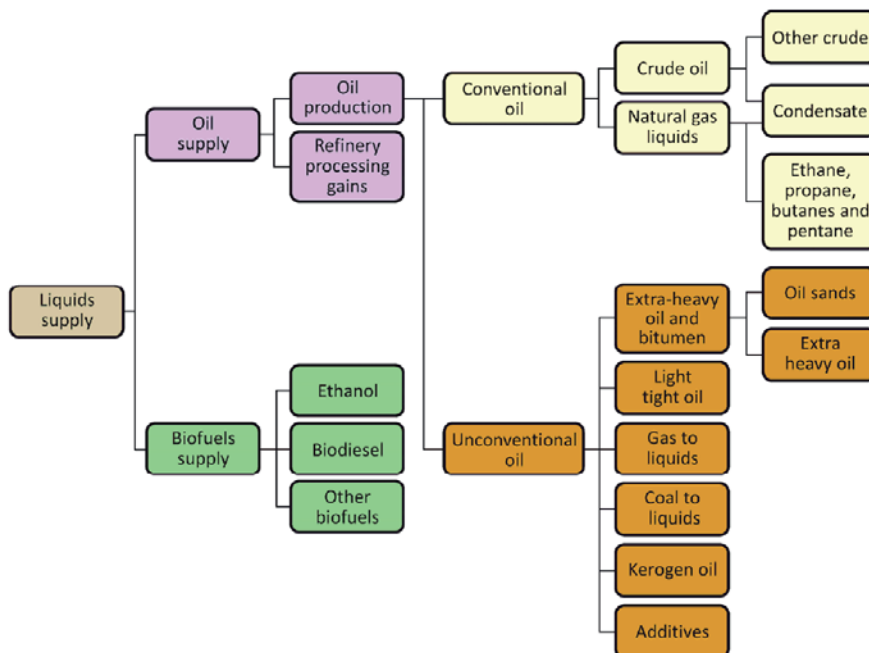


Figura 2.1. El suministro de combustibles líquidos y esquema de clasificación de estos utilizada por la Agencia Internacional de la Energía. (IEA, WEO 2013)

2) **Petróleo ligero de rocas compactas** (*light tight oil* o *LTO*). Se refiere a crudo ligero atrapado en rocas sedimentarias de baja permeabilidad y porosidad (lutitas, areniscas y calizas). Se trata de rocas madre de hidrocarburos, ricas en materia orgánica, que tras sufrir un proceso de maduración térmica adecuado han generado petróleo. Parte de este se

² En este escrito no se traduce el término anglosajón de *shale* por esquisto o pizarra. La razón estriba en que estos dos últimos términos designan rocas metamórficas que, por definición, no contienen materia orgánica ni hidrocarburos. Las *shales* son rocas sedimentarias de grano fino y por ello preferimos traducir este término por lutitas, un vocablo sedimentológico poco conocido pero técnicamente mas correcto que el de esquisto o pizarra.

encuentra todavía en la roca, aunque otra parte puede haber migrado verticalmente acumulándose en yacimientos convencionales. Como los fluidos no pueden moverse fácilmente a través de rocas de baja permeabilidad la producción comercial del petróleo que contiene requieren de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o *fracking*) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.

3) **Arenas petrolíferas o arenas asfálticas** (*oil sands* o *tar sands*). Son rocas sedimentarias no consolidadas mayoritariamente formadas por partículas de tamaño arena, aglutinadas por una variedad densa y extremadamente viscosa de petróleo, técnicamente conocida como bitumen. Existen varias tecnologías para extraer el bitumen de las arenas. Cuando estas están cerca de la superficie, se explotan mediante minería, usando enormes palas y camiones volquete. A continuación, se extrae el bitumen utilizando agua caliente y sosa cáustica, para finalmente tratarlo mediante un proceso (*upgrading*) que da lugar a un crudo sintético que se envía a una refinería. Cuando las arenas petrolíferas se encuentran a más profundidad (más de 75 m) en el subsuelo, se hace necesaria la perforación de pozos horizontales multilaterales y la inyección de agua caliente. Las mayores reservas y recursos de arenas petrolíferas se concentran en Canadá, principalmente en Alberta.

4) Algunos expertos utilizan criterios de densidad del petróleo, o de gravedad API, para diferenciar los petróleos convencionales y no convencionales. Así, todos los petróleos con gravedad API por debajo de 20°, es decir, con una densidad superior a 0,934 gramos por centímetro cúbico, se consideran no convencionales, lo que incluiría en esta categoría, además de a las arenas asfálticas mencionadas con anterioridad, a los denominados **petróleos extra-pesados** (*extra-heavy oils*). Se utilizan diversas técnicas avanzadas de perforación que consiguen reducir la viscosidad lo suficiente para que el petróleo pueda fluir a la superficie. La mayor acumulación de petróleos extra-pesados se concentra en la Faja del Orinoco en Venezuela.

5) **Líquidos del carbón y del gas natural** (*coal-to-liquids* o *CTL* y *gas-to-liquids* o *GTL*). Incluye combustibles sintéticos (*synfuels*) derivados de la conversión del carbón o del gas mediante la reacción de Fisher-Tropsch.

2.1.1.4.- Producción de petróleo, suministro de petróleo y suministro de combustibles líquidos

Una cuestión terminológica importante es que la AIE utiliza el término “**producción de petróleo**” para referirse a la suma de los volúmenes de petróleos convencionales y no convencionales extraídos del subsuelo. En cambio, el término “**suministro de petróleo**” se aplica a la suma de la producción de petróleo y de las ganancias volumétricas obtenidas durante el proceso de refino, es decir, durante la transformación del crudo en productos derivados del petróleo. Por otra parte, el término “**suministro de líquidos**” se aplicaría a la suma del suministro de petróleo y de biocombustibles³ (figura 2.1).

2.1.1.5.- Recursos y reservas

³ Los biocombustibles son combustibles derivados de la biomasa o residuos e incluyen, principalmente, el etanol y el biodiesel. A su vez pueden subdividirse en convencionales y avanzados, de acuerdo con las tecnologías utilizadas para producirlas y su madurez relativa.

La cantidad de recursos de hidrocarburos fósiles contenidos en el subsuelo terrestre es finita. Estos recursos pueden clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción pueda resultar provechosa. Existen diferentes protocolos para la clasificación de recursos, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales. Estas diferencias son la causa de no poca confusión e inconsistencia a la hora de medir y comparar los recursos.

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. La Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), el Consejo Mundial del Petróleo (WPC), la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG) y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo (SPEE), publicaron conjuntamente en 2007 (PRMS, 2007) una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System* o PRMS). Este sistema está incorporado en la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas (UNECE, 2009). El PRMS clasifica los recursos y reservas de acuerdo con el nivel de certidumbre sobre los volúmenes recuperables y la probabilidad de que estos puedan ser explotados de forma rentable (figura 2.2). La principal innovación introducida por el PRMS es que utiliza una metodología que permite para cada proyecto relacionar los cálculos sobre las cantidades recuperables con las inversiones reales. La clasificación se aplica tanto a los recursos convencionales como a los no convencionales.

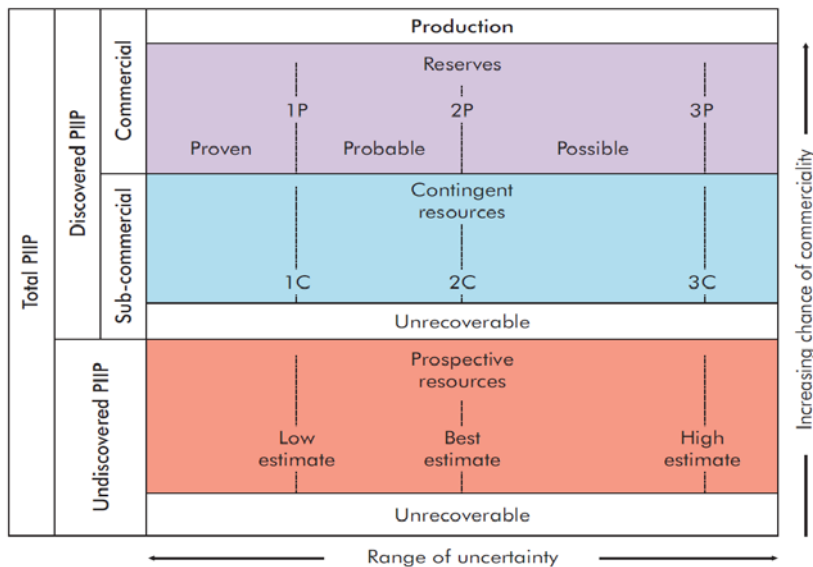
Bajo el sistema PMRS se denominan **reservas probadas (o reservas 1P)** a aquellos hidrocarburos acumulados en yacimientos cuya existencia ha sido certificada tras una campaña prospectiva culminada con un descubrimiento y para los cuales existe un 90% de probabilidad de que puedan ser extraídos de manera rentable (asumiendo una serie de hipótesis acerca de costes, geología, tecnología, comerciabilidad y precios futuros).

Las **reservas probables (o reservas 2P)** incluyen volúmenes adicionales existentes en acumulaciones puestas de manifiesto tras un descubrimiento y que se espera resulten comerciales, aunque la probabilidad de que puedan ser extraídos de forma rentable es tan solo de un 50%.

Las **reservas posibles (o reservas 3P)** suman a las reservas 2P aquellos volúmenes evidenciados por un descubrimiento pero cuya probabilidad de ser extraídos de forma rentables es de un 10%.

Es importante señalar que las estimaciones de reservas para cada una de las tres categorías cambian con el tiempo, y que una categoría pueden evolucionar a otra de mayor probabilidad, a medida que los supuestos de partida para el cálculo se modifiquen o se disponga de nueva información.

Aunque las empresas petroleras se basan, cada vez con más frecuencia, en datos sísmicos para precisar la extensión en el subsuelo de las rocas que contienen hidrocarburos, la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU. (SEC) - encargada de imponer y supervisar el cumplimiento de una determinada normativa en la declaración de reservas a las compañías que cotizan en las bolsas de los EE.UU.- hasta ahora no ha permitido a las empresas presentar estimaciones de reservas elaboradas exclusivamente a partir de datos sísmicos. También requiere pruebas derivadas de la perforación de un determinado número de sondeos.



Notes: PIIP = petroleum initially in place; the relative proportions of the various parts of this chart are not to scale. Reserves are designated as 1P (Proved), 2P (Proved + Probable), and 3P (Proved + Probable + Possible); the equivalent categories for contingent resources are 1C, 2C, and 3C.

Figura 2.2. Sistema de clasificación de reservas y recursos. PIIP (petróleo inicialmente en place): petróleo total inicialmente contenido en el reservorio. 1C, 2C y 3C son categorías de recursos contingentes equivalentes en términos de probabilidad a las reservas 1P, 2P y 3P (ver explicación en el texto). (IEA, Resources to Reserves, 2013).

2.1.1.6.- Recursos finalmente recuperables y recursos recuperables por explotar

Las estimaciones de reservas dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. El volumen total de petróleo que en última instancia podrá ser extraído de forma comercialmente viable se conoce con el nombre de **recursos finalmente recuperables** (*ultimately recoverable resources* o *URR*). Es importante señalar que los recursos finalmente recuperables (RFR) tan solo constituyen una fracción (en estos momentos por lo general inferior al 50%; ver apartado 2.1.1.7) del **petróleo total inicialmente contenido en el reservorio** o roca almacén (*petroleum initially in place, PIIP, o initial oil-in-place, IOIP*, ver figura 2.3). Los RFR, incluyen:

1) El petróleo conocido, es decir, el petróleo ya producido, más las reservas probadas existentes en campos en producción o pendientes de desarrollo.

2) El volumen correspondiente al crecimiento de las reservas (ver apartado 2.1.1.7).

3) Los hidrocarburos que todavía quedan por descubrir.

Si de la suma de estos tres factores descontamos el petróleo ya producido, hablamos de **recursos recuperables por explotar** (*remaining recoverable resources*) (figura 2.3).

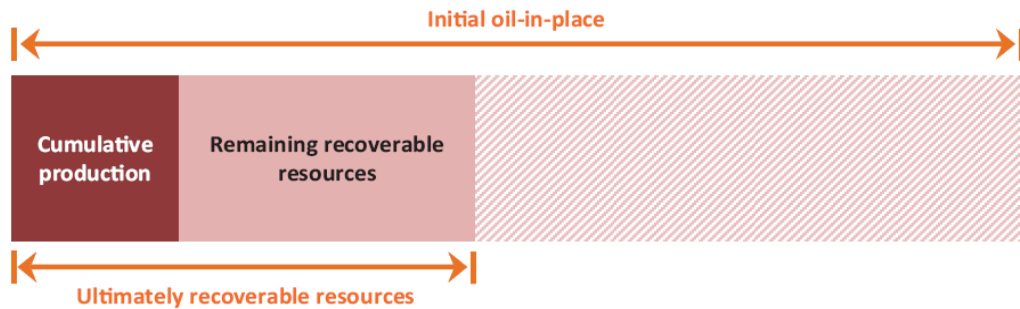


Figura 2.3. Conceptos de petróleo total inicialmente contenido en el reservorio (*initial oil-in-place*), recursos finalmente recuperables (*ultimately recoverable resources*) y recursos recuperables por explotar (*remaining recoverable resources*). (IEA, WEO 2013)

Por otra parte, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (*US Geological Survey* o *USGS*) considera que los RFR pueden definirse ya sea en base a criterios técnicos (aquellos recursos extraíbles con la tecnología actual) o económicos (los explotables a los precios actuales del mercado), diferenciando **recursos técnicamente recuperables** (*technically recoverable resources*) y **recursos técnica y económicamente recuperables** (*technically and economically recoverable resources*).

2.1.1.7.- Crecimiento de reservas, factor de recuperación y técnicas de mejora de la recuperación

El concepto de crecimiento de las reservas de petróleo se refiere al aumento experimentado por las reservas recuperables de un campo durante la vida del mismo, a medida que es evaluado, desarrollado y explotado. Este crecimiento, depende de tres factores:

1) Factores geológicos: incluyen la identificación de reservas adicionales mediante nuevos estudios de sísmica y la perforación de más pozos de evaluación, así como el reconocimiento de reservorios o rocas almacén previamente desconocidos.

2) Factores tecnológicos: incluyen un aumento del porcentaje del petróleo total inicialmente contenido en el reservorio que puede ser recuperado mediante la aplicación de nuevas tecnologías, tales como el aumento de la superficie de contacto con la roca almacén y técnicas de recuperación secundaria y terciaria.

3) Factores definitorios: se refieren a cambios económicos, logísticos, políticos, regulatorios y fiscales que puedan suceder en el entorno operativo.

En cualquier yacimiento, el crecimiento de las reservas tiene lugar de forma automática si se incrementa el **factor de recuperación**. Este se define como el total de reservas recuperables (incluido el petróleo o el gas ya producido) expresado como un porcentaje del total de los hidrocarburos contenidos en la roca almacén. Como las estimaciones sobre el volumen total de hidrocarburos contenidos y el volumen recuperado varían a medida que el campo es desarrollado y explotado, el factor de recuperación varía inevitablemente con el tiempo.

La estimación de las tendencias futuras de los factores de recuperación es extremadamente difícil. Según datos de IHS, a escala global, el factor de recuperación promedio se sitúa actualmente alrededor del 34,5%. Obviamente, con este porcentaje tan bajo, cualquier mejora del factor de recuperación podría tener un gran impacto sobre las reservas recuperables (ver apartado

2.1.1.6). Un aumento de tan solo un punto porcentual en el factor de recuperación mundial promedio podría suponer un aumento del 6% en las reservas probadas mundiales de petróleo. Este porcentaje equivale a unos 80.000 millones de barriles que representarían dos años del actual consumo mundial.

Para lograr este incremento del factor de recuperación se dispone de las denominadas **tecnologías de mejora de la recuperación** (*enhanced oil recovery* o EOR). Estas buscan alterar las propiedades del petróleo, mejorando su desplazamiento desde la roca almacén que lo contiene a la boca del pozo. En la actualidad, las técnicas EOR representan tan sólo alrededor del 3% de la producción mundial de petróleo. Merece la pena destacar que una de estas técnicas consiste en la inyección de CO₂ lo que supone una interesante forma de combatir el cambio climático al mismo tiempo que se mejora la producción de los yacimientos de petróleo.

2.1.2.- PERSPECTIVA SOBRE LA DEMANDA EN EL HORIZONTE 2035

2.1.2.1.- Escenarios y tendencias globales

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que la relación existente entre el crecimiento de la actividad económica y la demanda de petróleo continuará debilitándose en las próximas décadas, en la medida que se mejora la eficiencia y que los sustitutos del petróleo empiezan a ganar posiciones en el mercado energético global. El peso del petróleo en el mix energético global cae en los tres escenarios contemplados por la AIE (AIE, WEO 2013) desde un 31,4% en 2011, a un porcentaje que en 2035 oscilaría entre un 24% (*450 Scenari*⁴), 26,8% (*New Políticas Scenari*⁵) y 27,3% (*Current Políticas Scenari*⁶). La evolución de la demanda de petróleo y de la intensidad en el uso de este combustible (barriles utilizados para generar mil dólares de PIB) en cada uno de los escenarios se muestra en la figura 2.4. La tabla 2.1 resume en cifras la evolución de la demanda de petróleo y de líquidos (petróleo más biocombustibles) prevista entre 2012 y 2035, por escenarios y desglosándola para el conjunto de los países industrializados de la OCDE y los ajenos a esta organización.

2.1.2.2.- La nueva geografía de la demanda. Declive en la OCDE, crecimiento en Asia y Oriente Medio

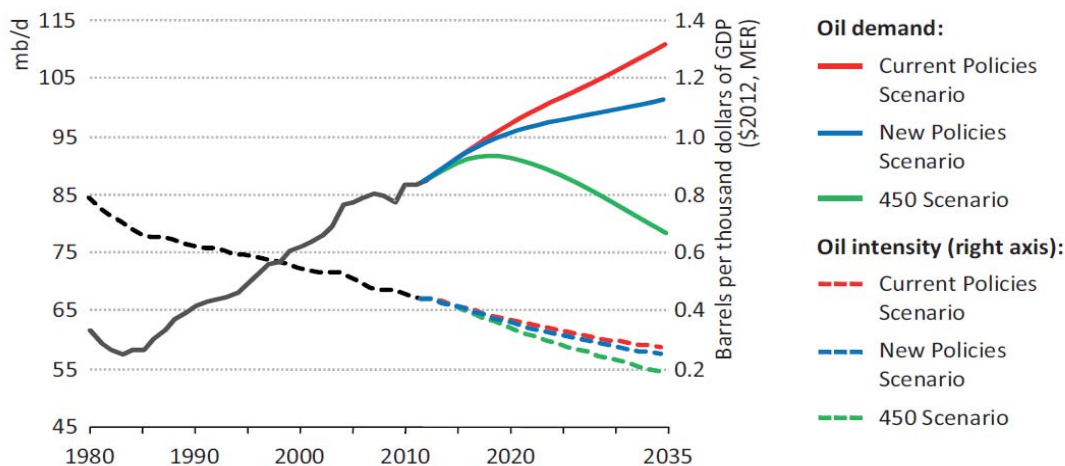
En el *New Políticas Scenari* de la AIE (IEA, WEO, 2013) la demanda de petróleo crece de 87,4x10⁶ millones de barriles diarios (bd) en 2012 a 101,4x10⁶ bd en 2035, aunque el ritmo de aumento se ralentiza paulatinamente, pasando de un incremento anual medio de 1x10⁶ bd durante el periodo 2012-2020, a otro de 0,4x10⁶ bd en el transcurso del periodo 2020-2035. Esta desaceleración obedecería fundamentalmente a las nuevas políticas de eficiencia y a los cambios de combustibles en los países industrializados de la OCDE, que experimentarían un notable declive en la

⁴ Un escenario capaz de evitar un aumento de más de 2° C de la temperatura global a largo plazo y, por tanto, el único compatible con los objetivos de lucha contra el cambio climático.

⁵ Este asume que los países cumplirán todos los compromisos contraídos hasta la fecha en materia de lucha contra el cambio climático.

⁶ Un escenario que podríamos calificar de *business as usual*.

demanda de petróleo (figura 2.5, tabla 2.2). Como consecuencia, en 2035, el porcentaje de participación de los países de la OCDE en la demanda global de petróleo cae hasta aproximadamente un 32%, frente al 46,6% de 2012.



Note: MER = market exchange rate.

Figura 2.4. Demanda mundial de petróleo e intensidad de petróleo por escenario. (IEA, WEO 2013)

	2000	2012	New Policies		Current Policies		450 Scenario	
			2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	44.6	40.8	39.4	32.8	40.1	37.1	38.0	24.9
Non-OECD	26.5	39.6	48.3	59.2	49.2	64.2	45.6	45.6
Bunkers*	5.2	7.0	7.8	9.3	7.8	9.7	7.5	7.7
World oil	76.3	87.4	95.4	101.4	97.1	111.0	91.1	78.2
World biofuels**	0.2	1.3	2.1	4.1	1.9	3.3	2.6	7.7
World total liquids	76.5	88.7	97.6	105.5	98.9	114.3	93.8	85.9

* Includes international marine and aviation fuel. ** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Tabla 2.1. Demanda de petróleo y de combustibles líquidos por escenario. (IEA, WEO 2013)

En China, en cambio, el uso del petróleo sufre un aumento cercano a los 6×10^6 bd, hasta situarse en $15,6 \times 10^6$ bd en 2035, de modo que, desde 2030, este país desplaza a los EE.UU. como principal consumidor mundial. Asimismo, India emerge como un centro clave en el consumo de petróleo, muy especialmente entre 2020 y 2035, periodo durante el cual este país experimenta el máximo crecimiento mundial de la demanda.

Una cuestión relevante desde una perspectiva geopolítica es que Oriente Medio (figura 2.5, tabla 2.2) se convierte en el tercer centro mundial de demanda de petróleo, alcanzando aproximadamente los 10×10^6 bd en 2035. Según la AIE (IEA, WEO 2013). Este aumento del consumo se ve impulsado por un rápido aumento de la población y por la generosa política de subsidios a los derivados del petróleo aplicada por los gobiernos (unos 520 dólares por persona en 2012). Sectorialmente, el crecimiento de la demanda se concentra en el transporte y la petroquímica, mientras que el uso del petróleo para la generación de electricidad descende, en la medida que los elevados costes (200 dólares por megavatio hora) hacen competitivas otras tecnologías.

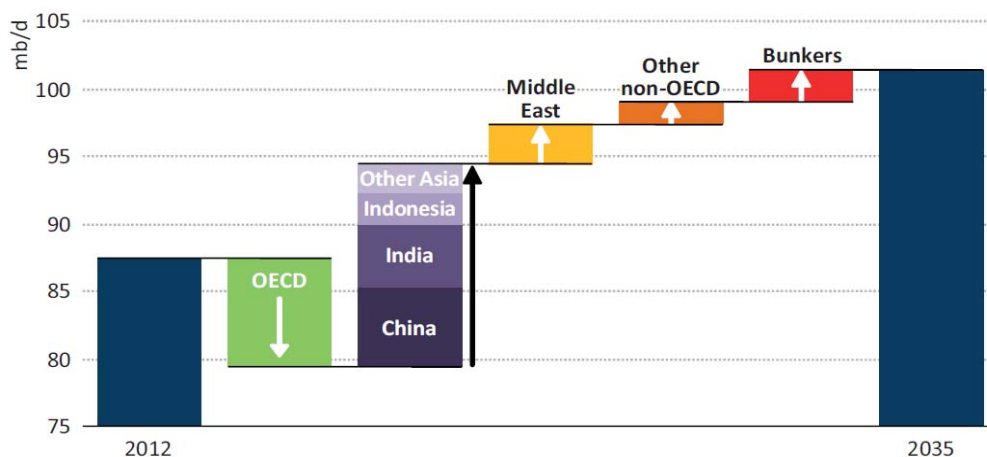


Figura 2.5. Crecimiento de la demanda global de petróleo por región. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	44.6	40.8	39.4	37.3	34.9	32.8	-8.0	-0.9%
Americas	22.7	21.3	21.9	20.8	19.6	18.4	-2.9	-0.6%
United States	18.7	17.1	17.5	16.4	15.1	14.0	-3.1	-0.9%
Europe	13.7	11.7	10.9	10.2	9.4	8.9	-2.9	-1.2%
Asia Oceania	8.2	7.8	6.7	6.3	5.9	5.5	-2.2	-1.5%
Japan	5.3	4.7	3.6	3.3	3.0	2.8	-1.8	-2.2%
Non-OECD	26.5	39.6	48.3	52.3	55.8	59.2	19.6	1.8%
E. Europe/Eurasia	4.2	4.7	5.1	5.2	5.3	5.4	0.7	0.6%
Russia	2.6	2.9	3.1	3.1	3.2	3.2	0.3	0.4%
Asia	11.5	19.3	24.8	27.6	30.1	32.5	13.2	2.3%
China	4.7	9.6	12.9	14.1	15.0	15.6	6.0	2.1%
India	2.3	3.6	4.7	5.7	6.9	8.1	4.5	3.6%
Middle East	4.3	6.9	8.2	8.7	9.3	9.9	2.9	1.6%
Africa	2.2	3.4	4.0	4.2	4.4	4.6	1.2	1.3%
Latin America	4.2	5.3	6.2	6.5	6.7	6.9	1.5	1.1%
Brazil	1.8	2.4	2.9	3.1	3.3	3.4	1.0	1.6%
Bunkers**	5.2	7.0	7.8	8.3	8.8	9.3	2.4	1.3%
World oil	76.3	87.4	95.4	97.8	99.5	101.4	14.0	0.6%
European Union	n.a.	10.9	9.9	9.1	8.3	7.7	-3.2	-1.5%
World biofuels***	0.2	1.3	2.1	2.7	3.4	4.1	2.8	5.0%
World total liquids	76.5	88.7	97.6	100.5	102.9	105.5	16.8	0.8%

* Compound average annual growth rate. ** Includes international marine and aviation fuels. *** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Tabla 2.2. Demanda de petróleo por región. Cifras en millones de barriles diarios. *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

A escala global, la AIE prevé que durante el periodo 2012-2035 el consumo de petróleo se concentre en dos sectores: el del transporte, donde el uso de los derivados del petróleo crece en cerca de 12×10^6 bd hasta alcanzar un volumen aproximado de 60×10^6 bd en 2035, y el de la petroquímica, que para la misma fecha habría experimentado un crecimiento cercano a los 3×10^6 bd, situándose en torno a los 14×10^6 bd. Según la AIE (IEA, WEO 2013), las mejoras en la eficiencia contribuirían de forma significativa a disminuir el crecimiento de la demanda de petróleo, al mismo tiempo que las alternativas a

este combustible irían ganando cierto terreno, particularmente en el transporte por carretera y marítimo, en los que el porcentaje de participación del gas natural como combustible alcanzaría un 5,6%, frente a 3,8% actual.

2.1.3.- ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS GLOBALES Y DE SUS COSTES DE PRODUCCIÓN

2.1.3.1.- Reservas probadas globales

Diversas organizaciones compilan y publican datos sobre reservas de petróleo, utilizando datos provenientes de fuentes gubernamentales y de empresas petroleras. Algunas de las publicaciones más conocidas a propósito de las reservas probadas (1P) de petróleo a nivel mundial son el *Oil and Gas Journal* (O&GJ) y el *World Oil Journal* (WOJ). La OPEP compila los datos de sus países miembros y publica estos junto a los datos de otros países, extrayendo estos últimos de BP. Por su parte, la consultora IHS solamente publica datos de reservas probables (2P). Otras organizaciones, entre ellas la petrolera BP, publican sus propias estimaciones basadas principalmente en datos compilados a partir de cifras oficiales públicas. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) también presenta estimaciones de reservas probadas, compiladas a partir de sus propias fuentes y de los datos de BP y OGJ, entre otros.

Según esta última fuente (BP, 2013) las reservas probadas mundiales a finales de 2012, eran de cerca de $1,67 \times 10^{12}$ barriles, un volumen que al ritmo de consumo de la fecha citada aseguraba el consumo global durante 52 años. Las estimaciones de BP⁷ incluyen una cierta cantidad de reservas provenientes de petróleos no convencionales, como las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá ($0,168 \times 10^{12}$ barriles) y los petróleos extra-pesados (*extra-heavy oil*) de la Franja del Orinoco en Venezuela ($0,22 \times 10^{12}$ barriles). El resto (aproximadamente $1,3 \times 10^{12}$ barriles) corresponden a petróleos convencionales, como crudo, condensados del gas natural y líquidos del gas natural (ver apartado 2.1.1.2). Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO, 2013) eleva ligeramente la estimación de reservas probadas globales de BP hasta alcanzar la cifra de $1,7 \times 10^{12}$ barriles (tabla 2.3).

2.1.3.2.- Fiabilidad y evolución temporal de las estimaciones de reservas probadas

Una cuestión importante es que si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, en la práctica, la manera en que estos se miden todavía difiere ampliamente según el país y la jurisdicción. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre que pruebas se necesitan para verificar un descubrimiento, ni sobre los parámetros que deberán utilizarse para determinar si el petróleo descubierto puede ser extraído de forma rentable. Esta situación refleja, en parte, el hecho de que existen diferentes sistemas de elaboración de informes según el propósito de estos. Por ejemplo, las normas para la presentación de informes financieros, como las exigidas por la SEC, suelen ser las más estrictas y en

⁷ Para un listado detallado de las reservas probadas de petróleo por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*, pp 6-7, (<http://www.bp.com>).

consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas. Además, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, especialmente las petroleras internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen.

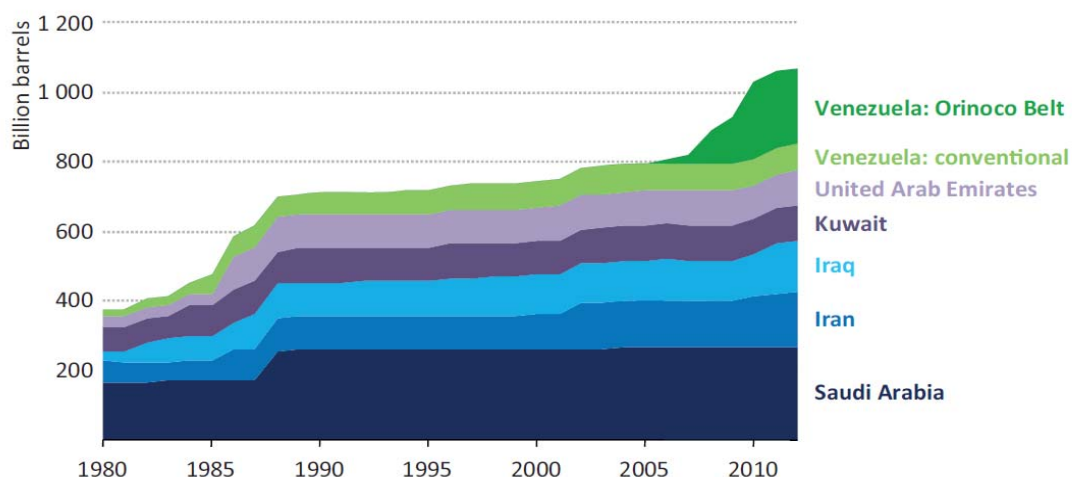
Un caso concreto que ilustra la situación es el de las sospechas existentes sobre la fiabilidad de algunos bruscos incrementos de reservas probadas anunciados por los países de Oriente Medio (figura 2.6). Dichas reservas pasaron de cerca de $0,4 \times 10^{12}$ barriles a principios de los ochenta, a alrededor de $0,7 \times 10^{12}$ barriles en 1989, alcanzando aproximadamente los $0,764 \times 10^{12}$ a finales del 2004. Durante la segunda mitad de la década de los ochenta, tanto Arabia Saudita como Kuwait incrementaron sus reservas en un 50% y algo similar hicieron la Unión de Emiratos Árabes e Irak. Como resultado, las reservas probadas mundiales experimentaron un brusco aumento de más del 40%.

Es posible que la citada revisión al alza refleje estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP y también, quizás, el cambio de propiedad de las reservas, que al pasar a manos estatales se libraron de la estricta normativa que la SEC impone a las petroleras internacionales a la hora de contabilizar reservas.

En cualquier caso, la opacidad que envuelve la cuestión de las reservas en los países de Oriente Medio es preocupante y resulta sorprendente constatar cómo durante la década de los noventa las reservas probadas totales de muchos países permanecieron sin cambios. Por ejemplo, desde 1991 a 2002, las reservas oficiales de Kuwait se mantuvieron inalteradas, en $96,5 \times 10^9$ barriles, a pesar de que durante el periodo considerado se habían extraído más 8×10^9 barriles y no se habían realizado descubrimientos importantes. El caso de Arabia Saudita es aún más chocante: a pesar de la cantidad extraída y de la ausencia de grandes descubrimientos, en los últimos 20 años la cifra de reservas probadas tan solo ha sufrido una pequeña oscilación del 2%, entre $0,258 \times 10^{12}$ y $0,262 \times 10^{12}$ barriles.

Recientemente, la Agencia internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) ha señalado que algunas de las revisiones al alza comentadas en el párrafo precedente, en realidad incluyen reservas que muy probablemente deberían clasificarse en sentido estricto, de acuerdo con las normas del PRMS (2007), como reservas probables (2P) y no como reservas probadas (1P) (ver apartado 2.1.1.5).

Este tipo de hechos han propiciado un cierto debate sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo. Diversos organismos están trabajando de forma conjunta para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidas en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en la contabilidad. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la renuencia de los países que han desarrollado sus propios sistemas a aceptar nuevas normas, así como por las dificultades inherentes a la adaptación de los sistemas nacionales a un sistema universal.



Source: BP (2013).

Figura 2.6. Evolución de las reservas probadas de petróleo en algunos países de la OPEP. Datos de BP (2013). (IEA, WEO 2013)

En cualquier caso, la AIE señala (IEA, WEO 2013) que los países de la OPEP no son los únicos en declarar un incremento neto de sus cifras de reservas probadas de crudo con el transcurso del tiempo. También sucede lo mismo para el conjunto de países ajenos a dicha organización. Como se muestra en la figura 2.7, después de un largo período de estancamiento y una caída en 1998, relacionada con el bajo precio del crudo en esa fecha, desde 2002 la cifra de reservas probadas de los países no integrados en la OPEP han experimentado una clara subida. Esta es consecuencia de unos precios del crudo relativamente elevados, capaces de estimular el desarrollo de los yacimientos y de impulsar la transformación de un importante volumen de reservas cuya producción resultaba económicamente inviable o poco atractiva (3P y 2P) a reservas probadas (1P).

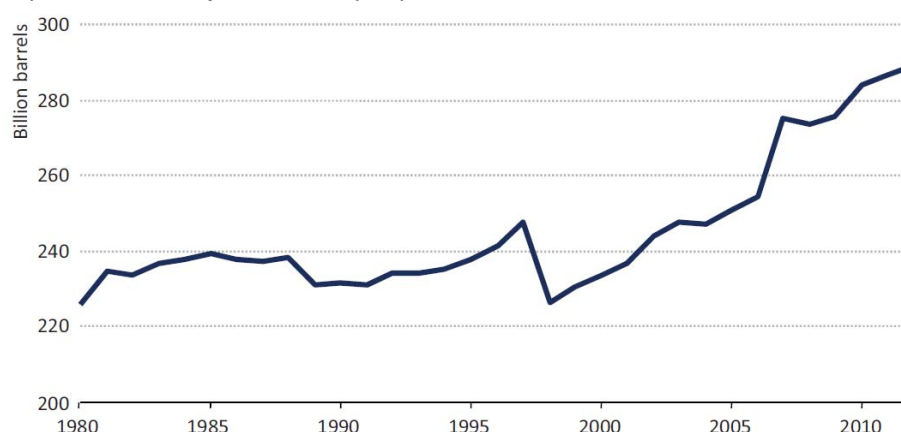


Figura 2.7. Evolución de las reservas probadas de crudo convencional de los países no integrados en la OPEP. Datos de BP (2013). (IEA, WEO 2013)

Según, BP, a nivel global, tal y como recoge en la figura 2.8, las cifras de reservas probadas mundiales se han ido incrementando paulatinamente con el paso del tiempo, pasando, aproximadamente, de $1,04 \times 10^{12}$ barriles en 1992, a $1,3 \times 10^{12}$ barriles en 2002 y a $1,67 \times 10^{12}$ barriles a finales de 2012. Si comparamos el cociente entre reservas probadas y producción en un determinado año (R/P) -relación que nos informa de la duración de dichas

reservas asumiendo que la producción se mantuviera constante- nos encontramos que mientras en 1992 la cifra de reservas probadas garantizaba el consumo mundial durante alrededor de cuarenta y dos años, a finales de 2012 esta cifra se habría ampliado a 52 años.

Intuitivamente, podría pensarse que la evolución comentada en el párrafo precedente debe ligarse a un aumento de los descubrimientos de nuevos yacimientos de crudo convencional. Sin embargo esto no es así. Según la AIE (IEA, WEO 2013) un análisis detallado durante los últimos cincuenta años de las tendencias observadas tanto en la tasa de descubrimientos (miles de millones de barriles añadidos por año), como en el tamaño medio de los nuevos campos descubiertos (medido en millones de barriles) muestra ambas muestran una continuada y abrupta caída desde la década de los 60 hasta la de los 90 del pasado siglo. Así, mientras que durante el periodo 1960-1969 los nuevos descubrimientos aportaron un total aproximado de 44.000 millones de barriles, esta cifra apenas llegó a los 13.000 millones durante el periodo 1990-1999. Asimismo, del primero de los intervalos temporales citados al segundo, el tamaño medio de los yacimientos descubiertos cayó de 225 a 50 millones de barriles. Y, desde principios de este siglo hasta finales de 2012, a pesar de que los precios relativamente altos del crudo han permitido incrementar sustancialmente el gasto en exploración y de que las mejoras tecnológicas han abierto nuevas fronteras exploratorias en el pre-sal y bajo las aguas marinas profundas y ultra-profundas, ambas tendencias descendentes tan solo han podido ser estabilizadas, o casi imperceptiblemente modificadas al alza, en relación a los valores del periodo 1990-1999.

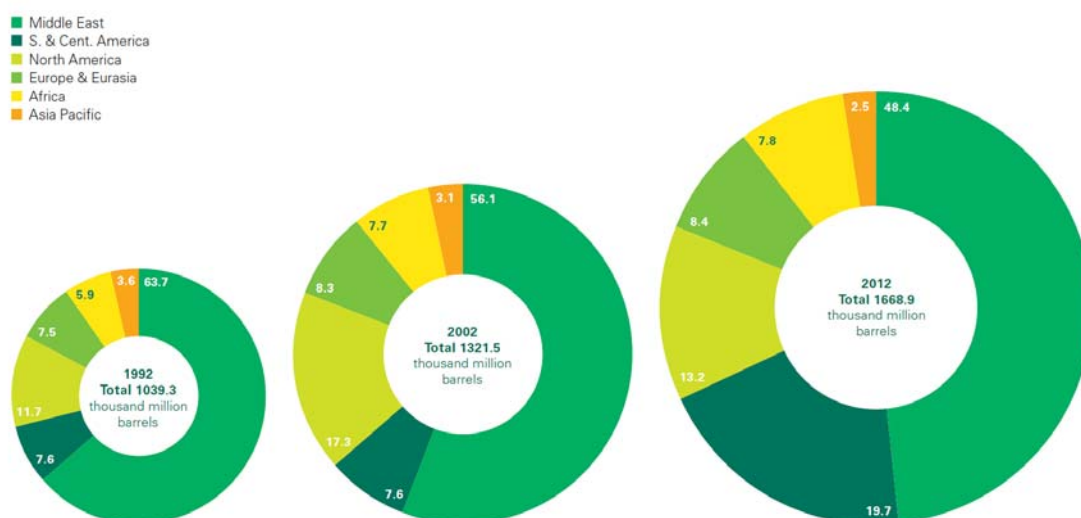


Figura 2.8. Evolución de las estimaciones de reservas probadas de petróleo desde 1992 a 2012 y distribución geográfica de las mismas por regiones (en porcentajes). (BP, 2013)

En realidad, el aumento continuado de las reservas probadas mostrado en la figura 2.8, es el resultado de la combinación de los nuevos descubrimientos comentados en el párrafo precedente, del creciente desarrollo de los petróleos no convencionales y de los líquidos del gas natural, así como de una mejora de los factores de recuperación (ver apartado 2.1.1.7). En suma, de un conjunto de avances tecnológicos que han permitido la progresiva y creciente transformación de reservas probables (2P) en reservas probadas (1P). Algo que sin duda requiere de unos precios del petróleo en los mercados

relativamente altos, capaces de sustentar un aumento de las inversiones en exploración y producción.

2.1.3.3.- Recursos recuperables por explotar de petróleo convencional y no convencional

El USGS, es el líder mundial en las estimaciones de recursos finalmente recuperables. Sobre una base de datos de 1995, este organismo llevó a cabo una primera evaluación de los recursos convencionales de petróleo y gas del mundo, que fue publicada en el año 2000 (USGS, 2000). Desde dicha fecha el USGS ha reevaluado algunas cuencas y evaluado por primera vez otras nuevas.

La tabla 2.3 resume la estimación global más reciente de recursos recuperables por explotar efectuada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) y que incluye tanto a los petróleos convencionales como los no convencionales. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que los recursos recuperables por explotar de petróleo convencional y no convencional ascienden a casi 6×10^{12} barriles, De éstos, los convencionales sumarian cerca de $2,7 \times 10^{12}$ barriles y los no convencionales alrededor de $3,3 \times 10^{12}$ barriles. Como muestra la tabla 2.3, las cifras comentadas superan ampliamente los aproximadamente $1,7 \times 10^{12}$ barriles que integran las reservas probadas de petróleo.

	Conventional resources		Unconventional resources			Totals	
	Crude oil	NGLs	EHOB	Kerogen oil	Light tight oil	Resources	Proven reserves
OECD	315	102	811	1 016	115	2 359	240
Americas	250	59	808	1 000	81	2 197	221
Europe	59	33	3	4	17	116	14
Asia Oceania	6	11	0	12	18	47	4
Non-OECD	1 888	363	1 069	57	230	3 606	1 462
E.Europe/Eurasia	347	82	552	20	78	1 078	150
Asia	96	27	3	4	56	187	46
Middle East	971	168	14	30	0	1 184	813
Africa	254	54	2	0	38	348	130
Latin America	219	32	498	3	57	809	323
World	2 203	465	1 879	1 073	345	5 965	1 702

Tabla 2.3. Recursos recuperables por explotar y reservas probadas de petróleo a finales de 2012 (IEA, WEO 2013). Cifras en miles de millones. Las reservas probadas incluyen tanto petróleo convencional como no convencional. Las siglas EOHB (*extra-heavy oil and bitumen*) corresponden a petróleos extra-pesados y arenas petrolíferas. La estimación presentada no incluye los líquidos del gas natural (NGLs) procedente de yacimientos de gas no convencional fuera de los Estados Unidos debido a la falta de datos fiables. Los líquidos del gas natural procedentes de yacimientos de gas no convencional en los Estados Unidos se incluyen por conveniencia en la columna de recursos convencionales. Fuentes: IEA; OGJ (2012); BP (2013); BGR (2012); US EIA (2013a).

En cualquier caso, debe destacarse que, tal y como reconoce el USGS y la AIE, a pesar de la minuciosidad empleada en las evaluaciones, existen grandes incertidumbres en torno a las estimaciones comentadas, muy

especialmente en el caso de los recursos recuperables no convencionales. Asimismo, la AIE señala que las cifras de la tabla 2.3, corresponden a recursos técnicamente recuperables y no necesariamente a recursos técnica y económicamente recuperables.

2.1.3.4.- Recursos recuperables por explotar de crudo convencional

El desglose efectuado por la AIE (IEA, WEO 2013) de los recursos finalmente recuperables de crudo a escala global se resume en la figura 2.9. De dicha figura debe destacarse que las estimaciones correspondientes a los conceptos de crecimiento de las reservas y, muy particularmente, al de los volúmenes por descubrir, presentan un amplio grado de incertidumbre. Por ello, las estimaciones para ambos conceptos suelen establecerse de acuerdo a un rango de probabilidades de certeza. Este rango oscila en torno a un valor medio del 50%, con un valor superior del 95% (conocido como P95) y otro inferior del 5% (P05). En este sentido, resulta oportuno destacar que en su estudio (IEA, WEO 2013), la AIE utiliza un valor de probabilidad medio del 50% para sus cálculos de crecimiento de reservas y de volúmenes por descubrir. A partir de esta aproximación, la AIE calcula que los recursos recuperables de crudo por explotar se sitúan en torno a los $2,2 \times 10^{12}$ barriles (tabla 2.3). De este total, el 40% correspondería a reservas probadas, un 30% a crecimiento de reservas y otro 30% a volúmenes todavía por descubrir.

Según la AIE, incluso aceptando las incertidumbres existentes a propósito del crecimiento de reservas y de los volúmenes todavía por descubrir, la cifra comentada en el párrafo precedente ($2,2 \times 10^{12}$ barriles) resulta más que suficiente para satisfacer las previsiones de la demanda de crudo convencional en el transcurso del periodo 2012-2035.

Así, en su escenario de referencia (*New Policies Scenario*), la AIE estima en $0,56 \times 10^{12}$ barriles la producción de crudo convencional acumulada a lo largo del periodo 2012-2035 (figura 2.9), una cifra que aumenta a $0,58 \times 10^{12}$ barriles en el escenario de mayor consumo (*Current Policies Scenario*). Por otra parte, cabe recordar que las cifras comentadas de recursos recuperables de crudo por explotar se han calculado sobre la base de unas estimaciones en concepto de crecimiento de reservas y de volúmenes por descubrir con una probabilidad media del 50%. Según la AIE, incluso si dicha probabilidad se aumentará al 95%, reduciendo al máximo posible las incertidumbres en los cálculos, la cifra total de recursos recuperable de crudo por explotar descendería de $2,2 \times 10^{12}$ barriles a $1,46 \times 10^{12}$ barriles, una cifra esta última que todavía superaría ampliamente las previsiones de la demanda para el periodo 2012-2035 comentadas con anterioridad ($0,56 \times 10^{12}$ y $0,58 \times 10^{12}$ barriles).

La AIE, destaca que sus cálculos son para recursos técnicamente recuperables y, no necesariamente, para recursos económicamente recuperables. Así, por ejemplo, el subsuelo bajo la aguas marinas del Ártico contiene una cantidad significativa de crudo por descubrir (figura 2.9) pero, aunque el desarrollo de algunos de estos recursos parece ser comercialmente viable a los precios actuales del crudo (como lo sugiere la exploración emprendida por el consorcio Exxon/Rosneft en el Mar de Kara), con toda probabilidad, la explotación de la mayor parte de tales recursos dependerá del desarrollo gradual de infraestructuras y de avances tecnológicos que hagan posible su viabilidad económica.

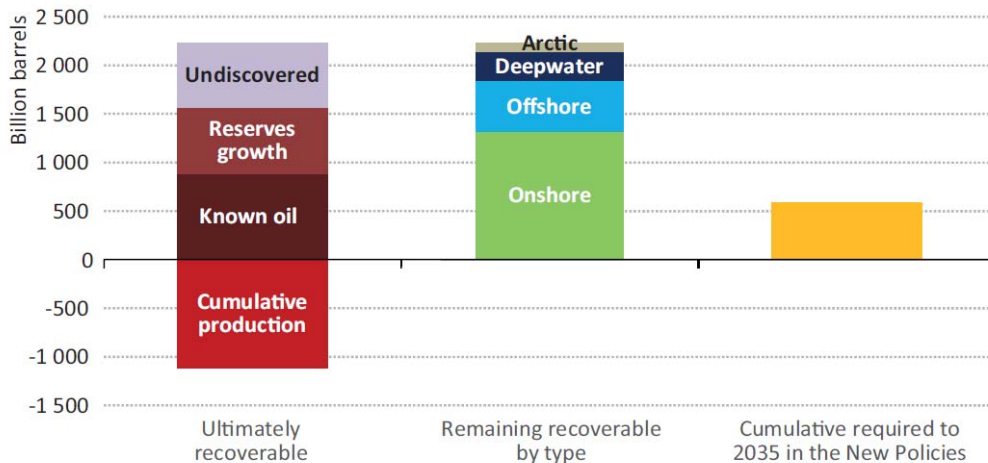
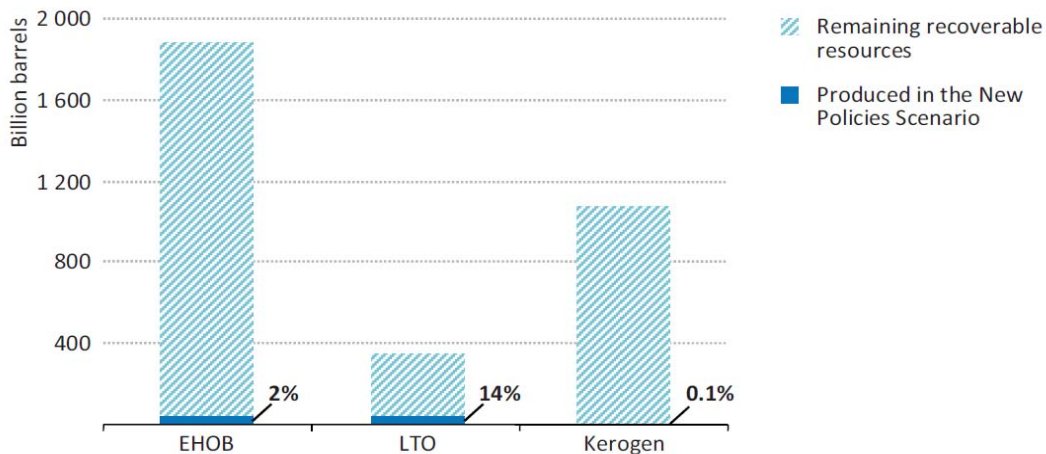


Figura 2.9. Desglose, a escala global, de los recursos finalmente recuperables y de los recursos recuperables de crudo por explotar. La columna de la derecha indica la producción de crudo estimada por la AIE en el *New Policies Scenario* del WEO 2013 para cubrir las necesidades de la demanda a lo largo del periodo 2012-2035. En esta figura el término *known oil* se refiere a reservas probadas. (IEA, WEO 2013).

2.1.3.5.- Recursos recuperables por explotar de petróleos no convencionales

Tradicionalmente, cualquier discusión a propósito de los recursos de petróleo se ha centrado en el crudo convencional (ver apartado anterior), ya que este ha representado, y aun representa, la mayor parte de la producción mundial. En 1990 dicho porcentaje superaba el 90% y en el año 2000 todavía era del 88%. Sin embargo, desde principios de este siglo, este porcentaje está declinando con mayor rapidez, de manera que en 2012 la producción de crudo convencional representó el 80% del total de la producción de petróleo, con los líquidos del gas natural (14,5%) y los petróleos no convencionales (5,5%) cubriendo el 20% restante. Por esta razón, se hace necesario analizar con cierto detalle la base de recursos no convencionales disponible, a pesar de que como afirma la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013), los recursos exceden de tal manera las necesidades de producción proyectadas para 2035 (figura 2.10) que su disponibilidad no supone un problema en dicho horizonte temporal, con la posible excepción del petróleo de rocas compactas (*light tight oil* o LTO).

De acuerdo con la última fuente citada, a finales de 2012, sin contar los líquidos del carbón y del gas natural (CTL y GTL), la estimación de recursos recuperables por explotar de petróleos no convencionales se situaba a escala global en torno a los $3,2 \times 10^{12}$ barriles (tabla 2.3, figura 2.10). Un volumen que supera ampliamente al de las reservas y recursos recuperables por explotar de petróleo convencional ($1,7 \times 10^{12}$ y $2,7 \times 10^{12}$ barriles, respectivamente), aunque debe tenerse presente que los cálculos sobre petróleos no convencionales son menos fiables ya que, en general estos últimos han sido estudiados y explorados menos intensamente y, por otra parte, existe menos experiencia sobre como explotarlos. Además, conviene tener presente que su producción comercial requiere la superación de considerables barreras técnicas, medioambientales, sociales, políticas y económicas.



Note: Cumulative production is for the years 2013-2035.

Figura 2.10. Recursos recuperables por explotar de petróleos extra-pesados y arenas petrolíferas (EHOB), petróleo de rocas compactas (LTO) y de lutitas con kerógeno (kerogen), en comparación con las necesidades de producción previstas en el *New Policies Scenario* para la totalidad del periodo 2013-2035. (IEA, WEO 2013)

2.1.3.6.- Recursos técnicamente recuperables de petróleos convencionales y no convencionales y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO₂)

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Resources to Reserves*, 2013) los costes de producción de los cerca de los $1,2 \times 10^{12}$ barriles de petróleo convencional extraídos hasta la fecha no han superado los 30 dólares. ¿Cuáles podrían ser los costes de producción de las restantes categorías de recursos de petróleo técnicamente recuperables pendientes de explotación?

La figura 2.11 intenta responder de forma sintética a dicha cuestión. En el eje horizontal se representan el volumen potencial de recursos técnicamente recuperables (ver apartado 2.1.1.6) por explotar a largo plazo, salvo en el caso de los combustibles sintéticos derivados de los biocombustibles y del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), ya que los primeros provienen de la transformación de recursos renovables, mientras que los dos últimos se sintetizan a partir de materias primas, carbón y gas, muy abundantes y se considera que solo una pequeña fracción de estas será realmente utilizada en el proceso de conversión. El eje vertical informa sobre los rangos de costes estimados para la producción (exploración, extracción y mejora o *upgrading*) del hidrocarburo líquido final a partir de las diferentes categorías de recursos. Conviene remarcar que dichos costes no internalizan los costes de las emisiones de CO₂ asociadas al proceso de producción.

En el caso de los recursos convencionales de petróleo, el estudio de la AIE citado (*Resources to Reserves*, 2013)⁸ efectúa las siguientes consideraciones:

1) La totalidad de los recursos y reservas de petróleos convencionales de Oriente Medio y Norte de África, puede ser producida a costes relativamente más baratos que en otras regiones, aunque el aumento de las inversiones en

⁸ Las cifras de recursos técnicamente recuperables por explotar de los diversos tipos de petróleos convencionales y no convencionales expuestas en esta publicación difieren en algunos casos de las recogidas en IEA, WEO 2013.

exploración y producción necesarias para el desarrollo y mejora de campos ya maduros se están traduciendo en unos costes de producción más caros que en el pasado. Los recursos petroleros convencionales en Oriente Medio y Norte de África ascienden a $1,12 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción se estiman entre 10 y 25 dólares por barril.

2) Los costes de producción de los recursos y reservas de petróleos convencionales de otras regiones son muy variables. Desde un punto de vista técnico, algunos yacimientos rusos resultan tan fáciles de explotar como los yacimientos de Oriente Medio y Norte de África, situándose en la parte inferior de la banda de costes de producción. La parte superior de esta estaría representada por campos en tierra firme o en aguas marinas (excluyendo las ultra-profundas) técnicamente más complejos. Los recursos de petróleo de esta categoría ascienden a $1,22 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción oscilan entre 10 y 70 dólares por barril.

3) La utilización del conjunto de técnicas de recuperación asistida del petróleo (*enhanced oil recovery* o EOR, ver apartado 2.1.1.7) pueden lograr extraer hasta $0,5 \times 10^{12}$ barriles, de los cuales $0,3 \times 10^{12}$ barriles podrían provenir de técnicas basadas en la inyección de CO₂ y el resto de técnicas de estimulación térmica (como por ejemplo la inyección de vapor de agua) o química. Los costes estimados para la producción mediante estas técnicas son muy variables ya que dependen de los parámetros específicos de cada campo. Dichos costes oscilan entre 20 a 80 dólares por barril. Los más baratos son los relacionados con las técnicas de inyección de CO₂ que resultarían aún más competitivas si los costes de producción incorporaran un precio de las emisiones de CO₂ ya que esta técnica se beneficiaría de los créditos de carbono obtenidos por el secuestro neto de CO₂ en el subsuelo.

4) El petróleo convencional recuperable de aguas ultra-profundas (más de 1500 m de lámina de agua) podría suponer unos $0,16 \times 10^{12}$ barriles adicionales, con un coste de producción de 70-90 dólares por barril.

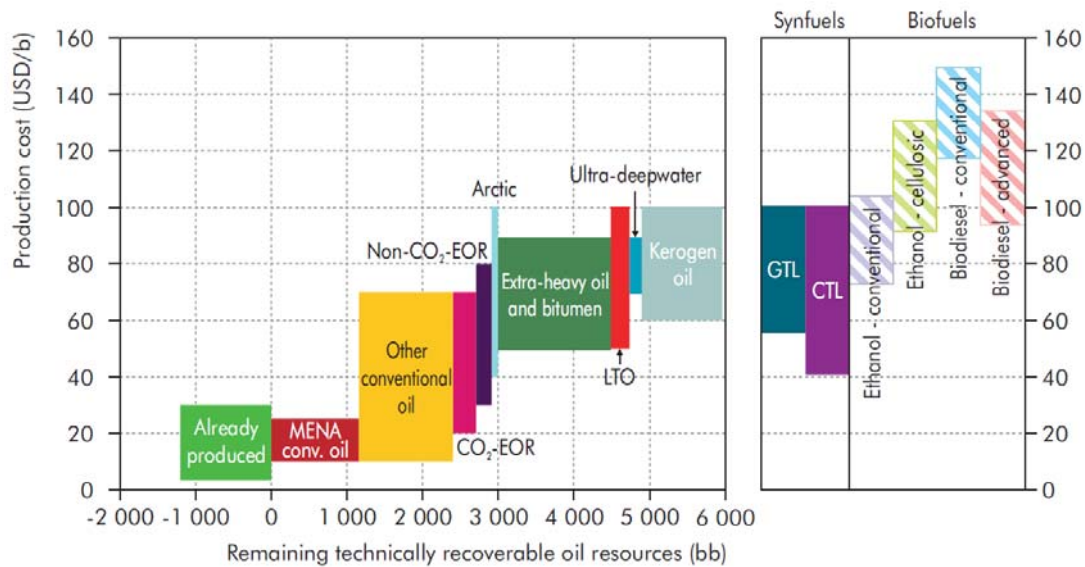
5) Según las últimas estimaciones del Servicio Geológico de los EE.UU., la región situada al norte de Círculo Ártico podría suministrar 90.000×10^6 barriles de crudo y otros 44.000×10^6 barriles de líquidos del gas natural, con unos costes de producción del orden de 40 a 100 dólares el barril.

En el caso de los recursos no convencionales, la Agencia Internacional de la Energía asume en su estudio los siguientes puntos:

1) Existe un gran potencial de recursos de petróleo extra-pesado y de arenas petrolíferas, con cerca de $1,88 \times 10^{12}$ barriles, principalmente concentrados en Venezuela y Canadá, pero también en otros países como Rusia y Kazajstán. Los costes de producción en las nuevas instalaciones, incluyendo el *upgrading* del crudo y la mitigación de los impactos medioambientales, aunque no la mitigación de las emisiones de CO₂, se sitúan entre 50 a 90 dólares por barril.

2) La producción de petróleo a partir de lutitas con kerógeno (*kerogen oil*) y de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) se encuentra todavía en una fase temprana de desarrollo, excepto en EE.UU., donde la producción de LTO ha progresado espectacularmente. La estimación de los costes de una futura producción a gran escala no es fácil. En el caso del petróleo de kerógeno, dichos costes podrían situarse en torno a los 40-100 dólares por barril y los recursos técnicamente recuperables podrían llegar a los $1,07 \times 10^{12}$ barriles. Los recursos técnicamente recuperables de LTO se cifran

en torno los $0,24 \times 10^{12}$ barriles y los costes de producción entre 60 y 100 dólares por barril.



Notes: unless otherwise indicated, all material in figures and tables derives from IEA data and analysis. CO₂ = carbon dioxide; MENA = Middle East and North Africa. "Other conventional oil" includes deepwater. No carbon pricing included. Synfuel resources are difficult to assess due to competition with other natural gas and coal uses. Biofuels are renewable and, in theory, not resource constrained. Biofuels production costs have been credited with a "refiner's margin", using the ratio of gasoline and diesel spot prices in the United States compared to the West Texas Intermediate crude oil price. The ratio was, on average, 1.3 for gasoline and 1.35 for diesel between 2007 and 2012.

Figura 2.11. Costes de producción de combustibles líquidos (en dólares por barril) y volúmenes técnicamente recuperables por explotar de diversas categorías de petróleos convencionales y no convencionales (cifras en miles de millones de barriles). (IEA, *Resources to Reserves*, 2013).

3) Las tecnologías de producción de combustibles sintéticos a partir del carbón (CTL) y del gas natural (GTL) se fundamentan básicamente en la reacción de Fischer-Tropsch, de manera que los principales costes a considerar son los asociados a los de la construcción de la instalación y los costes de la materia prima utilizada en el proceso de conversión. Se estima que los costes de producción de CTL varían entre 45 a 105 dólares por barril equivalente de petróleo (bep). Si tan solo el 10% de los recursos mundiales de carbón y lignito fuera utilizado en el proceso, podrían obtenerse hasta $4,5 \times 10^{12}$ barriles equivalente de petróleo de combustible sintético. En el caso del GTL, los costes de producción en las plantas más modernas oscilan entre 60 a 105 dólares por bep y si se utilizara el 20% de los recursos globales de gas natural como materia prima podrían obtenerse hasta $1,7 \times 10^{12}$ barriles equivalentes de petróleo de combustible sintético.

2.1.3.7.- Petróleos convencionales y no convencionales y emisiones de gases de efecto invernadero

La producción de petróleo y su posterior refino es la causa de parte de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del uso de los combustibles fósiles. Un estudio de la *Association of Oil & Gas Producers*

(OGP, 2012)⁹ señala que las emisiones anuales de CO₂ derivadas de la producción de petróleo y gas, incluidas las fugas a boca de pozo, ascienden a cerca de 1,1 giga toneladas, lo que representa cerca del 3,5% del total de las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía. Por su parte, las emisiones de CO₂ asociadas a los procesos de refino totalizaron en 2010 cerca de 728 millones de toneladas, lo que equivale aproximadamente al 2,4% del total de las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía.

Como la mayoría del petróleo que consumimos todavía proviene de fuentes convencionales, las emisiones procedentes de la producción, *upgrading* y refino de las no convencionales tan solo representan una pequeña fracción de las cifras arriba apuntadas. Sin embargo, como todo apunta a que el porcentaje de uso de las fuentes no convencionales está llamado a experimentar un crecimiento significativo en el futuro, también cabe preguntarse por el impacto de estas últimas sobre las emisiones finales de gases de efecto invernadero (GEI) y sobre como este impacto puede afectar los costes de producción.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha sintetizado recientemente (AIE, *Resources to Reserves*, 2013) los resultados obtenidos por diversos grupos de trabajo a propósito de las emisiones de GEI por la industria del petróleo (Brandt and Farrell, 2007; Brandt, 2008; Brandt, 2009; IFEU, 2008; NETL, 2008; Charpentier, Bergerson and MacLean, 2009; Mui, Tonachel and Shope, 2010; NRCan, 2012; ANL, 2012; Jacobs Consultancy, 2012) y de los biocombustibles (IEA, 2011a). Dicha síntesis analiza las emisiones de GEI a lo largo de diversos segmentos del ciclo de vida del petróleo:

1) **Del pozo a la refinería** (*well-to-refinery* o WTR): fase que comprende desde la extracción del petróleo, convencional o no convencional, a su entrega a la refinería. En el caso de las arenas petrolíferas y de los petróleos extra-pesados, normalmente incluye un proceso de mejora (*upgrading*) de un crudo de baja calidad al denominado crudo sintético (*syncrude*). Durante esta fase deben calcularse todas las emisiones de GEI relacionadas con: a) el proceso de extracción y recuperación, b) el proceso de mejora del crudo si este fuera necesario, c) el transporte a la refinería y durante toda la cadena de suministro y, d) los escapes (*venting*) y quema (*flaring*) de gases a boca de pozo, así como las emisiones derivadas de fugas y balsas de decantación de residuos.

2) **De la refinería al depósito** (*refinery-to-tank* o RTT): segmento que comprende desde el refino del crudo o del crudo sintético a su transformación en combustible final (por ejemplo, gasolina). Esta fase incorpora todas las emisiones de GEI derivadas de: a) el proceso de refino, b) la distribución, almacenamiento y dispensado del producto final, y c) toda la cadena de suministro.

3) **Del pozo al depósito** (*well-to-tank* o WTT): incluye todas las emisiones de GEI resultantes de la suma de las dos fases anteriormente comentadas (WTT =WTR + RTT). En el caso de la gasolina esta es aproximadamente de 120 kilos de CO₂ por barril de equivalente de petróleo (kg CO₂/boe).

4) **Del depósito a la rueda** (*tank-to-wheel* o TTW): fase que comprende todas las emisiones de GEI originadas por la combustión del combustible final.

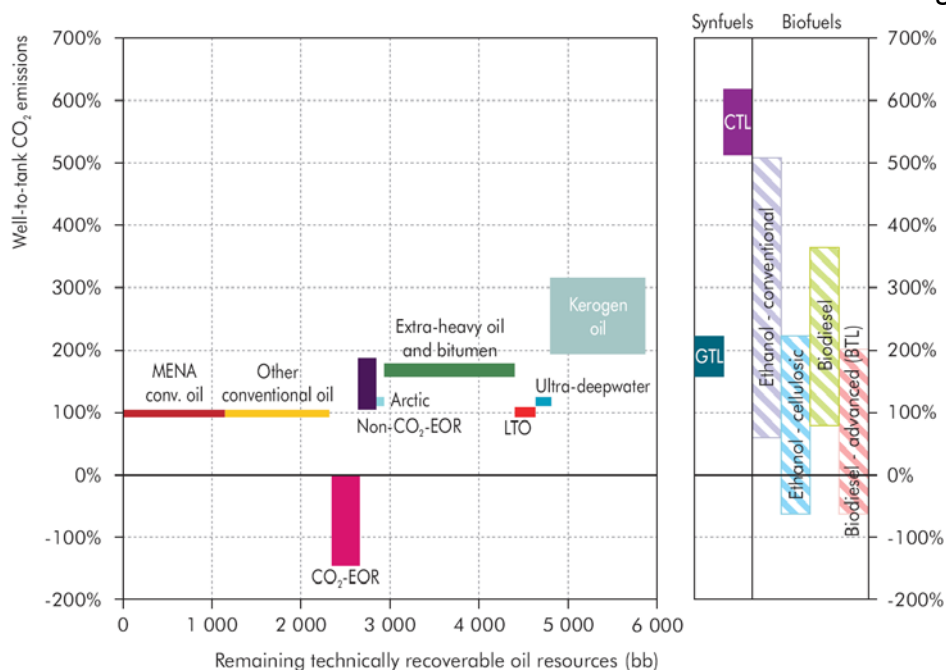
⁹ El estudio analiza el 32% de la producción mundial de petróleo y gas (2.221 millones de toneladas) y sus resultados se extrapolan a escala mundial asumiendo que las emisiones equivalentes de CO₂ son similares globalmente para todos los países.

Para la gasolina es de 425 kg CO₂/boe (si los cálculos se realizan utilizando el poder calorífico mas bajo de este combustible, es decir 44,4 megajoules por kilogramo).

5) **Del pozo a la rueda** (*well-to-wheel* o WTW): mide todas las emisiones de GEI resultantes de la suma de los dos segmentos comentados con anterioridad (WTW = WTT + TTW).

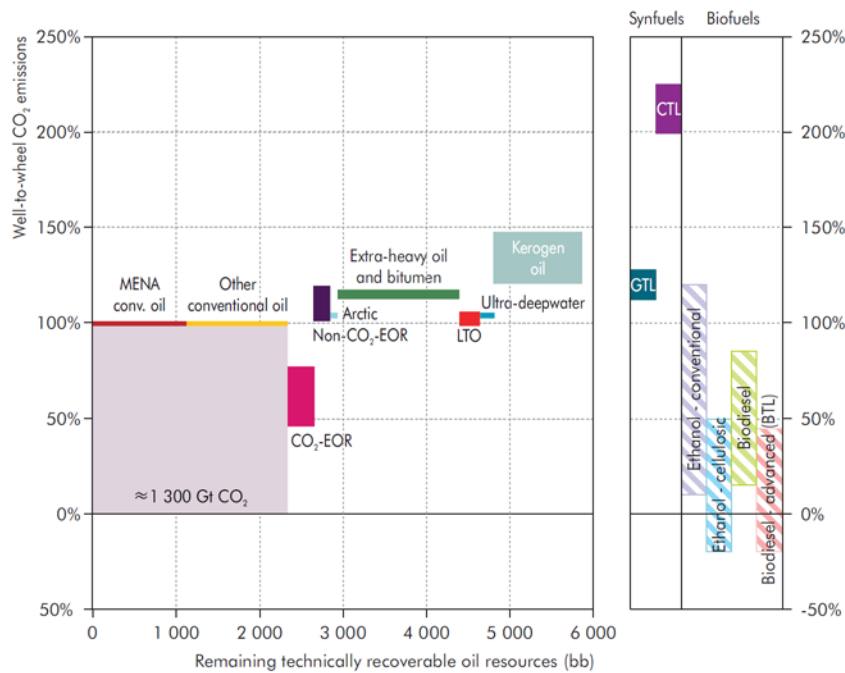
La figura 2.12 (compárese con la figura 2.11) sintetiza los resultados presentados por la AIE a propósito de las emisiones totales de CO₂ originadas para diferentes tipos de recursos de petróleo durante el segmento del ciclo de vida denominado “del pozo al depósito” (WTT).

En la figura 2.13, el área de un rectángulo de la malla equivale a 270 giga toneladas de CO₂. Esta cantidad es aproximadamente nueve veces mayor que las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía por año. Asimismo, el área por debajo de cada tipo de recurso equivale grosso modo a la totalidad de emisiones de GEI originadas a lo largo de los procesos de producción, refinado y combustión, es decir, a los largo del segmento del ciclo de vida denominado “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW). Así, por ejemplo, el uso de todo los recursos técnicamente recuperables de crudo convencional por explotar (2,35x10¹² barriles, sin contabilizar el obtenido mediante la mejora de las técnicas de recuperación o EOR, ni el proveniente del Ártico y de aguas ultra profundas) supondría unas emisiones adicionales de GEI cercanas a las 1.300 giga toneladas, un volumen que al ritmo actual supone más de 40 años de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía.



Notes: MENA = Middle East and North Africa; LTO = light tight oil; BTL = biomass-to-liquids. Values normalised, with conventional oil as the benchmark (120 kg CO₂/boe).

Figura 2.12. Emisiones totales de gases de efecto invernadero para diferentes categorías de combustibles líquidos a lo largo del segmento del ciclo de vida denominado “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT). Los porcentajes del eje vertical que representan las emisiones de CO₂ están normalizados respecto a las emisiones del petróleo convencional (120 Kg de CO₂ /boe). Compárese con la figura 2.11. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013)



Note: values normalised, with conventional oil as the benchmark (545 kg CO₂/boe).

Figura 2.13. Emisiones totales de gases de efecto invernadero para diferentes categorías de combustibles líquidos a lo largo del segmento del ciclo de vida denominado “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW). Los porcentajes del eje vertical que representan las emisiones de CO₂ están normalizados respecto a las emisiones del petróleo convencional (545 Kg de CO₂ /boe). Más información en el texto. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013)

Utilizando como referencia las emisiones de GEI del petróleo convencional, la tabla 2.4 recoge una comparativa de las emisiones generadas durante el segmento del ciclo de vida denominado “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT) para los diferentes tipos de recursos, convencionales y no convencionales. Asimismo, la tabla también muestra la comparación para el segmento “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW) utilizando en este caso como referencia las emisiones de GEI resultantes de la combustión de la gasolina.

Al margen de los biocombustibles y de los combustibles sintéticos derivados de la transformación de la biomasa a líquidos (*biomass-to-liquids* o BTL) de la observación de las figuras 2.12 y 2.13 y de la tabla 2.4 se desprenden los siguientes puntos:

1) En un análisis “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT) el combustible final derivado de los petróleos extra-pesados y de las arenas petrolíferas (*extra-heavy oil* y *oil sands*) arroja unas emisiones de GEI considerablemente mayores (en torno al 67% de media) que las del combustible final producido a partir de petróleos convencionales. Si se considera las emisiones totales derivadas de un análisis “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW) los valores para los petróleos no convencionales mencionados todavía superan en un 15% de media a las emisiones del petróleo convencional.

2) En los análisis “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT) y “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW) el combustible sintético final producido en las plantas de conversión de gas a líquidos (*gas to liquids* o GTL) muestra un

rango de emisiones de GEI cuya media resulta tan solo ligeramente mayor al de los petróleos no convencionales analizados en el apartado anterior.

3) En los dos tipos de análisis comentados la producción de hidrocarburos líquido a partir de lutitas con kerógeno genera considerablemente más emisiones de GEI que los petróleos extra-pesados, arenas asfálticas y plantas de GTL debido al gran consumo energético necesario para la extracción del hidrocarburo y a la relativamente baja calidad del mismo. En un análisis de tipo “del pozo al depósito”, las emisiones en el caso de las lutitas con kerogeno pueden duplicar e incluso triplicar las de los petróleos convencionales. Si el estudio es “del pozo a la rueda” la diferencia se sitúa en torno al 25-50%.

4) La AIE reconoce que no dispone de un análisis completo para estimar las emisiones de GEI relacionadas con el petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) aunque las sitúa a un nivel medio prácticamente similar al de los petróleos convencionales tanto el caso de un análisis “del pozo al depósito” como “del pozo a la rueda”.

5) El combustible sintético generado a partir de la conversión de carbón a líquidos (*coal to liquids* o CTL) es el que presenta, de largo, las mayores emisiones de GEI. En un análisis “del pozo al depósito” estas pueden multiplicar por un factor de cinco a seis las de los petróleos convencionales, mientras que en un estudio de tipo “del pozo a la rueda” el factor se reduce aproximadamente a dos.

Como habrán observado las estimaciones de emisiones de GEI presentadas en las figuras 2.12 y 2.13, así como en la tabla 2.4, muestran un grado de variabilidad que puede llegar a ser muy alto en el caso de algunos tipos particulares de recursos de petróleo. Al respecto debe tenerse en cuenta que, incluso para una misma categoría de recursos, las características de los campos o yacimientos pueden ser muy diferentes de un lugar a otro, que la calidad del crudo puede asimismo ser muy variable y que las tecnologías de producción utilizada constituye un factor muy relevante, ya que, por ejemplo, el uso de tecnologías más eficientes y avanzadas puede reducir de forma significativa la cantidad de energía empleada en el proceso de producción y el volumen de fugas de GEI a boca de pozo.

De lo expuesto se desprende que cualquier desplazamiento de la producción de petróleo convencional a no convencional supone un incremento de las emisiones de GEI tanto en el sector de la exploración y producción (*upstream*) como en el del refino (*downstream*). Básicamente porque la producción y refino de las fuentes no convencionales -como las arenas petrolíferas, los petróleos extra-pesados, los combustibles líquidos derivados del carbón (CTL) o del gas (GTL) y los hidrocarburos provenientes de las lutitas con kerógeno- son energéticamente más intensivas que en el caso de los recursos convencionales. Por otra parte, conviene tener presente que en el caso de las arenas petrolíferas y de los petróleos extra-pesados, al incremento de las emisiones de GEI asociadas al proceso de producción hay que sumarle una disminución en la calidad del crudo obtenido. Ambos efectos aumentarían las emisiones de GEI relacionadas con estas dos categorías de recursos no convencionales en un volumen que oscila entre varios millones a 1 giga tonelada por año.

Resource type	Production WTT GHG emissions kg/boe	Production WTT GHG emissions (normalised to conventional oil: 120 kg CO ₂ -eq/boe)	Total WTW GHG emissions (normalised to gasoline: 545 kg CO ₂ -eq/boe)
Conventional oil (average)	110 to 125	91 % to 104%	98 % to 101%
Non-CO ₂ -EOR	125 to 225	104 % to 188%	101% to 119%
CO ₂ -EOR	-175 to -5	-146 % to -4%	46 % to 77%
Ultra-deepwater and Arctic	132 to 150	110 % to 125%	102 % to 105%
Extra-heavy oil an bitumen	189 to 214	157 % to 178%	113 % to 117%
Kerogen	232 to 379	193 % to 315%	121 % to 147%
LTO	110 to 131	91 % to 109%	98 % to 106%
GTL	184 to 272	153 % to 227%	112 % to 128%
CTL	660 to 801	550 % to 668%	199 % to 225%
Ethanol – conventional (wheat, corn, sugar beet)	55 to 654	45 % to 545%	10 % to 120%
Ethanol – cellulosic	-109 to 273	-91 % to 227%	-20 % to 50%
Biodiesel – conventional (rapeseed, palm oil)	82 to 463	68 % to 386%	15 % to 85%
Biodiesel – advanced (BTL) diesel	-109 to 245	-91 % to 204%	-20 % to 45%

Notes: kg/boe = kilogram per barrel of oil-equivalent; kg CO₂-eq/boe = kilogram of carbon dioxide-equivalent per barrel of oil equivalent).

Tabla 2.4. Comparativas de emisiones de gases de efecto invernadero para diferentes tipos de combustibles líquidos a lo largo de los segmento del ciclo de vida denominados “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT) y “del pozo a la rueda” (*well-to-wheel* o WTW). (IEA, *Resources to Reserves*, 2013)

Ciertamente, como ya han destacado diversos autores (Brandt and Farrell, 2007), el incremento de las emisiones de GEI ligado a la sustitución progresiva de la producción de crudo convencional por otro tipos de combustibles líquidos puede convertirse en un factor acelerador del actual proceso de cambio climático y, por ello, cabe preguntarse por las posibles medidas de mitigación de dichas emisiones.

Tanto en el caso del petróleo convencional como en el del no convencional existen diversas maneras de ayudar a reducir las emisiones de GEI, entre las que por ejemplo cabe citar las siguientes tres aproximaciones tecnológicas:

1) La mejora de los métodos, altamente intensivos en energía y emisiones, utilizados para la extracción in situ de los petróleos extra-pesados, las arenas petrolíferas y las lutitas con kerógeno.

2) La existencia de buenas oportunidades para la implementación de la tecnología de captura y almacenamiento del carbono (*carbon capture and storage* o CCS) en las plantas de conversión del carbón y del gas a líquidos (CTL y GTL). Obviamente, el uso de esta tecnología incrementaría los costes de producción de los combustibles sintéticos. Sin embargo, también eliminaría la necesidad de algunos pasos relativamente costosos del proceso que, además, reducen la eficiencia total de las plantas, paliando de este modo el aumento de los costes comentado.

3) La posibilidad de acabar con las prácticas de ventear o quemar el gas asociado a los yacimientos de petróleo mediante la instalación de turbinas a gas en los pozos, para así reducir las emisiones de GEI y evitar malgastar una energía que convenientemente aprovechada rebajaría los costes de producción. Por otra parte, en el caso de las emisiones directas de CO₂, estas podrían neutralizarse, en algunos yacimientos de petróleo, reutilizándolas en proyectos de mejora de la recuperación a partir de la inyección de CO₂, lo que además de un impacto ambiental positivo también contribuiría a reducir costes.

2.1.3.8.- Impacto potencial de las emisiones de gases de efecto invernadero sobre los costes de producción de los petróleos convencionales y no convencionales

En el apartado 2.1.3.6 hemos analizado los posibles costes de producción de las diversas categorías de recursos convencionales y no convencionales sin tener en cuenta los costes de las emisiones de CO₂. Los resultados de este análisis se resumen en la figura 2.11. En este apartado se analizan los costes adicionales que supondría para la producción de un barril de crudo o de equivalente de petróleo la introducción en el sector petrolero de una tasa sobre el carbono, es decir, de un precio por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de internalizar los costes externos que se derivarían del cambio climático.

El análisis recoge las conclusiones alcanzadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su estudio *Resources to Reserves* (2013). Los cálculos del citado organismo consideran las emisiones para el segmento del ciclo de vida denominado “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT), excluyendo las relacionadas con el segmento “del depósito a la rueda” (*tank-to-wheel* o TTW) fase esta última que comprende todas las emisiones de GEI originadas por la combustión del combustible final.

Las estimaciones de la AIE, resumidas en la tabla 2.5 y las figuras 2.14 y 2.15 (compárese con la figura 2.11 en el apartado 2.1.3.6), contemplan dos hipótesis, según el grado de compromiso adquirido en la lucha contra el cambio climático: que el precio de las emisiones de carbono fuera de 50 o de 150 dólares por tonelada equivalente de CO₂ emitida.

Un precio de las emisiones de carbono de 50 dólares por tonelada equivalente de CO₂, impulsaría al alza, en torno a unos 6 dólares por barril, los costes de producción del petróleo convencional y del petróleo ligero de rocas compactas (LTO), mientras que los costes de los crudos sintéticos derivados de los petróleos extra-pesados, arenas petrolíferas y de las lutitas con kerogeno, experimentarían unos aumentos medios por barril cercanos a los 10 dólares en los dos primeros casos y a los 15 dólares en el último. El mayor aumento correspondería a los combustibles sintéticos derivados de la transformación del carbón a líquidos (CTL) que se situaría en una media por barril superior a los 35 dólares. En contraposición, los combustibles líquidos derivados del gas natural (GTL) sufrirían una subida mucho más moderada de los costes de producción del barril equivalente de petróleo, cifrada en torno a una media de 10 dólares, a causa de que el gas natural tiene una relación carbono/hidrogeno más favorable que el carbón y de que el proceso GTL es más eficiente que el CTL.

Resource type	Production GHG emissions (WTT) (kg/boe final fuel)	Additional costs (USD) at carbon price: USD 50/t CO ₂ -eq GHG emissions	Additional costs (USD) at carbon price: USD 150/t CO ₂ -eq GHG emissions
Conventional oil (average)	110 to 125	5 to 6	16 to 19
Non-CO ₂ -EOR	125 to 225	6 to 11	19 to 34
CO ₂ -EOR	-175 to -5	-9 to 0	-26 to -1
Ultra-deepwater and Arctic	132 to 150	6 to 7	20 to 22
Extra-heavy oil and bitumen	189 to 214	6 to 17	17 to 30
Kerogen	232 to 379	12 to 19	35 to 57
LTO	110 to 131	5 to 7	16 to 20
GTL	184 to 272	9 to 14	28 to 41
CTL	660 to 801	33 to 40	99 to 120
Ethanol - conventional	55 to 654	3 to 33	8 to 98
Ethanol - cellulosic	-109 to 273	-5 to 14	-16 to 41
Biodiesel - conventional	82 to 463	4 to 23	12 to 69
Biodiesel - advanced	-109 to 245	-5 to 12	-16 to 37

Tabla 2.5. Impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) sobre los costes de producción para un coste del carbono de 50 y 150 dólares por tonelada equivalente de CO₂ emitida. La primera columna resume las emisiones de GEI a lo largo del segmento del ciclo de vida denominado “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT). Las columnas del centro y la derecha resumen los costes adicionales en dólares por barril según las hipótesis de un coste por tonelada equivalente de CO₂ emitida de 50 o de 150 dólares, respectivamente. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013)

Con estas perspectivas, está claro que, desde un punto de vista estrictamente financiero, la introducción de un precio del carbono de 50 dólares por tonelada equivalente de CO₂ emitida, desanimaría las inversiones en los recursos de petróleos no convencionales. Sin embargo, si en el futuro el tema de la seguridad de suministro alcanzara una relevancia especial, algunos recursos como las arenas petrolíferas del Canadá o los petróleos extra-pesados de Venezuela podrían todavía ser explotados a pesar del aumento de los costes de producción.

Sin duda, la introducción de un mecanismo de internalización de los costes de las emisiones de carbono favorece el desarrollo de aquellos recursos de petróleo cuya producción resulta menos contaminante, frente a aquellos que presentan un impacto ambiental más alto por sus mayores emisiones de GEI. En cualquier caso, resulta importante destacar que dicho mecanismo no hace inviable, desde un punto de vista económico, la producción de petróleo a partir de la mayoría de los recursos no convencionales analizados. Como muestra la figura 2.14, incluso con un precio de las emisiones de carbono de 50 dólares por tonelada equivalente de CO₂, la producción de muchos de los recursos citados puede resultar comercialmente viable a partir de unos precios de 80 dólares el barril equivalente de petróleo. Para eliminar del mercado los petróleos cuya producción resulta altamente contaminante por sus emisiones de GEI, se hace necesario un incentivo económico mayor, como por ejemplo elevar de 50 a 150 dólares el precio de cada tonelada equivalente de CO₂ emitida. Como ilustra la figura 2.15, triplicar la tasa sobre las emisiones de carbono implica que la mayor parte de los recursos no convencionales requerirían unos precios por encima de los 100 dólares por barril equivalente

de petróleo para que su producción resultara económicamente viable. Ciertamente, la introducción de un incentivo financiero del orden de 150 dólares por tonelada equivalente de CO₂ emitida, modificaría drásticamente las perspectivas sobre la capacidad mundial de producción de petróleo, alterando las proyecciones de tipo *business as usual* en el horizonte 2035, año en el que la AIE estima que la producción de petróleos no convencionales contabilizarían el 13,4% del total mundial, frente al 4,4% en 2011 (IEA, WEO 2012).

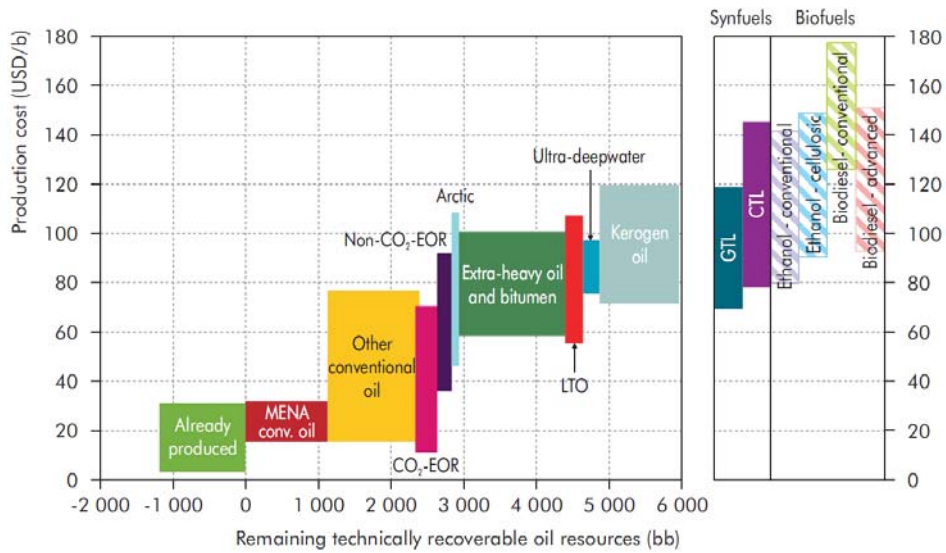


Figura 2.14. Costes de producción de combustibles líquidos (en dólares por barril) a un precio por tonelada equivalente de CO₂ emitida de 50 dólares y considerando las emisiones del segmento del ciclo de vida “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT). Compárese con la figura 2.11. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013).

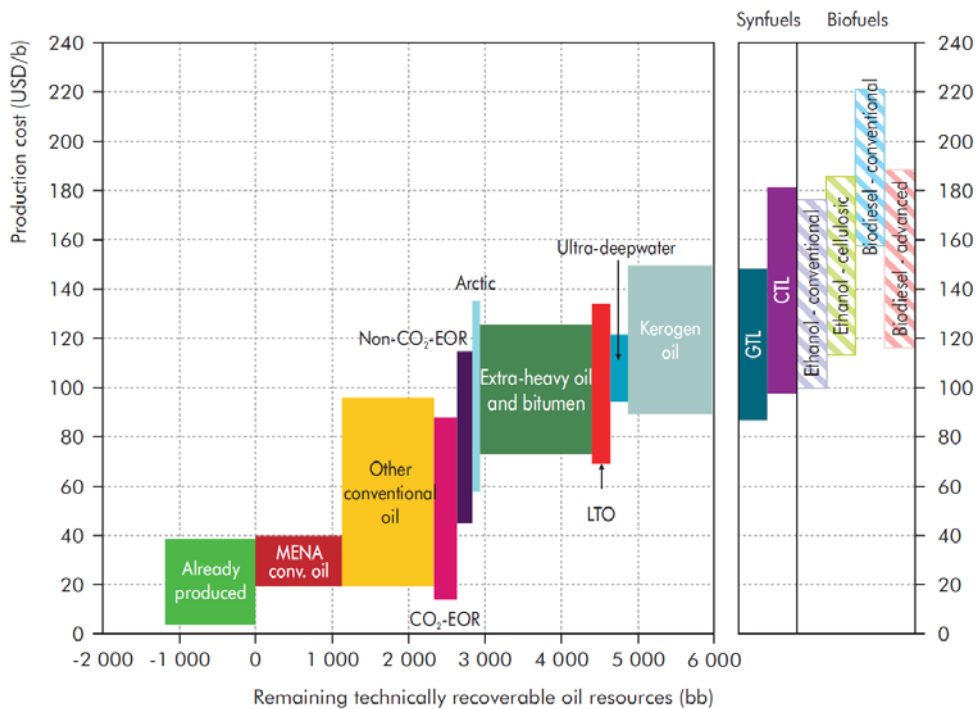


Figura 2.15. Costes de producción de combustibles líquidos (en dólares por barril) a un precio por tonelada equivalente de CO₂ emitida de 150 dólares y considerando las emisiones del segmento del ciclo de vida “del pozo al depósito” (*well-to-tank* o WTT). Compárese con la figura 2.11. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013).

2.1.4.- DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS RECURSOS Y RESERVAS

2.1.4.1.- Petróleos convencionales

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013), tal y como muestra la tabla 2.3, a finales de 2012 los países ajenos a la OCDE contabilizaban, aproximadamente, el 84,4% del total mundial de los recursos técnicamente recuperables por explotar de petróleos convencionales (crudo y líquidos del gas natural). Entre dichos países destacan los de Oriente Medio que en conjunto suman un 42,7% del total global. A estos les siguen en orden de importancia decreciente los países integrados en la región de Europa del Este y Eurasia (con un 16,1% del total mundial), África (11,54%), América Latina (9,4%) Asia (4,6%). Entre los países de la OCDE, la distribución de recursos del tipo comentado está encabezada por Estados Unidos y Canadá (11,6% del total mundial) seguidos por el conjunto de países europeos (3,4%) y los de la región de Asia-Oceanía (0,6%).

Por lo que se refiere a las reservas probadas, la misma fuente citada en el párrafo precedente (tabla 2.3) estima que el conjunto de los países industrializados de la OCDE atesoran en su subsuelo el 14.1% del total mundial, con Estados Unidos y Canadá contabilizando aproximadamente el 13%, Europa algo más del 0,8% y los países de Asia-Oceanía integrados en la OCDE el 0,23%. Entre los países ajenos a la OCDE, los de la región de Oriente Medio suman cerca del 47,8% del total de las reservas probadas mundiales, seguidos a mucha distancia por los países de América Latina (con un 19%), Europa del Este y Eurasia (8,8%), África (7,6%), Asia (2,7%).

La petrolera BP (BP, 2013) suministra un listado detallado de reservas probadas por países y efectúa el desglose por regiones mostrado en la figura 2.8, en la que también puede apreciarse la evolución histórica de dichas reservas. Tanto BP, como la AIE (IEA, WEO 2013) incluyen en sus cifras de reservas probadas ciertos volúmenes provenientes de petróleos no convencionales (ver apartado 2.1.3.1 y pie de la tabla 2.3).

2.1.4.2.- Petróleos no convencionales

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) y tal como se recoge en la tabla 2.3, sin contabilizar los recursos de líquidos derivados del carbón (CTL) y del gas natural (GTL), los países industrializados de la OCDE -que tan solo atesoran el 15,6% de los recursos globales técnicamente recuperables por explotar de petróleos convencionales (crudo y líquidos del gas natural)- contabilizan aproximadamente el 59% de los recursos globales técnicamente recuperables por explotar de petróleos no convencionales. Tales recursos no convencionales (tabla 2.3) se localizan preferentemente en Estados Unidos y Canadá (con cerca del 57,3% global), y en mucha menor proporción en la región de Asia-Oceanía (0,9%) y Europa (0,7%).

Fuera de la OCDE, los citados recursos no convencionales se concentran sobre todo en los países del Este de Europa y Eurasia (con un 19,7% del total mundial), América Latina (16,9%), Asia (1,9%), Oriente Medio (1,3%) y África (1,2%).

Queda claro, pues, que la distribución geográfica de los recursos recuperables por explotar de petróleos no convencionales contrarresta la importancia geopolítica de Oriente Medio, región que a nivel global concentra la

mayor parte de los recursos recuperables por explotar y de las reservas probadas de petróleos convencionales (42,7% y 47,8% del total global respectivamente).

La producción y desarrollo de petróleos no convencionales está más avanzada en Estados Unidos y Canadá, lo que puede explicar en parte porque las estimaciones actuales atribuyen a esta región el mayor volumen de recursos. Sin embargo, es posible que en el futuro otras regiones que hasta el presente han recibido poca atención por sus grandes recursos convencionales, como Oriente Medio y África, vean en el futuro aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

De manera más detallada, los recursos técnicamente recuperables por explotar de petróleos no convencionales se distribuyen de la siguiente manera:

1) Petróleos extra-pesados y arenas petrolíferas (*extra-heavy oil* y *oil sands*): estas categorías de petróleo no convencional se localizan preferentemente en Venezuela (en la denominada Faja del Orinoco) y en Canadá, respectivamente. La cantidad de petróleo in situ de las arenas petrolíferas de Canadá se calcula en torno a los $1,845 \times 10^{12}$ barriles de los cuales podrían recuperarse unos $0,8 \times 10^{12}$ barriles (IEA, WEO 2010). Por lo que respecta al petróleo extra-pesado estaríamos hablando de alrededor de $1,36 \times 10^{12}$ barriles in situ, con cerca de $0,5 \times 10^{12}$ barriles recuperables (USGS, 2009). Además de Venezuela y Canadá, se cree que existen recursos significativos de los dos tipos de petróleo no convencional analizados en Rusia y Kazajstán, así como volúmenes más modestos en Angola, Azerbaiyán, China, Madagascar, Oriente Medio, Reino Unido y los EE.UU., que en conjunto podrían significar otros $0,6 \times 10^{12}$ barriles recuperables. Al margen de Canadá y Venezuela, las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) en el horizonte 2035, incluyen algo de producción tan solo en Rusia (Tartaria) y China, países en los que ya existen proyectos o planes de producción muy avanzados.

2) Petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO): en los últimos años la explotación de este tipo de petróleo no convencional ha alcanzado una escala comercialmente significativa, particularmente en las áreas prospectivas de Bakken y Eagle Ford en los EE.UU. En este país, la agencia gubernamental *Energy Information Administration* (US EIA) ha estimado recientemente los recursos de LTO en unos 58×10^9 barriles, muy por encima de los 32×10^9 barriles estimados en 2102 (US EIA, 2013b). Y a medida que se obtengan más datos esta revisión podría no ser la última. La AIE (IEA, WEO 2013) estima en cerca de $0,345 \times 10^{12}$ barriles los recursos mundiales de LTO técnicamente recuperables por explotar y otras consultoras privadas hablan de una cifra que oscila entre 0,1 y $0,6 \times 10^{12}$ barriles. En junio de 2013, la US EIA publicó un estudio (US EIA, 2013a) sobre un gran número de cuencas sedimentarias en el mundo, estimando que los recursos técnicamente recuperables de LTO se aproximan a los $0,35 \times 10^{12}$ barriles, principalmente repartidos entre Rusia, EE.UU., China, Argentina, Libia, Australia, Venezuela, México, Pakistán y Canadá (ver tabla 2.6 para más detalles).

3) Lutitas con kerógeno (*kerogen shales* o *oil shales*): en la actualidad, el petróleo de kerógeno (*kerogen oil*) se produce en muy pequeñas cantidades en Estonia, China y Brasil. Las lutitas con kerógeno de más fácil explotación, mediante técnicas mineras, son aquellas próximas a la superficie, aunque también pueden explotarse las acumulaciones más profundas inyectando agua

caliente en el subsuelo. Los recursos del primer tipo son enormes. Los más grandes conocidos hasta la fecha se localizan en áreas de Utah, Colorado y Wyoming en los EE.UU.. Estos, estudiados en detalle por el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), podrían contener unos recursos equivalentes a $4,285 \times 10^{12}$ barriles de petróleo, de los cuales algo menos de una cuarta parte se corresponde a depósitos con la mayor probabilidad de ser comercialmente explotables (USGS, 2012). En todo el mundo, los recursos existentes en las formaciones geológicas próximas a la superficie de lutitas con kerógeno podrían alcanzar como mínimo los $1,1 \times 10^{12}$ barriles. Aparte de EE.UU., el resto de recursos se encuentran en Jordania (30×10^9 barriles), Australia (12×10^9 barriles), Estonia y China (4×10^9 barriles cada uno) e Israel, Marruecos y Brasil (con cerca de 3×10^9 barriles cada uno). Australia había planeado en la década de los noventa un gran proyecto en la formación Stuart Shale pero este fue abandonado, básicamente por consideraciones medioambientales. Este mismo país ha aprobado recientemente un nuevo proyecto piloto con el objetivo inicial de producir 40.000 barriles diarios. En la actualidad, Jordania, Israel y Marruecos tienen un cierto número de proyectos en fase de estudio.

Country	Areas assessed	Technical recoverable LTO resources
Russia	Bazhenov shale	76
United States	Bakken, Bone Springs, Eagle Ford, Granite Wash, Niobrara, Spraberry, Wolfcamp, Monterey and Woodford shales	58
China	Sichuan, Yangtze, Jiangnan, Greater Subei, Tarim, Junggar and Songliao basins	32
Argentina	Neuquen, San Jorge, Magallanes and Parana basins	27
Libya	Ghadames, Sirte, and Murzuq basins	26
Australia	Cooper, Maryborough, Perth, Canning, Georgina, and Beetaloo basins	18
Venezuela	Maracaibo basin	13
Mexico	Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan and Veracruz basins	13
Pakistan	lower Indus basin	9
Canada	Horn River, Cordova, Liard, Deep, Alberta, Windsor basins, Duvernay, Bakken, Utica shales	9

Source: US EIA (2013a).

Tabla 2.6. Los diez principales países en recursos de petróleo ligero de rocas compactas (light tight oil o LTO). Cifras en miles de millones de barriles. (IEA, WEO 2013)

4) **Líquidos del carbón (coal-to-liquids o CTL):** los recursos de carbón que constituyen la materia prima para este proceso son muy amplios y, de hecho, la utilización de tan solo el 10% de las reservas probadas del mundo permitiría obtener 275×10^9 barriles de hidrocarburos líquidos. Claramente, los recursos de carbón disponibles no constituyen ninguna limitación para el desarrollo de la técnica de CTL. Con toda probabilidad, países como China e India, con grandes recursos de carbón extraíble a un coste relativamente bajo y muy dependientes de las importaciones de petróleo, lideraran las inversiones en esta tecnología, que ya cuenta con amplia experiencia operativa en Sudáfrica. China ha anunciado planes para producir en 2020 hasta 600.000 barriles diarios de combustibles sintetizados mediante tecnología CTL. Sin embargo, las preocupaciones ambientales, incluidas las emisiones y el acceso al agua, junto a la espiral de costes, han llevado al gobierno chino a imponer normas más estrictas para la construcción y operación de las plantas de CTL. En los EE.UU. se han anunciado varios proyectos de CTL por un total de más de 300.000 barriles diarios, pero dichos proyectos se encuentran todavía en

fase de estudio. Australia e Indonesia también están interesados en desarrollar esta industria.

5) **Líquidos del gas natural** (*gas-to-liquids* o GTL): los recursos recuperables por explotar de gas natural, la materia prima susceptible de ser transformada en hidrocarburos líquidos mediante la tecnología GTL, rondan los 810×10^{12} metros cúbicos (ver apartado 2.2.3). La transformación del 10% de este volumen mediante la tecnología GTL permitiría obtener 280×10^9 barriles de hidrocarburos líquidos. Actualmente, tres países, Qatar, Sudáfrica y Malasia, copan la mayor parte de la capacidad de producción existente en el mundo a partir de la tecnología GTL. A estos podría sumárseles EE.UU. y Nigeria.

2.1.5.- PERSPECTIVA SOBRE EL SUMINISTRO

2.1.5.1.- Escenarios y tendencias globales

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) presenta en su *World Energy Outlook* (IEA, WEO 2013) tres escenarios muy diferentes a propósito de la demanda y, por tanto, del suministro global de petróleo¹⁰. Partiendo de los 89 millones de barriles diarios (mbd) de 2012, las proyecciones del suministro muestran en 2035 una diferencia de 33 mbd entre el *Current Policies Scenario*¹¹ y el *450 Scenario*¹². En el primero, se alcanzarían los 111 mbd, mientras que en el segundo, que contempla una caída de la demanda a partir de mediados de la década de los veinte, tan solo serían necesarios 78 mbd. Entre estos dos casos extremos, la AIE presenta un tercero, denominado *New Policies Scenario*¹³ en el que se prevé que el suministro global de petróleo alcanzará los 101 mbd en 2035 (tabla 2.7). Los párrafos que siguen se centran exclusivamente en este último escenario, considerado por la AIE como escenario de referencia.

De la tabla 2.7, debe destacarse que cada uno de los tres componentes principales de la producción de petróleo -crudo convencional, líquidos del gas natural y petróleos no convencionales- sigue una evolución específica en cada uno de los tres escenarios contemplados.

Así, la producción de crudo convencional aumenta relativamente poco en aquellos escenarios que contemplan una demanda al alza (*Current Policies Scenario* y *New Policies Scenario*) reflejando las limitaciones impuestas por la política y las inversiones sobre la rapidez a la que dicho aumento puede concretarse, mientras que, por el contrario, en el caso del *450 Scenario* la producción de crudo absorbe un porcentaje desproporcionado de la caída de la demanda prevista.

Por lo que respecta a los líquidos del gas natural, conviene señalar que las previsiones sobre su producción siguen una lógica completamente diferente a las del crudo, ya que su disponibilidad está relacionada con la dinámica del mercado del gas y no con la del mercado del petróleo. Por ello, de acuerdo con

¹⁰ De acuerdo con lo expuesto en el apartado 2.1.1.4, el término “suministro de petróleo” se aplica a la suma de la producción de petróleo convencional y no convencional (ver figura 2.1 y apartados 2.1.1.2 y 2.1.1.3) con las ganancias volumétricas obtenidas durante el proceso de refino, es decir, durante la transformación del crudo en productos derivados del petróleo.

¹¹ Un escenario que podríamos calificar de *business as usual*

¹² Un escenario capaz de evitar un aumento de más de 2° C de la temperatura global a largo plazo y, por tanto, el único compatible con los objetivos de lucha contra el cambio climático.

¹³ Este asume que los países cumplirán todos los compromisos contraídos hasta la fecha en materia de lucha contra el cambio climático.

las tendencias futuras de la demanda previstas por la AIE para el gas natural (ver apartado 2.2.2) la producción de los líquidos del gas natural aumenta en los tres escenarios mostrados en la tabla 2.7, aunque más moderadamente en el caso del *450 Scenario*.

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OPEC	23.9	37.6	37.8	45.2	38.3	49.3	36.1	34.4
Crude oil	21.9	30.9	29.4	33.0	29.7	36.2	28.4	25.4
Natural gas liquids	2.0	6.1	6.8	9.3	7.0	9.9	6.2	6.9
Unconventional	0.0	0.6	1.6	2.8	1.6	3.2	1.5	2.1
Non-OPEC	41.7	49.4	55.0	52.9	56.1	58.1	52.5	41.3
Crude oil	37.6	38.4	38.3	32.3	38.9	35.2	36.7	25.4
Natural gas liquids	3.6	6.6	8.0	8.3	8.2	9.0	7.5	6.6
Unconventional	0.4	4.4	8.8	12.3	9.0	13.9	8.4	9.2
World oil production	65.6	87.1	92.8	98.1	94.4	107.4	88.6	75.7
Crude oil	59.6	69.4	67.7	65.4	68.6	71.4	65.1	50.8
Natural gas liquids	5.6	12.7	14.8	17.7	15.2	18.9	13.7	13.6
Unconventional	0.4	5.0	10.4	15.0	10.6	17.1	9.8	11.3
<i>Processing gains</i>	<i>1.3</i>	<i>2.1</i>	<i>2.6</i>	<i>3.3</i>	<i>2.6</i>	<i>3.6</i>	<i>2.5</i>	<i>2.5</i>
World oil supply*	66.9	89.2	95.4	101.4	97.1	111.0	91.1	78.2
World biofuels supply**	0.1	1.3	2.1	4.1	1.9	3.3	2.6	7.7
World total liquids supply	67.0	90.5	97.6	105.5	98.9	114.3	93.8	85.9

* Differences between historical supply and demand volumes given in Chapter 15 are due to changes in stocks. ** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel. The average energy to volume conversion factor is close to 7.8 barrels per tonne of oil equivalent throughout the projection period in the New Policies Scenario, reflecting the projected share of biodiesel versus ethanol.

Tabla 2.7.-Suministro de petróleo por fuente y escenario. Cifras en millones de barriles diarios. (IEA, WEO 2013)

La producción de petróleo no convencional también aumenta en los tres escenarios (tabla 2.7) e incluso lo hace con fuerza en el escenario más verde (*450 Scenario*) en la que el conjunto de la producción de petróleo desciende en 11 mbd entre 2012 y 2035. Esto se debe a que muchos proyectos no convencionales –por ejemplo, los que incumben a las arenas petrolíferas (*oil sands*) y a los petróleos extra-pesados (*extra-heavy oil*)- requieren de una gran inversión inicial y después mantener un ritmo de extracción constante durante largos periodos de tiempo, de manera que aquellos proyectos iniciados con anterioridad al descenso de la demanda global previsto a partir de 2020 en el *450 Scenario* (tabla 2.7) tendrían que continuar produciendo¹⁴.

Otro componente del suministro que crece en todos los escenarios son las ganancias volumétricas obtenidas durante el proceso de refinación (ver tabla 2.7 y apartado 2.1.1.4).

¹⁴ Incluso la producción de líquidos del carbón (*coal-to-liquids* o CTL) aumenta en el *450 Scenario*, ya que este contempla una demanda baja y precios muy moderados para el carbón, lo que supondría un fuerte incentivo para convertir esta materia prima en hidrocarburos líquidos, un producto mucho más valioso. Por otra parte, como el *450 Scenario* también contempla un amplio despliegue de la captura y almacenamiento del CO₂, esta tecnología también podría ser utilizada, con unos costes adicionales por barril relativamente bajos, para limitar las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de CTL (ver apartados 2.1.3.7 y 2.1.3.8).

2.1.5.2.- El declino de la producción de crudo

2.1.5.2.1.- ¿Qué es el declino?

La historia de la producción de cada campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén que lo integran, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y la política de gestión de la producción seguida.

Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por dos etapas bien diferenciadas (figura 2.16) separadas por el máximo de producción (cenit o *peak*):

1) Una etapa inicial de crecimiento (*ramp up*) que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos.

2) Una etapa de clara disminución (post cenit o *post peak*), durante la cual la producción declina poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén.

En algunos casos, las dos etapas comentadas pueden quedar separadas por un período más o menos prolongado de estancamiento de la producción en la que ésta adopta un perfil plano, ondulante o ligeramente descendente (meseta o *plateau*) resultado del balance que se establece entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos.

Para proceder al análisis detallado de la etapa de declino post cenit, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) reconoce tres fases que identifican, respectivamente:

1) Los años transcurridos entre el cenit de la producción y el momento en que la extracción representa tan solo el 85% del máximo (fase de declino 1).

2) El periodo de tiempo comprendido entre el momento anterior y aquel en el que la producción tan solo representa ya la mitad de la alcanzada durante el cenit (fase de declino 2).

3) El lapso de tiempo caracterizado por una producción inferior al 50% de la máxima (fase de declino 3).

En algunos casos, la fase de declino 1 se considera equivalente a la etapa de meseta o *plateau* anteriormente comentada, de forma que las fases de declino 2 y 3 se engloban dentro de otra etapa denominada de post-meseta (*post-plateau*).

2.1.5.2.2.- Curvas de producción

Comúnmente, se asume que las etapas de producción comentadas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior, conocida como curva de Hubbert. Sin embargo, en la práctica, los campos de petróleo rara vez muestran una curva o trayectoria de producción regular y predecible (figura 2.17). Diversas consideraciones comerciales y políticas suelen afectar la manera en que se desarrolla un campo. Asimismo, por razones geológicas y técnicas, las rocas almacén se comportan de manera muy diversa durante las diferentes fases de agotamiento. Las tasas de producción pueden fluctuar bruscamente a medida que se implementan nuevas fases en el desarrollo del campo para luchar contra el declino natural (ver apartado 2.1.5.2.6) causante del descenso de la producción. En general, en los campos más grandes, la etapa inicial de crecimiento de la producción es larga y el desarrollo posterior se realiza en

varias fases que pueden durar algunas décadas. Por otra parte, las tendencias naturales de la producción pueden verse alteradas por razones de mantenimiento (periódicas o imprevistas) o a causa de cierres deliberados de la producción por motivos políticos (por ejemplo, en el caso de los miembros de la OPEP, para cumplir con las cuotas de producción asignadas).

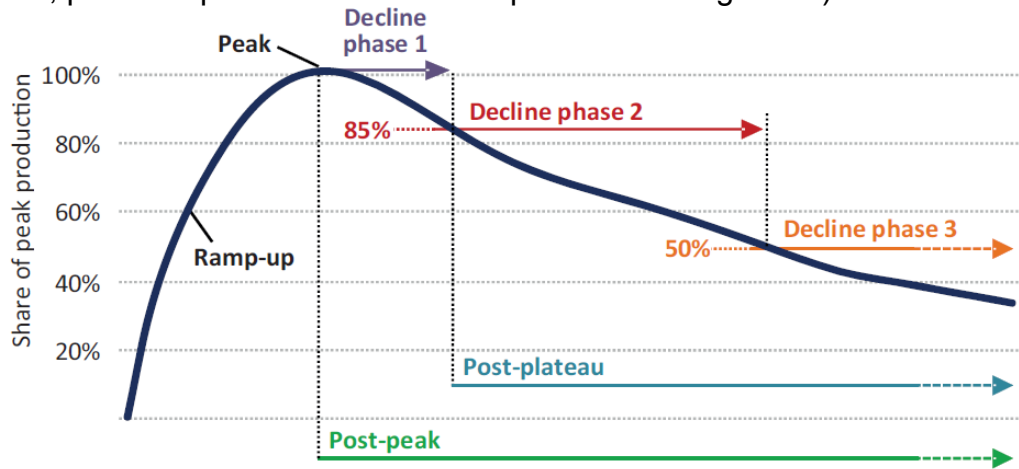
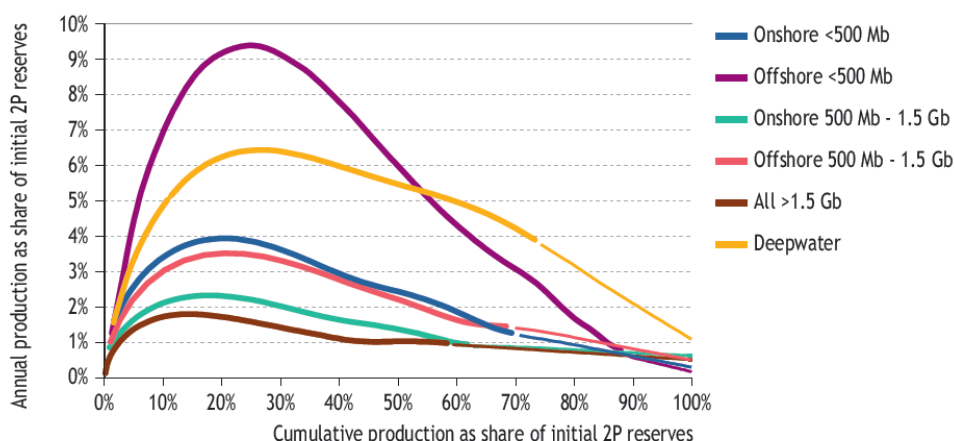


Figura 2.16. Ilustración del concepto de declino de la producción y de sus principales etapas y fases. (IEA, WEO 2008)

Un análisis realizado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2008) ha intentado discriminar los perfiles de producción estándar para diferentes tipos de campos (figura 2.17), tomando solo en cuenta sus características técnico-geológicas y dejando de lado los efectos inducidos por la manera en que sean desarrollados y gestionados. El análisis se realizó sobre una muestra de 725 campos, que en conjunto totalizaban unas reservas iniciales de $1,36 \times 10^{12}$ barriles y registraban una historia promedio de producción de crudo convencional de algo menos de veintidós años. Los resultados revelan que el tamaño de las reservas y la situación en tierra o mar abierto de los campos son las variables más importantes a la hora de explicar la forma de los perfiles de producción. La litología de las rocas almacén (areniscas o carbonatos) no parecen ejercer una influencia significativa sobre dicha forma.

Sin entrar en demasiados detalles, los resultados (Fig. 2.17) muestran que en comparación con los campos grandes, los pequeños alcanzan más rápidamente su producción máxima (cenit o *peak*), producen un porcentaje mayor de las reservas iniciales durante el año del cenit y su declive posterior es más rápido. Los campos grandes tardan aproximadamente dos veces más en alcanzar el cenit productivo. Y a igualdad de todas las otras características, el porcentaje de reservas iniciales producido durante el año del cenit es mayor para los campos localizados en el mar que para los campos de tierra, lo que refleja la necesidad de las petroleras de recuperar lo más rápidamente posible las grandes inversiones normalmente requeridas por los campos en alta mar. Los campos en aguas profundas, aunque por lo general son grandes, se comportan de manera similar a los campos pequeños en aguas marinas, alcanzando su cenit productivo al cabo de cinco años. En promedio, durante el año del cenit, los campos en aguas profundas producen el 7% de las reservas iniciales, mientras que la producción acumulada alcanza el 22% de las reservas. Por tanto, en el caso de los campos en aguas profundas, la curva de producción en función del tiempo aparece muy sesgada hacia la izquierda, con

algo menos de un cuarto de las reservas producidas en el periodo relativamente breve del pre-cenit.



Note: The thick lines are derived from observed data; the thin lines show the trajectory assuming full depletion of the field.

Figura 2.17. Perfiles estándar de producción de petróleo convencional para diferentes categorías de campos, en mar (*offshore*) y en tierra (*onshore*), según el tamaño de sus reservas (Mb: millones de barriles, Gb: miles de millones de barriles). (IEA, WEO 2008)

2.1.5.2.3.- La importancia del declino

Comprender los perfiles de producción de los campos petroleros y el impacto que diversas variables geológicas y económicas tienen sobre la forma de dichas curvas (figuras 2.16 y 2.17) constituye un factor crítico para prever la producción futura de los campos, tanto de aquellos que se encuentran ya en producción, como de los que lo harán en el futuro. La tasa a la que disminuirá en el futuro la producción del conjunto de los campos existentes en las diferentes provincias petroleras constituye un factor determinante para conocer que nueva capacidad y que inversiones necesita el mundo para satisfacer la demanda proyectada en el apartado 2.1.2.1.

En otras palabras, la seguridad futura del suministro de petróleo depende más de la tasa de declino global de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. La mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación, ya que a medida que estos maduran, la presión disminuye y, en ausencia de nuevas inversiones, los caudales obtenidos a boca de pozo también disminuyen.

La velocidad a la que disminuye la producción de los campos actualmente en producción es un factor esencial a la hora de evaluar qué medidas son necesarias para asegurar el suministro de petróleo en el futuro. Dicho declino debe ser compensado desarrollando nuevas reservas en campos ya conocidos, descubriendo y desarrollando nuevos campos o desarrollando recursos no convencionales que implican mayores costes económicos y ambientales. Estas tres posibles vías de compensación del declino requieren de un importante y continuado esfuerzo inversor en exploración y producción por parte de la industria petrolera. De hecho, la principal amenaza que pende sobre el suministro global de petróleo en el futuro no es la del agotamiento de los recursos (ver apartado 2.1.3) sino la de una inversión insuficiente.

Cualquier pequeña diferencia en la tasa de declino implica una gran diferencia en las inversiones requeridas y puede tener un gran impacto sobre las futuras condiciones de mercado. Por ejemplo, en su *World Energy Outlook 2013* (IEA, WEO 2013) la Agencia Internacional de la Energía (AIE) recuerda que sus proyecciones sobre el suministro (ver apartado 2.1.5.1) asumen una tasa de declino anual para los campos de petróleo convencional actualmente en producción del 4%, pero que si dicho porcentaje fuera en realidad del 5%, la cantidad adicional de petróleo necesaria durante el periodo 2012-2035 para cubrir dicho aumento porcentual de tan solo un punto se situaría en torno a los 6 millones de barriles diarios (mbd), un volumen cercano a la diferencia existente entre el *New Policies Scenario* y el *Current Policies Scenario* (ver apartado 2.1.2.1, tabla 2.7). Y, según la AIE, esto implicaría un aumento en torno a un 12% (15 dólares) para los precios del barril de petróleo. Por el contrario, una tasa de declino más baja que el 4% asumido en las proyecciones podría suponer unos precios del petróleo más bajos que los pronosticados (ver apartado 2.1.7).

De lo expuesto se deduce que conocer las tasas de declino en los campos actualmente en producción resulta esencial para evaluar el comportamiento futuro de los mercados del petróleo.

2.1.5.2.4.- Los análisis campo a campo de la AIE

En 2008 (IEA, WEO 2008), la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó un primer análisis de las tasas de declino tras estudiar la historia de la producción y otros datos técnicos de 798 de los mayores yacimientos de petróleo convencional del mundo. El análisis de la AIE abarcaba todos los campos súper-gigantes¹⁵ (54 yacimientos) y gran parte de los campos gigantes¹⁶ (263 yacimientos de un total de 320) en producción. Asimismo, la base de datos incluía datos sobre la mitad de campos del mundo catalogados en la categoría de grandes¹⁷ (285 yacimientos) y 196 campos asimilables a la categoría de pequeños¹⁸. Aunque hoy en día existen alrededor de 70.000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados aportaron más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo en 2007. Un resumen de las principales conclusiones del estudio de la AIE puede consultarse en Marzo (2010).

Recientemente (IEA, WEO 2013), la AIE ha ampliado y revisado su estudio de hace cinco años. Las páginas que siguen recogen los principales resultados obtenidos tras este nuevo análisis.

2.1.5.2.5.- Tasas observadas de declino para el petróleo convencional

La nueva base de datos de la AIE (IEA, WEO 2013) incluye 1.643 campos de petróleo convencional, todos ellos actualmente activos y sobre los que existe unos registros temporales de la evolución de su producción fiables. Las principales características de estos campos se resumen en la tabla 2.8.

¹⁵ La categoría súper-gigante incluye aquellos yacimientos con recursos recuperables mayores de 5.000 millones de barriles.

¹⁶ La categoría gigante incluye los yacimientos con recursos recuperables entre 500 y 5.000 millones de barriles.

¹⁷ La categoría grande incluye los yacimientos con recursos recuperables entre 100 y 500 millones de barriles.

¹⁸ La categoría pequeño incluye los yacimientos con recursos recuperables entre 50 y 100 millones de barriles.

Million barrels	Super-giants	Giants	Large	Small	All sizes
	More than 5 000	500 to 5 000	100 to 500	Less than 100	
Onshore	38	227	550	352	1 167
Offshore	14	79	193	181	467
Depth up to 125 metres	13	55	129	143	340
Depth from 125 to 1 500 metres	1	23	62	36	122
Depth greater than 1 500 metres	0	1	2	2	5
Total	52	306	743	533	1 634
OPEC	36	118	202	112	468

Tabla 2.8. Base de datos empleada por la AIE para el análisis del declino global de la producción de petróleo convencional desglosada según el tamaño de los campos (ver notas a pie de página 11, 12, 13 y 14) y por su localización geográfica en tierra firme (*onshore*) o en aguas marinas (*offshore*). (IEA, WEO 2013)

El análisis estadístico de dicha base de datos permite concluir a la AIE que la tasa promedio de declino de la producción a nivel global se sitúa en torno al 6,2% anual -un valor relativamente próximo al obtenido en el estudio de 2008 (IEA, WEO 2008)- sin que en los últimos doce años se observen cambios significativos en la tasa de declino de los campos de petróleo convencional.

Como se muestra en la tabla 2.9 (última columna a la derecha), las tasas anuales promedio de declino presentan grandes variaciones según el tipo de yacimiento de petróleo convencional. La producción de los campos de mayor tamaño tiene a declinar más lentamente que la de los pequeños, al mismo tiempo que la de los campos marinos tiende a caer más rápidamente que la de los campos en tierra firme. Debido a estas diferencias, las tasas de declino observadas para los países de la OPEP (cuyos campos suelen ser de gran tamaño y localizarse en tierra) son mucho menores que las de los países ajenos a dicha organización.

2.1.5.2.6.- Tasas naturales de declino para el petróleo convencional

Resulta importante diferenciar entre las tasas de declino observadas (que hemos analizado en el apartado precedente) de las tasas naturales de declino que son aquellas que ocurrirían si se interrumpiera la inversión en los campos. En un campo en producción, por lo general, el operador procede a realizar una serie de inversiones para tratar de mitigar el declino. Estas incluyen la perforación de nuevos pozos en las áreas ya desarrolladas del yacimiento, el aumento de la capacidad de inyección de agua, el desarrollo de nuevas áreas del campo y la aplicación de tecnologías de mejora de la recuperación.

El declino natural es un parámetro muy importante a tener presente en la modelización del suministro porque nos informa sobre las necesidades de inversión futuras en los campos actualmente en producción. La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) ha calculado la diferencia existente entre el declino observado y el natural. Para ello ha utilizado datos proporcionados por la industria sobre la inversión de capital efectuada anualmente en los campos en producción, asumiendo, al mismo tiempo unos ciertos valores sobre la eficiencia de dichas inversiones, es decir del número de barriles añadidos diariamente por unidad invertida. De esta manera, se ha

podido calcular cual habría sido la producción de dichos campos si no se hubiera llevado a cabo tal inversión.

	Decline Phase 1	Decline Phase 2	Decline Phase 3	Post-plateau	Post-peak
Onshore	3.4	2.5	7.7	5.4	5.4
Offshore					
Shallow	5.2	1.6	12.9	8.2	7.5
Deepwater (including ultra-deepwater)	12.3	7.9	14.1	12.9	12.7
Super-giant	4.6	1.1	7.3	4.4	4.0
Giant	5.1	4.5	10.6	7.8	8.0
Large	4.5	5.4	10.8	9.1	9.3
Small	4.0	8.1	12.6	11.4	11.9
All fields	4.8	2.4	9.2	6.4	6.2
Non-OPEC	5.2	3.6	9.4	8.1	7.8
OPEC	3.9	1.7	9.0	4.2	4.5

Tabla 2.9. Tasa de declino anual promedio (en %) a escala global y para diferentes tipos de campos según su tamaño (ver notas a pie de página 11, 12, 13 y 14) y su localización geográfica en tierra firme (*onshore*) o en aguas marinas (*offshore*) (compárese con la tabla 2.8) .La tasa de declino esta desglosada para las diferentes fases (1, 2 y 3) y para las etapas de post-meseta (*post-plateau*) y post cenit (*post-peak*) (ver apartado 2.1.5.2.1 y figura 2.16). (IEA, WEO 2013)

En conclusión, la AIE estima que la diferencia entre el declino observado y el natural promedia un 2,5% a nivel mundial. Una diferencia que resulta similar al obtenido en un estudio anterior (IEA, WEO 2008) y que parece haberse incrementado muy ligeramente en el transcurso del periodo 2000-2007. Si sumamos este porcentaje al 6,2% calculado para la tasa de declino observado (ver apartado 2.1.5.2.5, tabla 2.9) resulta que el declino natural promedio para los campos en la fase post cenit estudiados (tabla 2.8) rondaría el 8,7%.

2.1.5.2.7.- Tasa de declino para los petróleos no convencionales

La producción de los distintos tipos de petróleo no convencional muestran unas pautas de declino diferentes de la de los petróleos convencionales. Entender tales diferencias resulta importante, dado el creciente papel que los petróleos no convencionales están llamados a jugar en el futuro para cubrir la demanda mundial.

El petróleo de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) y las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá muestran unas tendencias de declino similares. Los recursos de ambos tipos de petróleos no convencionales cubren amplias zonas geográficas y cada pozo tan solo produce una pequeña cantidad durante un corto periodo de tiempo, de modo que se necesitan muchos pozos para lograr un volumen de producción significativo y una actividad de perforación continua para mantener constante dicho volumen en el tiempo. En consecuencia, la tasa de declino a escala del campo depende esencialmente de la actividad de perforación, o lo que viene a ser lo mismo, de la tasa de inversión. Inicialmente, la producción aumenta en respuesta al incremento del número de pozos perforados por año, para luego entrar en una prolongada

meseta cuando la tasa de perforación se estabiliza y, finalmente, iniciar un rápido declino cuando el ritmo de perforación decae.

Estas características tienen serias implicaciones a la hora de analizar el fenómeno de las tasas de declino y los futuros patrones de inversión, particularmente en el caso del petróleo ligero de rocas compactas o LTO.

En este último caso, el declino de la producción de cada pozo es muy rápido en comparación con el de un pozo convencional (figura 2.18). Debido a la baja permeabilidad de la roca, cada pozo de LTO – incluso aunque se aplique la técnica de fracturación hidráulica (*fracking*)– tan solo drena una pequeña fracción del volumen total del petróleo contenido en la roca. La producción inicial proviene en su mayor parte del petróleo contenido en fracturas o fisuras pre-existentes o generadas por la presión hidráulica. Este líquido es drenado rápidamente pero luego se entra en una fase prolongada de baja productividad. Si la presión de la roca que contiene el petróleo es lo suficientemente alta y la roca no contiene agua, dicha fase de baja productividad puede ser mantenida durante un largo periodo de tiempo, en la medida que los costes de extracción se mantienen bajos -incluidos, si fuera necesario, los costes relacionados con la quema de gases asociados (*flaring*). Sin embargo, si fuera necesario bombear el petróleo o la producción de este se viera acompañada por la de agua, el pozo rápidamente deja de ser viable económicamente y debe ser cerrado y abandonado.

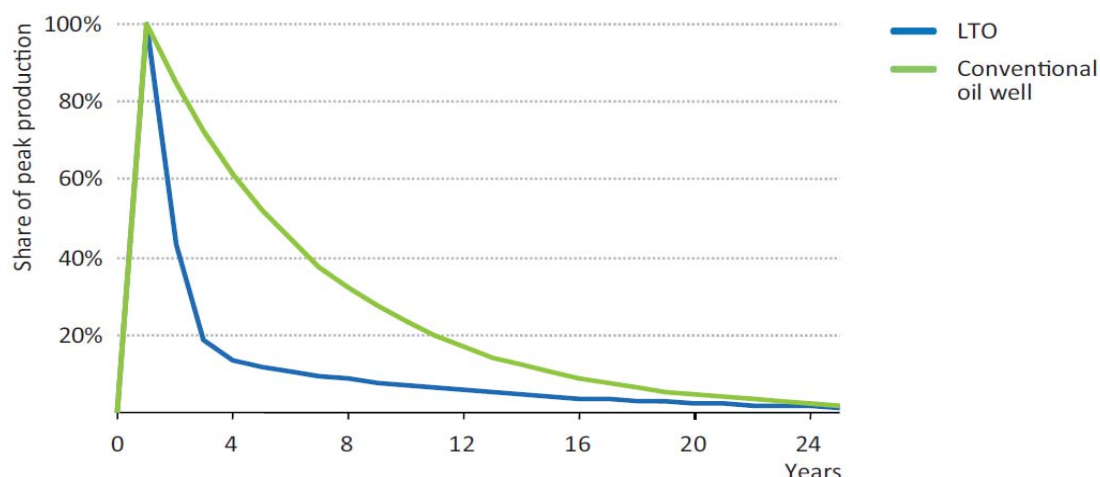


Figura 2.18. Curva de producción típica para un pozo de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) comparada con la de un pozo de petróleo convencional. (IEA, WEO 2013)

Este comportamiento de la producción a nivel de un pozo no afecta necesariamente la tasa de declino observada a la escala de un campo que resulta parecida a las de un campo convencional. El declino de un pozo individual puede ser rápido, pero como en el campo existen múltiples localizaciones favorables para perforar (ya que cada pozo solo drena una pequeña porción de la formación rocosa que contiene el petróleo) la producción puede mantenerse en el tiempo perforando nuevos pozos. Por ello puede afirmarse que el advenimiento del petróleo ligero de rocas compactas no altera de forma significativa el análisis de la tasa de declino observada en los campos de petróleo convencional (ver apartado 2.1.5.2.5).

Por el contrario, la tasa de declino natural (aquellas que ocurrirían si se interrumpiera la inversión en los campos, ver apartado 2.1.5.2.6) sí que se ven

fuertemente afectadas por el tipo de perfil de producción comentado (figura 2.19). La tasa de declino natural en los campos de LTO no es tan acusada como la de un pozo individual porque los sondeos se inician y terminan por lotes o en grupos, de modo que, en un momento dado, un operador dispondrá de un stock de pozos listos para entrar en producción, aunque todavía no estén conectados al sistema. En cualquier caso, las tasas de declino natural para los campos de producción de LTO puede estimarse en torno a un 30% anual durante los primeros tres años, lo que significa que la producción cae a cerca de un tercio de la inicial después de dicho periodo, para después estabilizarse alrededor del 5% anual.

Estas elevadas tasas de declino natural hace que la producción de LTO resulte potencialmente mucho más sensible a las fluctuaciones del precio del petróleo que en el caso de los campos convencionales, ya que cualquier decisión de suspender los planes de perforación ocasiona una rápida caída en la producción. Esto sugiere la posibilidad, todavía por demostrar, que el LTO pueda absorber al menos una parte del riesgo asociado a la variabilidad de la demanda global y a la volatilidad en los precios.

El petróleo extra-pesado (*extra-heavy oil*) de Venezuela se extrae ya sea mediante recuperación primaria a partir de pozos horizontales o mediante la inyección de vapor de agua. En el primer caso, la producción sigue una curva similar a la de un yacimiento convencional durante la fase de recuperación primaria, mientras que en el segundo sigue una pauta de producción similar al de las arenas petrolíferas (*oils sands*) de Canadá o al del LTO descrito en los párrafos precedentes.

Los combustibles líquidos procedentes de la transformación del carbón (*coal to liquids* o CTL) y del gas (*gas to liquids* o GTL) se producen en grandes plantas industriales que requieren grandes inversiones iniciales. Como consecuencia, las plantas únicamente se construyen en lugares donde el suministro de materia prima está asegurado durante la totalidad del ciclo de vida de la planta. Además, debido al gran desembolso de capital que la construcción de la planta requiere, el operador intentará, si las condiciones de mercado y los programas de mantenimiento lo permiten, producir a un nivel cercano al de máxima capacidad. En consecuencia, no cabe esperar declino alguno de la producción en el transcurso de los 25 a 30 años de vida media de estas instalaciones, aunque posiblemente tras esta fase se asista a una rápida caída de la producción una vez que la planta se deprecie y quede obsoleta en relación a otras dotadas de tecnologías más modernas. En cualquier caso, dado el reducido número de plantas de CTL y GTL actualmente activas en el mundo, hasta la fecha tan sólo se han sido clausuradas algunas pequeñas plantas piloto.

La experiencia de producción de petróleo de kerógeno (*kerogen oil*) es muy limitada, aunque, por similitud con los proyectos de explotación minera, se espera que la pauta de producción se asemeje al de una prolongada meseta flanqueada por bruscas fases de ascenso y caída de la producción.

2.1.5.2.8.- Implicaciones sobre la producción futura de los campos convencionales actualmente en producción

El análisis efectuado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sobre las tasas de declino históricas de los campos convencionales actualmente en producción (IEA, WEO 2013) permite concluir a dicha

organización que el declino anual de la producción en el *New Policies Scenario* se incrementará de un 2% durante el periodo 2012-2020 hasta un 4,7% a principios de la década de los veinte, para después, hacia 2035, estabilizarse en torno al 4%. La tasa del 2% comentada refleja el hecho de que hasta principios de los años veinte se espera que algunos campos estén todavía en la fase de aumento de la producción (*ramp* en la figura 2.16), mientras que el estancamiento en torno al 4% (un porcentaje muy inferior al 6,2% de media anual comentado en el apartado 2.1.5.2.5, ver tabla 2.9) obedece a que hacia la década de los treinta, la producción de los campos actualmente en explotación estará concentrada en grandes campos terrestres (principalmente localizados en países de la OPEP) y, como se muestra en la tabla 2.9, este tipo de campos son los que presentan la menor tasa de declino (en torno al 4%).

Según la AIE, la velocidad a la cual la producción de los campos actualmente en producción declina durante el periodo 2012-2035 varía ampliamente según la región (figura 2.19). Este hecho se relaciona con diferencias en el tamaño de los campos y con su localización en tierra o en mar. Oriente Medio es la región para la que se prevé un menor declino en el transcurso del periodo 2012-2035, debido a la predominancia en dicha región de campos de gran tamaño, localizados en tierra. Este hecho, influye notablemente en las tasas de declino de la OPEP, más moderada que la de los países ajenos al cartel.

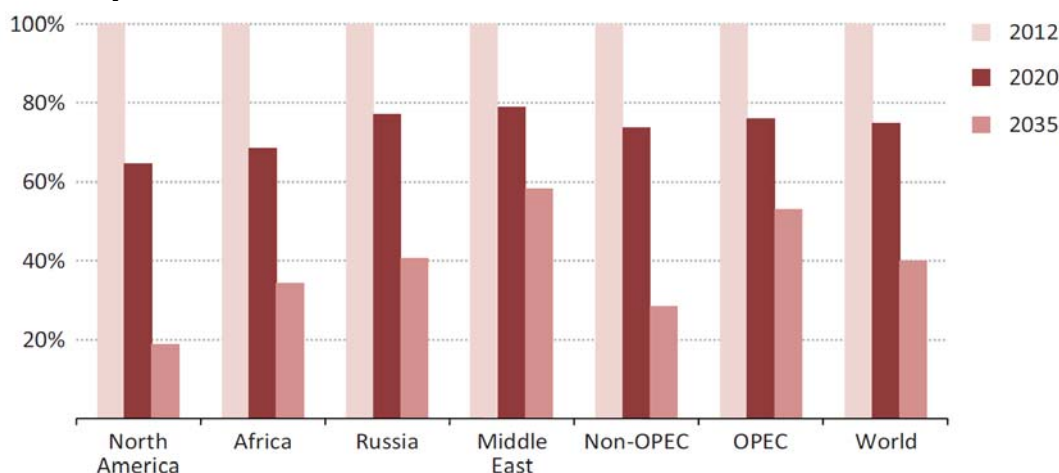


Figura 2.19. Declino en la producción de crudo convencional en los campos actualmente en explotación por regiones. Los porcentajes están referidos a la producción de 2012. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

En el otro extremo, en Norteamérica, la AIE prevé que los campos de crudo convencional actualmente en explotación produzcan en 2035 menos de una quinta parte que hoy en día. A escala global, la extracción de crudo convencional en los campos actualmente en explotación cae de los 69×10^6 barriles diarios actuales a 28×10^6 barriles por día (bd) en 2035, lo que significa que entre 2012 y 2035, solo para compensar los efectos del declino en los campos convencionales, hay que añadir una nueva capacidad cercana a los 40×10^6 bd (lo que equivale a más de 20 veces la producción actual de petróleo ligero de rocas compactas o LTO).

2.1.5.2.9.- Implicaciones sobre la producción futura de todos los campos, convencionales y no convencionales, actualmente en explotación

Como se ha discutido previamente en el apartado 2.1.5.2.7, la AIE (IEA, WEO 2013) cree que la introducción de los petróleos no convencionales en la ecuación del suministro global no tendrá grandes implicaciones en las tasas de declino observadas a nivel global, aunque dicha introducción aumentará la dependencia de la producción mundial de petróleo de la concreción de una inversión continuada. Este último punto puede visualizarse claramente en la figura 2.20, donde se muestra la caída de la producción que tendría lugar en el conjunto de todos los campos actualmente en producción (incluyendo petróleos convencionales y no convencionales, aunque excluyendo de los primeros los líquidos del gas natural o NGLs) si no se llevaran a cabo las inversiones necesarias. Las estimaciones de la AIE arrojan un descenso de la producción de alrededor de 74×10^6 barriles diarios (bd) en 2012, a menos de 13×10^6 bd en 2035, con la mitad de este último volumen proviniendo de los grandes campos terrestres de Oriente Medio donde la tasa de declino es menor.

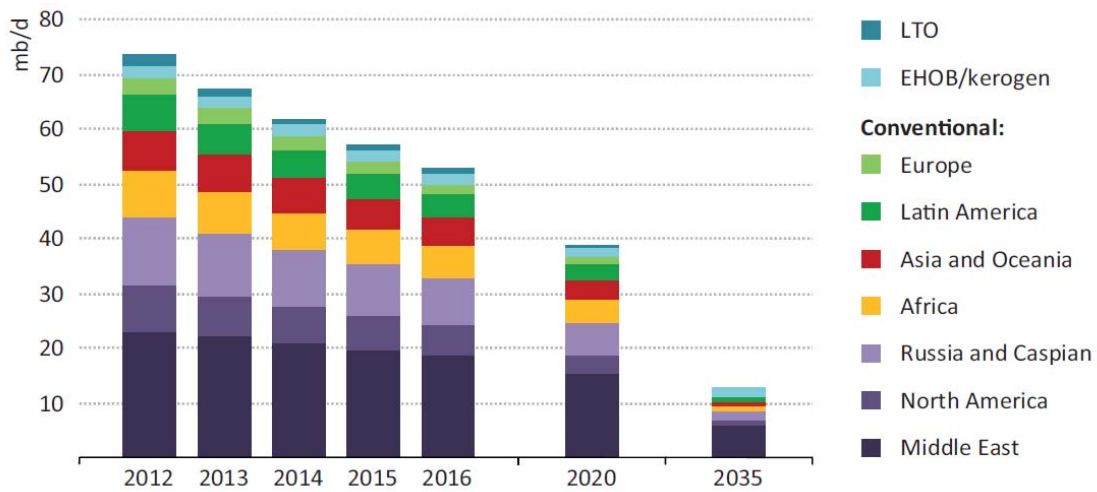


Figura 2.20. Caída de la producción observada en todos los campos actualmente en producción (incluyendo petróleos convencionales y no convencionales, aunque excluyendo de los primeros los líquidos del gas natural) si no se llevaran a cabo las inversiones necesarias. (IEA, WEO 2013)

Esta observación, arroja una nueva perspectiva sobre el desafío que la industria de exploración y producción debe encarar en el futuro. Aumentar la producción (excluyendo los líquidos del gas natural) desde 74×10^6 barriles diarios (bd) en 2012 a 80×10^6 bd en 2035 (tabla 2.7) podría parecer una tarea fácil: se trataría, simplemente, de aumentar la producción en 6×10^6 bd. Pero, en realidad, si tenemos en cuenta el declino mostrado en la figura 2.20, el desafío consistiría en añadir cerca de 67×10^6 bd para cubrir el objetivo de 80×10^6 bd, sea mediante la puesta a punto de nueva capacidad de producción o mitigando el declino en los campos en producción.

El tema de como evolucionaran en el futuro las tasas de declino natural resulta muy complejo, en la medida que la población de campos evoluciona de manera continua. Por un lado, la producción mundial será progresivamente más dependiente de los grandes campos, cada vez más viejos, localizados en los países de Oriente Medio miembros de la OPEP y que presentan unas tasas de declino relativamente bajas. Por otro, la producción restante en muchas otras partes del mundo tenderá a provenir de campos cada vez más pequeños y con tasa de declino relativamente altas, aunque estas pueden verse en parte compensadas por el hecho de que la mayor parte de dichos campos se

encontraran en una fase tempranas de declino (fases 1 y 2, ver apartado 2.1.5.2.1 y figura 2.16) en la que las tasas son más bajas. Además, hasta principios de la década de los veinte las tendencias de declino también se verán afectadas por el inicio de la producción de algunos campos gigantes y súper-gigantes en Brasil y Kazajstán. Asimismo, las contribuciones parcialmente compensatorias del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil*), los petróleos extra-pesados (*extra-heavy oil*) y del petróleo derivado de las arenas asfálticas (*oil sands*) también evolucionaran al alza. En conjunto, la AIE (IEA, WEO 2013) asume que las tasas de declino natural se incrementarían modestamente en todas las regiones durante el periodo 2013-2035 (figura 2.21). Esta tendencia podría verse modificada mediante un mayor despliegue de las tecnologías de mejora de la recuperación (ver apartado 2.1.1.7) aunque las proyecciones de la AIE no contemplan un rápido y espectacular crecimiento en este campo.

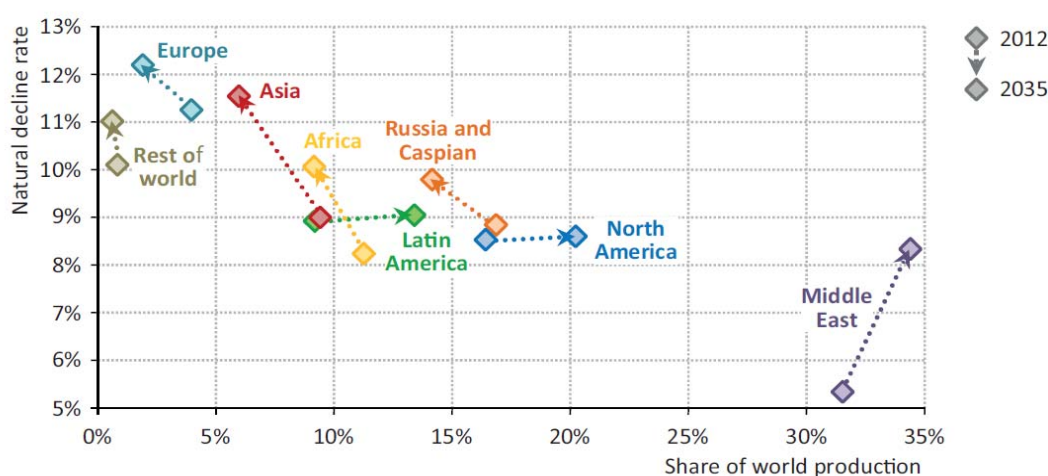


Figura 2.21. Evolución prevista de las tasa de declino natural de la producción en algunas regiones. En ordenadas se representa la tasa natural de declino y en abscisas el porcentaje de la producción mundial. *New Políticas Scenarío* (IEA, WEO 2013)

2.1.5.3.- La producción de petróleo entre 2012 y 2035 según la AIE

En su *New Políticas Scenarío* (IEA, WEO 2013) la Agencia Internacional de la Energía (AIE) pronostica que el suministro mundial de petróleo (excluyendo los biocombustibles) aumentará paulatinamente desde $89,2 \times 10^6$ barriles diarios (bd) en 2012 a $101,4 \times 10^6$ bd en 2035 (tabla 2.7). Este crecimiento del suministro pretende hacer frente a un aumento de la demanda que se concentra de forma exclusiva en el sector del transporte de los países ajenos a la OCDE, con China acaparando ella sola cerca de la mitad del aumento comentado.

Además de los campos actualmente en producción y de una mejora de las técnicas de recuperación (ver apartado 2.1.1.7), la AIE identifica cuatro nuevas fuentes de producción de petróleo durante el periodo 2012-2035. Estas son: 1) campos convencionales conocidos pero que todavía no han sido objeto de desarrollo, 2) nuevos campos convencionales todavía por descubrir y que se espera sean desarrollados durante el periodo citado, 3) una producción creciente de fuentes no convencionales, y 4) una cantidad también creciente de liquidas del gas natural. En el *New Políticas Scenarío* (IEA, WEO 2013) todos estos conceptos permitirían aumentar la producción global de petróleo de $87,1 \times 10^6$ barriles diarios (bd) en 2012 a 98×10^6 bd en 2035 (ver tabla 2.10).

	2000	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
Conventional	73.8	82.1	82.5	82.5	82.3	83.1	1.0	0.1%
Conventional crude oil	66.0	69.4	67.7	66.6	65.5	65.4	-4.0	-0.3%
Existing fields	64.5	68.0	50.9	40.9	32.8	27.1	-41.0	-3.9%
Yet-to-be-developed	n.a.	n.a.	13.9	16.6	18.1	19.8	19.8	n.a.
Yet-to-be-found	n.a.	n.a.	1.4	7.2	12.3	15.9	15.9	n.a.
Enhanced oil recovery	1.5	1.3	1.5	1.8	2.2	2.7	1.4	3.1%
Natural gas liquids	7.8	12.7	14.8	15.9	16.8	17.7	5.0	1.4%
Unconventional	1.4	5.0	10.4	12.5	14.2	15.0	10.0	4.9%
of which light tight oil	0.0	2.0	4.7	5.7	5.9	5.6	3.6	4.7%
Total	75.2	87.1	92.8	95.0	96.5	98.1	11.0	0.5%

* Compound average annual growth rate. Note: The figures for production from existing fields are based on observed decline rates for conventional oil fields, *i.e.* it includes the effect of investment by operators to mitigate the decline in output.

Tabla 2.10. Producción de petróleo en el mundo por fuentes en el *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.1.5.3.1.- La producción de crudo ha alcanzado ya su máximo. Los petróleos no convencionales ganan protagonismo

La AIE (IEA, WEO 2013) prevé que la producción total de crudo convencional caerá ligeramente durante el periodo 2012-2035, desde aproximadamente 69×10^6 a 65×10^6 bd¹⁹. Esto significa que la participación del crudo convencional en la producción total de petróleo cae del 80% actual al 65% en 2035 (figura 2.22). Es decir, que el crecimiento de la producción necesario para cubrir la demanda debe provenir de otras fuentes.

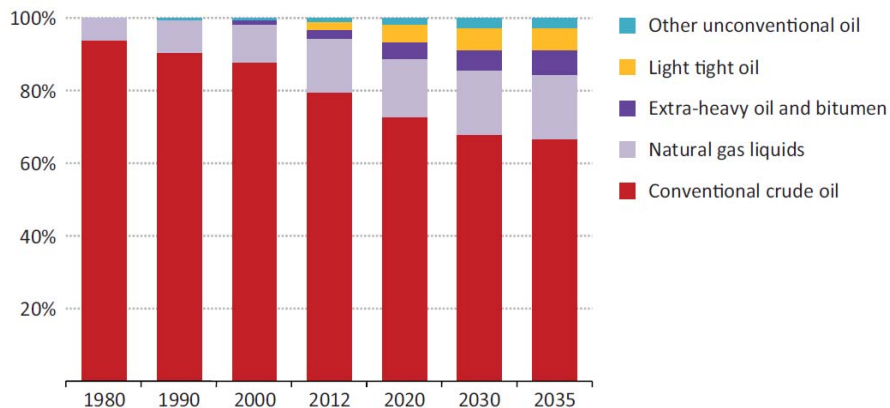


Figura 2.22. Porcentaje de participación de los diferentes tipos de petróleo, convencionales y no convencionales, en la producción global. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

Entre estas, las previsiones son que la producción de líquidos del gas natural crezca aproximadamente un 40%, hasta alcanzar cerca de 18 mbd en 2035, de forma que para esta fecha representarían alrededor del 20% de la producción global de petróleo.

¹⁹ Una proyección que no debe pasar inadvertida por cuanto equivale a decir que la producción de crudo convencional ha alcanzado prácticamente su cenit (*peak oil*). Ver apartado 2.1.5.4

Otra fuente de crecimiento de la producción son los petróleos no convencionales, cuya contribución aumentaría de 5×10^6 bd en 2012 a 15×10^6 bd en 2035 (figura 2.23). Estos suministros no convencionales provendrían principalmente del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) de los EE.UU., de las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá y de los petróleos extra-pesados (*extra-heavy oil*) de Venezuela. Entre 2020 y 2035, también se espera un rápido crecimiento, básicamente en Qatar y América del Norte, de la producción de combustibles sintéticos derivados del gas natural (*gas to liquids* o GTL), así como de la producción de hidrocarburos líquidos provenientes del carbón (*coal to liquids* o CTL), principalmente en China, pero también, en menor medida, en África del Sur, Australia, Indonesia y EE.UU.. Por lo que respecta al petróleo derivado de las lutitas con kerógeno (*kerogen shales* o *oil shales*) pese a la amplia base de recursos disponible, su producción seguiría siendo marginal debido a sus altos costes e impactos ambientales.

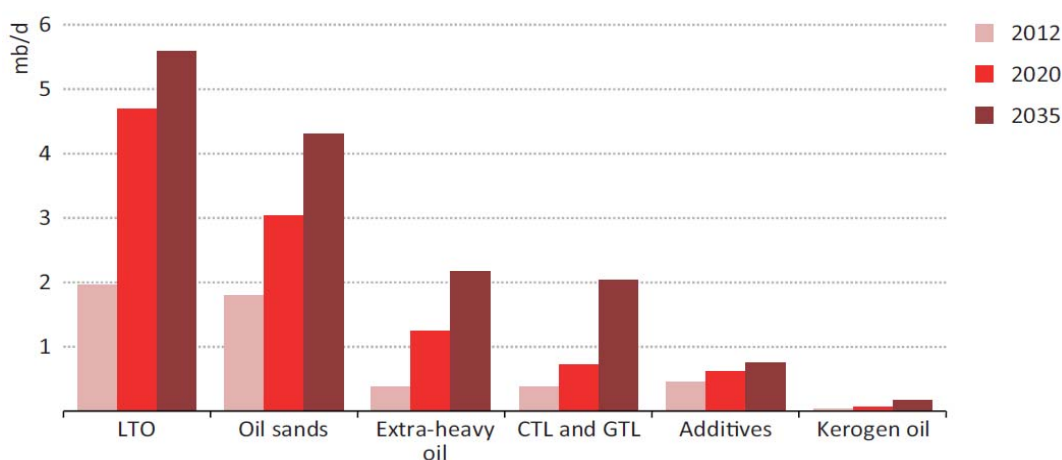


Figura 2.23. Crecimiento previsto de la producción de los distintos tipos de petróleos no convencionales. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013).

2.1.5.3.2.- La producción de los países ajenos a la OPEP aumenta hasta finales de la década de los veinte para después estancarse y decaer

En el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, WEO 2013) la producción de petróleo del conjunto de países ajenos a la OPEP mantiene, hasta aproximadamente 2020, la trayectoria ascendente experimentada en los últimos años, para después estancarse y posteriormente, a finales de la década de los veinte, empezar a decaer, aunque en 2035 la producción de este grupo de países todavía excedería en unos $3,5 \times 10^6$ barriles diarios (bd) a la de 2012. En términos de porcentajes, la participación de los países ajenos al cartel en la producción global de petróleo pasaría del 57% en 2012 al 59% en 2020, para después ir cediendo terreno paulatinamente hasta representar el 54% en 2035 (tabla 2.11).

Durante la primera mitad del periodo 2012-2035, tanto la producción de petróleo convencional como la de no convencional, aumentan, pero la primera alcanza su máximo (*peak*) un poco antes de 2020, para unos pocos años después declinar de tal modo que incluso el aumento de la producción de petróleos no convencionales no logra revertir la tendencia descendente. De hecho, la producción total de petróleo entre 2012 y 2035 cae en la mayoría de los países no pertenecientes a la OPEP, con las excepciones de Brasil, Canadá, Kazajstán y los EE.UU., aunque la producción de este último país

entra en declive antes de 2035. La tabla 2.11 resume los pormenores de la evolución comentada.

Dentro de este panorama general, resulta de particular interés constatar que el declive de la producción petrolera de Europa, iniciado hace ya tiempo, continua durante el periodo 2012-2035. En 2012, los países del viejo continente integrados en la OCDE experimentaron una caída de su producción de petróleo de 300.000 bd, situándose, en total, en torno a los $3,5 \times 10^6$ bd, volumen este último que resulta $3,3 \times 10^6$ bd inferior al máximo alcanzado en el año 2000.

2.1.5.3.3.- La revolución del LTO iniciada en los EE.UU. se propaga a otros países pero pierde fuelle desde principios de los treinta

En EE.UU., la producción de petróleo de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) mediante técnicas de fracturación hidráulica (*fracking*) ha pasado de casi inexistente en 2005 a $2,3 \times 10^6$ barriles diarios (mbd) a mediados de 2013. Todo un éxito para la industria de dicho país que, sumado al aumento de la producción de *shale gas* (ver apartado 2.2.5.2.2), está teniendo un profundo impacto a nivel internacional. Ante esta realidad podemos preguntarnos por las perspectivas de continuidad del éxito comentado, así como por el potencial de producción de LTO en otras partes del mundo, en particular en aquellos países para los que la *US Energy Information* (US EIA, 2013a) ha estimado un gran potencial, como es el caso de Canadá, Rusia, Argentina, China y Australia, entre otros (ver tabla 2.6).

Según la AIE (IEA, WEO 2013), todo parece indicar que Norteamérica, es decir, EE.UU., con una pequeña participación de Canadá, continuaran dominando la producción mundial de LTO (figura 2.24). En otras partes del mundo, la AIE también prevé que muchos países intenten reproducir el éxito de EE.UU., de modo que en 2035 la producción en Rusia podría alcanzar los 450.000 barriles diarios (bd), mientras que en Argentina podría situarse en torno a los 220.000 bd y en China en los 210.000 bd. Sin embargo, muy probablemente, en el resto de países la producción apenas será del orden de algunas decenas de miles de barriles diarios, reflejando las barreras regulatorias y la ausencia de una atmosfera innovadora y competitiva en el sector de exploración y producción, lo que mantendría los costes de extracción por encima de los niveles propicios para atraer inversiones significativas.

Las proyecciones de la AIE (IEA, WEO 2013) muestran que la producción de LTO en el conjunto de las zonas en explotación en los EE.UU. mantendrá un perfil ascendente hasta 2025, para después, en los cinco años siguientes, estabilizarse en torno a los $4,3 \times 10^6$ bd, antes de iniciar un suave descenso que se prolongará hasta 2035 y más allá (figura 2.24). Este declive sería el resultado de la creciente dificultad para identificar nuevas oportunidades de perforación en las zonas prospectivas más prolíficas, con el consiguiente desplazamiento de la actividad hacia zonas menos productivas y el aumento de la competencia en términos de coste con la producción de LTO en otras partes del mundo.

La AIE advierte que, en realidad, todavía es demasiado pronto para predecir de forma fiable la trayectoria de la curva de producción de LTO en los EE.UU., un país que acostumbra a superar los desafíos planteados en materia de producción y donde aún podrían descubrirse más recursos que ayudaran a mantener la producción a niveles más altos y por más tiempo del previsto. Una posibilidad que no parece remota si los precios del petróleo se mantuvieran

altos, los avances tecnológicos continuaran en la misma línea que hasta la fecha y las preocupaciones medioambientales se disiparan.

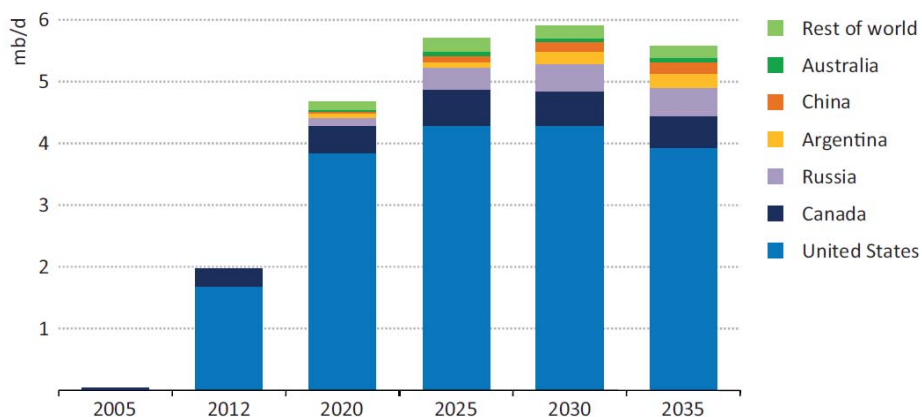
	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	19.0	19.9	23.2	23.1	22.8	22.4	2.5	0.5%
Americas	13.9	15.9	19.3	19.8	19.9	19.6	3.8	0.9%
Canada	2.0	3.8	5.0	5.3	5.7	6.1	2.3	2.1%
Mexico	3.0	2.9	2.7	2.6	2.6	2.6	-0.3	-0.4%
United States	8.9	9.2	11.6	11.8	11.5	10.9	1.7	0.7%
Europe	4.3	3.5	3.1	2.6	2.2	2.0	-1.5	-2.3%
Asia Oceania	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.2	1.1%
Non-OECD	22.7	29.5	31.9	32.0	31.4	30.6	1.0	0.2%
E. Europe/Eurasia	11.7	13.8	13.7	13.7	13.9	14.2	0.4	0.1%
Kazakhstan	0.5	1.6	1.9	2.5	3.2	3.7	2.1	3.6%
Russia	10.4	10.7	10.4	9.9	9.6	9.4	-1.3	-0.6%
Asia	6.0	7.8	7.7	7.4	6.8	6.0	-1.8	-1.1%
China	2.8	4.2	4.4	4.3	4.1	3.4	-0.8	-0.9%
India	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	-0.3	-1.7%
Middle East	1.3	1.5	1.3	1.1	1.0	0.9	-0.6	-2.2%
Africa	1.7	2.3	2.9	2.6	2.3	2.1	-0.2	-0.4%
Latin America	2.0	4.2	6.2	7.2	7.4	7.4	3.2	2.5%
Brazil	0.7	2.2	4.1	5.4	5.8	6.0	3.8	4.5%
Total non-OPEC	41.7	49.4	55.0	55.1	54.2	52.9	3.5	0.3%
<i>Non-OPEC market share</i>	<i>64%</i>	<i>57%</i>	<i>59%</i>	<i>58%</i>	<i>56%</i>	<i>54%</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	41.3	45.0	46.2	44.6	42.6	40.7	-4.3	-0.4%
Crude oil	37.6	38.4	38.3	36.4	34.3	32.3	-6.1	-0.7%
Natural gas liquids	3.6	6.6	8.0	8.1	8.3	8.3	1.7	1.0%
Unconventional	0.4	4.4	8.8	10.5	11.7	12.3	7.9	4.6%
<i>of which:</i>								
Canada oil sands	0.2	1.8	3.0	3.3	3.8	4.3	2.5	3.9%
Light tight oil	0.0	2.0	4.7	5.7	5.8	5.5	3.6	4.6%
Coal-to-liquids	0.1	0.2	0.4	0.7	0.9	1.2	1.0	8.3%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	9.9%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 2.11. Producción de petróleo en los países no pertenecientes a la OPEP. Cifras en millones de barriles por día. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

En cualquier caso, la AIE tampoco esconde una serie de riesgos que podrían modificar a la baja su pronóstico sobre la producción de LTO en EE.UU. En primer lugar, en algunas de las nuevas áreas prospectivas, la extracción podrían resultar más difícil y más costosa que lo experimentado en otras áreas tan prolíficas como Bakken (en Dakota del Norte) o Eagle Ford (en Texas). Por ejemplo, los depósitos de *shales* de Utica (en Ohio), inicialmente considerados muy prometedores, resultaron ser buenos para la extracción de gas pero no de LTO (posiblemente porque el petróleo atrapado en las rocas no se moviliza). La producción también podría verse afectada por limitaciones en la cadena de suministro o en la infraestructura de refino, aunque generalmente ambos factores provocarían algún retraso más que la paralización total del proceso. Por otra parte, tampoco conviene olvidar la existencia, como sucede en el caso de la explotación del gas de lutita (*shale gas*), de una preocupación social y ambiental muy extendida relacionada con el empleo de la técnica de fracturación hidráulica (*fracking*) y que, si se quieren evitar problemas sobre la

actividad de exploración y producción, estas preocupaciones deben ser convenientemente atendidas y resueltas. Finalmente, tampoco puede descartarse totalmente la posibilidad de una caída de los precios del petróleo que afectara negativamente la viabilidad económica de la extracción. La mayoría de los cálculos sitúan entre 60 y 80 dólares por barril el precio de equilibrio para la producción de LTO en los EE.UU., de modo que bastaría una caída relativamente modesta en relación a los precios de hoy para situarse cerca del límite superior de dicha horquilla.



Sources: IEA databases and analysis; Rystad Energy AS.

Figura 2.24. Producción de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en diversos países clave (ver tabla 2.6). Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.1.5.3.4.- Oriente Medio gana peso en la OPEP. Venezuela mantiene su posición gracias a los petróleos extra-pesados

Por lo que se refiere a la OPEP (tabla 2.12 y figura 2.26), el escenario de *New Policies* de la AIE (IEA, WEO 2013) concluye que la mayor parte del aumento de la producción provendrá de los países de Oriente Medio (Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y Unión de Emiratos Árabes) que en conjunto, en 2035, habrían experimentado un aumento cercano a los 7×10^6 barriles diarios (bd) respecto a los niveles de 2012. Un incremento que contrasta con los aproximadamente $0,6 \times 10^6$ bd del conjunto del resto de los países del cartel (Angola, Argelia, Ecuador, Libia, Nigeria y Venezuela). El subsuelo de Oriente Medio alberga la mayor cantidad de recursos convencionales y, por lo general, el desarrollo de estos comporta los costes más bajos del mundo debido a una geología favorable y a las infraestructuras ya existentes.

El WEO 2013 contempla (tabla 2.12 y figura 2.26) que los líquidos del gas natural sean el principal contribuyente al crecimiento de la producción de la OPEP, contabilizando cerca de 3×10^6 bd, un volumen que supera ampliamente los $2,1 \times 10^6$ bd aportado por los crudos convencionales. Desde el punto de vista de los petróleos no convencionales destaca el papel previsto para los petróleos extra-pesados de Venezuela cuya producción se incrementaría en cerca de $1,7 \times 10^6$ bd durante el periodo 2012-2035. Asimismo, dentro del campo de los no convencionales, la AIE estima un crecimiento de la aportación de los líquidos derivados del gas natural (GTL) cercano a los $0,3 \times 10^6$ bd provenientes de las plantas de Qatar y Nigeria.

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Delta	CAAGR*
Middle East	16.4	26.7	27.3	29.2	31.1	33.6	6.9	1.0%
Iran	3.1	3.5	3.3	3.6	3.8	4.2	0.7	0.8%
Iraq	2.0	3.0	5.8	6.7	7.3	7.9	4.9	4.3%
Kuwait	1.3	3.0	2.4	2.5	2.7	2.9	-0.1	-0.1%
Qatar	0.4	2.0	2.0	2.2	2.4	2.6	0.6	1.1%
Saudi Arabia	7.1	11.7	10.6	10.9	11.4	12.2	0.5	0.2%
United Arab Emirates	2.4	3.5	3.3	3.3	3.5	3.7	0.3	0.3%
Non-Middle East	7.5	11.0	10.5	10.7	11.2	11.6	0.6	0.2%
Algeria	1.3	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	0.1	0.1%
Angola	0.5	1.9	1.6	1.5	1.4	1.4	-0.4	-1.2%
Ecuador	0.3	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	-0.2	-2.3%
Libya	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	0.4	1.1%
Nigeria	1.8	2.6	2.4	2.5	2.6	2.8	0.2	0.3%
Venezuela	2.3	2.7	2.8	3.0	3.3	3.3	0.6	0.9%
Total OPEC	23.9	37.6	37.8	39.9	42.2	45.2	7.5	0.8%
<i>OPEC market share</i>	<i>36%</i>	<i>43%</i>	<i>41%</i>	<i>42%</i>	<i>44%</i>	<i>46%</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
Conventional	23.9	37.0	36.2	37.9	39.7	42.4	5.3	0.6%
Crude oil	21.9	30.9	29.4	30.1	31.2	33.0	2.1	0.3%
Natural gas liquids	2.0	6.1	6.8	7.8	8.5	9.3	3.2	1.9%
Unconventional	0.0	0.6	1.6	2.0	2.5	2.8	2.2	6.9%
<i>of which:</i>								
Venezuela extra-heavy	0.0	0.4	1.2	1.5	1.9	2.1	1.7	7.5%
Gas-to-liquids	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	5.1%

* Compound average annual growth rate. Notes: Data for Saudi Arabia and Kuwait include 50% each of production from the Neutral Zone.

Tabla 2.12. Producción de petróleo en los países de la OPEP. Cifras en millones de barriles por día. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.1.5.3.5.- A diez años vista, la OPEP vuelve a ocupar una posición clave y Oriente Medio se erige como la única fuente de petróleo barato

De lo expuesto en los párrafos precedentes, se desprende que hasta principios de la década de los veinte el mercado global del petróleo podría ver disminuir su dependencia de la OPEP, en la medida que la producción desde algunos países ajenos al cartel sería suficiente para hacer frente a buena parte del incremento de la demanda previsto para el periodo 2012-2020.

Un hecho que puede explicarse por los nuevos recursos aportados de forma comercialmente viable gracias a la innovación tecnológica experimentada en el campo de la exploración y producción. Dos ejemplos destacados de esta tendencia son la producción de petróleos no convencionales y la expansión de la producción de petróleo convencional bajo aguas marinas profundas. De esta manera, el desdibujamiento del papel de la OPEP previsto a medio plazo, se fundamentaría en el rápido crecimiento de la producción de petróleo de rocas poco permeables (LTO) en EE.UU., en el aumento de la contribución de las arenas petrolíferas (*oil sands*) de Canadá, en la extracción del petróleo frente a las costas atlánticas de Brasil y en la obtención de líquidos del gas natural (GTL) en diversas partes del mundo.

En cualquier caso, la AIE advierte que la situación comentada será un fenómeno pasajero y que, a partir de mediados de la década de los veinte, la OPEP volverá a ocupar una posición clave en el suministro global de petróleo. Desde dicha fecha hasta 2035, la producción en las aguas ultra-profundas de Brasil y del LTO en EE.UU. pierden fuelle, los países de Oriente Medio se afirmarían como la única fuente de petróleo relativamente barato del mundo e Irak se erigirá en el mayor contribuidor al crecimiento global de la producción.

En resumen, tal y como se muestra en la figura 2.25, la AIE (IEA, WEO 2013) considera que el porcentaje de participación de la OPEP en la producción mundial de petróleo caerá de cerca de una media del 43% en 2012, a algo más del 40% en 2015, para después, tras un quinquenio de relativa estabilidad, remontar hasta el 44% de media en 2030 y, finalmente, alcanzar el 46% en 2035.



Note: Share of OPEC is for the end of the interval shown, i.e. for 2012 in the first column, for 2015 in the second, and so on.

Figura 2.25. Cambios en la producción global de petróleo y porcentajes de participación: OPEP vs. no-OPEP. Cifras a la izquierda en millones de barriles diarios (mb/d). New Policies Scenario (IEA, WEO 2013).

Ciertamente, a la vista de estos datos, resultaría imprudente enviar mensajes equivocados a los países productores de Oriente Medio, en el sentido de que, dado el previsible aumento de la producción de petróleos no convencionales en algunos países ajenos a la OPEP (ver tabla 2.11 y figura 2.26), los países industrializados vamos a necesitar cada vez menos su petróleo. Una afirmación que, además de errónea, podría fomentar la pasividad inversora de dichos países, que podrían descuidar sus esfuerzos para aumentar su capacidad de producción, lo que a medio plazo tendría repercusiones muy negativas para el suministro global de petróleo.

2.1.5.3.6.- Irak, Brasil, Canadá, Kazajstán, EE.UU. y Venezuela serán claves para asegurar el suministro global

La evolución en la producción de petróleo (tanto convencional como no convencional) prevista por la AIE para algunos de los principales países productores en el transcurso del periodo 2012-2035 (IEA, WEO 2013) se resume en la figura 2.26.

Por lo que se refiere a los petróleos convencionales, destacan los grandes incrementos en la producción diaria de crudo esperados en el caso de Irak, Brasil y Kazajstán, así como el aumento de la producción de líquidos del gas natural en Rusia, Qatar, Arabia Saudita, Kazajstán, Unión de Emiratos Árabes, Brasil, Irak, Azerbaiyán, Kuwait, Venezuela, Argentina y Omán. Desde una perspectiva negativa debe resaltarse las grandes caídas en la producción de crudo de Rusia, China, Venezuela y EE.UU., junto a los descensos más moderados de Noruega, Reino Unido, Omán, Canadá, Azerbaiyán, Argentina, Kuwait, Arabia Saudita y Qatar. En el caso de la producción de líquidos del gas natural las caídas de la producción se circunscriben a países de la OCDE como Canadá, EE.UU., Reino Unido y Noruega.

En cuanto a los petróleos no convencionales, la AIE pronostica un gran crecimiento de la producción del crudo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en EE.UU. y, en mucha menor medida, en Rusia, China, Canadá y Argentina. Las arenas petrolíferas de Canadá y los petróleos extra-pesados de Venezuela también contribuirían de forma notable al crecimiento de la producción mundial de petróleos no convencionales, que asimismo se vería complementada por otras aportaciones menos importantes desde China, Arabia Saudita y Qatar. En conjunto, considerando tanto los petróleos convencionales como los no convencionales, el balance de la producción durante el periodo 2012-2035, es claramente favorable para Irak, Brasil, Canadá, Kazajstán y EE.UU., mientras que en el extremo opuesto se situarían Rusia, China, Noruega, Reino Unido, Omán, Azerbaiyán, seguidos a distancia por Kuwait y Argentina. Por otra parte, Venezuela, Qatar, Arabia Saudita y la Unión de Emiratos Árabes se mantendrían en una posición de equilibrio.

2.1.5.3.7.- Incertidumbres. El caso de Irak como ejemplo

De lo expuesto en el apartado precedente y de la observación de la figura 2.26, que muestra la evolución de la producción durante el periodo 2012-2035 para una serie de países clave en el mercado del petróleo, se desprende la enorme importancia que la AIE (IEA, WEO 2013) concede a Irak, Brasil y Kazajstán en la producción de crudo convencional, así como a Canadá, EE.UU. y Venezuela en la de crudo no convencional. Sin embargo, conviene no olvidar las grandes incertidumbres subyacentes a dicha previsión. Estas ya han sido brevemente comentadas en el apartado 2.1.5.3.3 a propósito de la futura producción de crudo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) en EE.UU. Otro ejemplo interesante a considerar es el caso de Irak.

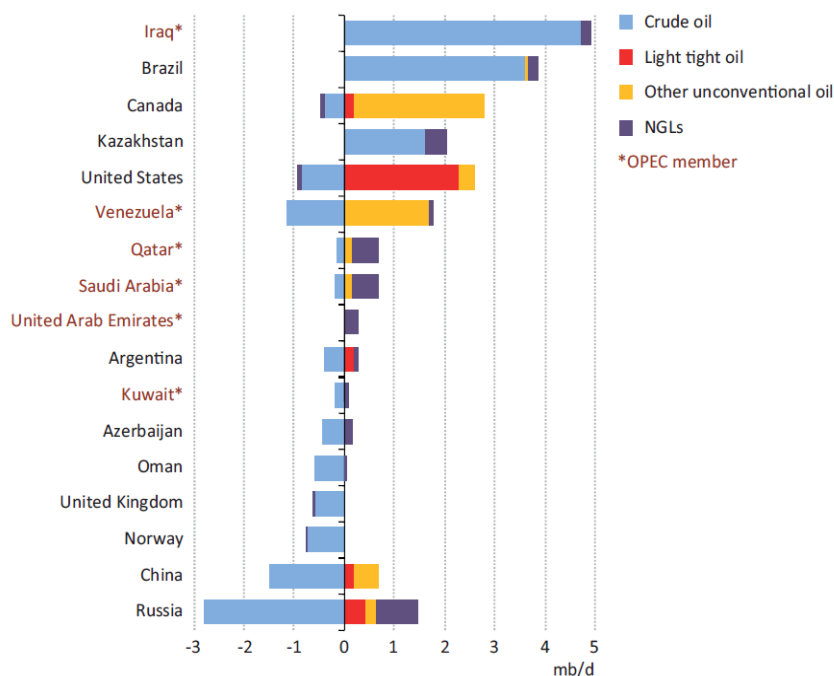


Figura 2.26. Cambios en la producción de petróleo, desglosada por tipos, en algunos países clave durante el periodo 2012-2035. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Según la AIE (IEA, WEO 2012) Irak -el séptimo exportador mundial y el quinto productor de la OPEP en 2011- podría doblar su producción a finales de la presente década, alcanzando los $6,1 \times 10^6$ barriles diarios (bd), para después llegar a los $8,3 \times 10^6$ bd en 2035. Y eso en el caso menos optimista (Escenario Central) porque el informe citado contempla otro escenario (Caso Óptimo) en el que las dos cifras anteriores se convierten en 9×10^6 y $10,5 \times 10^6$ bd en 2020 y 2035, respectivamente. Estamos hablando de unos volúmenes que a finales del periodo considerado permitirían a Irak disputar e incluso, en el escenario más favorable, asegurarse el segundo lugar del ranking mundial de productores, por delante de Rusia e inmediatamente por detrás de Arabia Saudita.

Las principales incertidumbres que podrían hacer que las previsiones de la AIE no se cumplieran no tienen nada que ver con el subsuelo o la geología, sino con los denominados “factores de superficie” (ver 2.1.5.5). Al margen de la crónica inestabilidad política de Oriente Medio y el enfrentamiento sectario, a menudo violento, entre las comunidades chiita y sunita, tales factores incluyen: las tensiones sobre la explotación de los recursos petroleros existentes entre Bagdad y el Gobierno Regional del Kurdistán, la corrupción y la burocracia que dificultan que las petroleras extranjeras que operan en el país alcancen los objetivos fijados y, finalmente, que el sistema de cuotas de la OPEP, del cual Irak está actualmente exento, acabe aplicándose, lo que limitaría la producción.

Al mundo no le interesa que las expectativas sobre Irak se vean frustradas. El aumento de la producción de petróleo previsto en este país entre 2012 y 2035 podría cubrir, dependiendo del escenario considerado, alrededor del 40-57% del crecimiento de la demanda mundial durante el mismo periodo. Sin tal aportación, el mercado global del petróleo atravesaría una situación muy complicada, con restricciones en el suministro, precios altos y volatilidad extrema que dañarían la economía mundial. En el Escenario Central, la AIE (IEA, WEO 2012) prevé en 2035 un precio del barril de petróleo en torno a los 125 dólares (de 2011). Si Irak fallara, a esta cantidad habría que sumarle, como mínimo, 15 dólares más.

2.1.5.4.- El debate sobre el cenit global de la producción o *peak oil*

Como se ha comentado en el apartados 2.1.5.2.1 y 2.1.5.2.2 (figuras 2.16 y 2.17) la producción de un pozo, del conjunto de pozos localizados en un campo y de los diferentes campos que integran una región petrolera (figura 2.27), se ajusta a una curva que muestra dos etapas bien diferenciadas separadas por el máximo de producción (cenit o *peak*): 1) una etapa inicial de crecimiento (*ramp up*), 2) una etapa de clara disminución (post cenit o *post peak*), durante la cual la producción declina poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén. En algunos casos, las dos etapas comentadas pueden quedar separadas por un período más o menos prolongado de estancamiento de la producción en la que ésta adopta un perfil plano, ondulado o ligeramente descendente (meseta o *plateau*).

Como los mismos mecanismos conducentes al declino de la producción, en un campo o región pueden extrapolarse a nivel global, el concepto de cenit y declino de la producción mundial de petróleo parece plenamente justificado. La inevitabilidad de este fenómeno fue señalada en primer lugar, a mediados de la década de los cincuenta del siglo pasado por Hubbert (1956). Desde entonces, diversas predicciones regionales y globales efectuadas sobre la fecha del cenit

se han demostrado excesivamente pesimistas (i.e. Lynch, 1999) e, igualmente otras predicciones más optimistas también han resultado incorrectas (i.e. Zapp, 1961 y Eysell, 1978), aunque el error de este último tipo de predicciones tarda más tiempo en evidenciarse que las primeras. Estas discrepancias entre pesimistas y optimistas no deben sorprendernos si tenemos en cuenta que las bases teóricas en las que se apoyan los métodos disponibles para predecir el futuro del suministro de petróleo difieren en muchos aspectos fundamentales (Sorrell et al., 2009, Brandt, 2010). Cada aproximación tiene sus fortalezas y debilidades y ninguna de ellas aporta conclusiones aceptadas de manera amplia por los estudiosos del tema (ver resumen en Marzo, 2010).

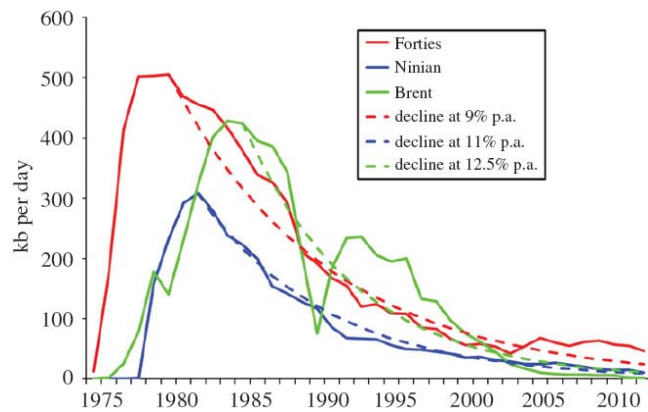


Figura 2.27. Perfiles de producción de tres campos de petróleo del sector británico del Mar del Norte, mostrando (en trazos discontinuos) las tasa anuales medias de declino. En Miller and Sorrell 2014. Fuente: UK Department of Energy and Climate Change.

2.1.5.4.1.- El cenit de la producción global de crudo convencional tuvo lugar en 2008

Como se ha anticipado en el apartado 2.1.5.3.1, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012, WEO 2013) admite en sus proyecciones a futuro que la producción de crudo de los campos actualmente en explotación ha entrado en fase de declino desde 2008 (figuras 2.22 y 2.28), aunque espera que la nueva producción procedente de campos por desarrollar y de los nuevos campos por descubrir (ver apartado 2.1.5.3, tabla 2.10) amortigüen notablemente dicho descenso. Es decir, la AIE reconoce en sus informes que el cenit de la producción de crudo convencional ya es cosa del pasado.

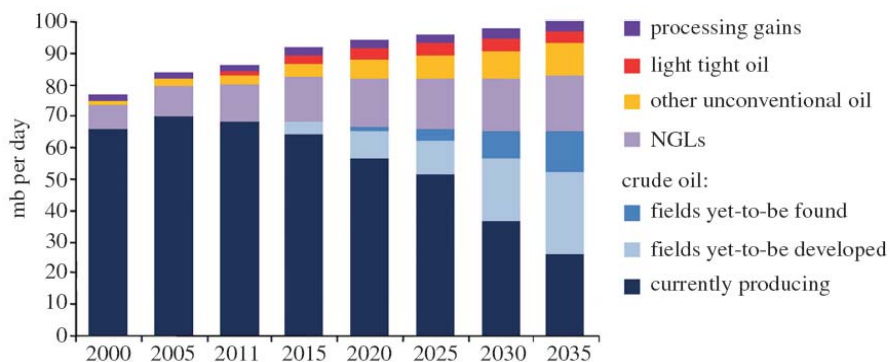


Figura 2.28. Proyección de la Agencia Internacional de la Energía sobre la producción global de líquidos en el horizonte 2035. New Policies Scenario (IEA, WEO 2012)

2.1.5.4.2.- La fecha del cenit de la producción global de petróleo convencional y de líquidos es todavía objeto de debate

No ocurre lo mismo para el petróleo convencional (crudo más líquidos del gas natural, ver apartado 2.1.1.2 y figura 2.1). En este concepto, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) vislumbra que la producción dibuje una prolongada meseta con ondulaciones (*undulating plateau*) hasta 2035, gracias a un rápido crecimiento de la producción de líquidos del gas natural (ver apartado 2.1.5.3.1, tabla 2.10 y figuras 2.22 y 2.28).

Sin embargo, no existe un consenso generalizado sobre esta cuestión y, por ejemplo, Sorrell et al., (2009, 2010) argumentan que un análisis bibliográfico exhaustivo permite concluir, con razonable probabilidad, que en el caso del petróleo convencional cabe esperar un declino sostenido de la producción global antes de 2030 y que existe un riesgo significativo de que dicho declino se inicie antes de 2020.

Por otra parte, la AIE tampoco prevé que en el horizonte 2035 se haya alcanzado el cenit de la producción de líquidos (ver 2.1.1.4 y figura 2.1), básicamente por la aportación de los petróleos no convencionales (ver 2.1.5.3.1, tabla 2.10 y figuras 2.22, 2.23 y 2.28). Una conclusión similar a la que sostienen Jackson and Smith (2014) de la consultora IHS Inc. (figura 2.29).

En cualquier caso, no puede ignorarse que las proyecciones de la AIE son objeto de crítica por parte de diversos estudiosos del tema del cenit de la producción. Por ejemplo, Höök *et al.*, (2009) argumentan que la producción proveniente de los campos actualmente en producción podría declinar mucho más rápidamente de lo asumido por la AIE (ver apartado 2.1.5.2 y figura 2.28) mientras que Aleklett *et al.*, (2008) señalan que las proyecciones de la AIE se basan en suposiciones poco plausibles sobre la velocidad a la que podrá desarrollarse la producción de los campos ya descubiertos todavía por explotar y de aquellos todavía por descubrir (ver figura 2.28). Ambos trabajos estiman un declino de la producción global de crudo convencional mucho más rápido que el calculado por la AIE, de manera que para cubrir la demanda mundial harían falta más producción de líquidos del gas natural y de petróleos no convencionales que las contempladas en los modelos de la AIE.

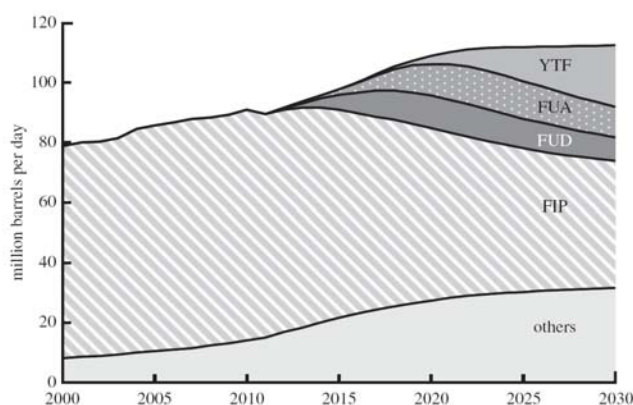


Figura 2.29. Perspectiva de IHS CERA sobre el suministro global de líquidos en el horizonte 2030. *Others* incluye (ver explicación en el apartado 2.1.1): líquidos del gas natural, gas a líquidos (GTL), carbón a líquidos (CTL), biocombustibles, petróleos extra-pesados, petróleo ligero de rocas compactas y petróleo de arenas asfálticas. FIP: todos los campos en producción (*all fields in production*); FUD: campos en desarrollo (*fields under development*); FUA: campos en evaluación que probablemente serán económicamente viables (*fields under appraisal*); YTF: campos por descubrir (*yet to be found*). En Jackson and Smith (2014)

2.1.5.5.- La importancia de los “factores de superficie” (*above ground factors*) en el suministro global de petróleo

De lo expuesto en el apartado anterior no debe pasar inadvertido que para satisfacer el crecimiento previsto de la demanda y compensar la tasa media de declino de la producción en los campos actualmente en explotación (ver apartado 2.1.5.2, figura 2.28) la industria petrolera tendrá que desarrollar de aquí a 2035 una nueva capacidad productiva cifrada en cerca de 3 millones de barriles diarios por año, lo que equivale a poner en producción una nueva Arabia Saudita cada poco más de tres años (Sorrel *et al.*, 2012; IEA, WEO 2012; Miller and Sorrell, 2014)-

¿Podrá la industria del petróleo hacer frente a este desafío? ¿Será capaz de transformar los recursos y reservas del subsuelo en los flujos de producción necesarios para cubrir la demanda proyectada? Ciertamente, el mundo no se está quedando sin petróleo (ver apartado 2.1.3) pero el aumento continuado de la extracción de este hidrocarburo presenta otros desafíos que deben ser superados para asegurar que el suministro cubre las necesidades globales de la demanda. Estos desafíos no son de naturaleza geológica sino que se relacionan con otros factores que poco o nada tienen que ver con el subsuelo.

Algunos de ellos son de naturaleza técnica. Entre estos, además de la ya referida cuestión del declino de la producción de crudo convencional, cabe citar: a) desde la década de los ochenta los nuevos descubrimientos no reponen el crudo extraído (Campbell, 2002; Miller and Sorrell, 2014); b) los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos, se perfora a mayor profundidad y se explotan más y más recursos no convencionales; c) la industria petrolera sufre una alarmante escasez de personal, y d) la relación entre la energía obtenida del petróleo extraído y la energía consumida en el proceso de extracción está empeorando rápidamente, y por tanto cada nuevo barril añadido a las reservas tiene un menor contenido energético neto (Murphy, 2014).

Además de estos desafíos técnicos, existen otros de claro matiz e implicaciones geopolíticas, y a estos últimos todavía hay que añadir las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las imprescindibles inversiones para aumentar la producción. Todo ello sin olvidar que los precios de la producción y del suministro no pueden poner en peligro el crecimiento de la economía mundial. De estos dos últimos aspectos, inversiones y precios, nos ocuparemos brevemente a continuación y en el apartado 2.1.7.

2.1.5.6.- Inversiones requeridas en exploración y producción

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) estima en su *New Policies Scenario* (tabla 2.13) que las necesidades de inversión requeridas para las actividades de exploración y producción de petróleo (*upstream*) totalizan 9,4 billones de dólares (del 2012) durante el periodo 2013-2035. Es decir, que se necesita una inversión anual media cercana a los 0,43 billones de dólares para asegurar la capacidad necesaria para satisfacer la creciente demanda, compensar el declino de la producción en los campos actualmente en explotación y para cubrir los creciente costes de capital relacionados con la explotación de fuentes de suministro que cada vez resultan más complejas técnicamente, como es el caso de las aguas profundas y de los petróleos no convencionales de los países ajenos a la OPEP.

La AIE no prevé dificultades insalvables para materializar dicho ritmo inversor, aunque señala como un elemento de preocupación que casi dos tercios de la inversión comentada (tabla 2.13) deberá llevarse a cabo en países no integrados en la OCDE. Un detalle importante, porque en muchos de estos países la movilización de las inversiones debe superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales. Los principales obstáculos que podrían limitar o retrasar las mencionadas inversiones son esencialmente de naturaleza geopolítica: las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos, el “petronacionalismo” que impide o limita el acceso de las compañías privadas internacionales a la explotación de los recursos y la inestabilidad política, las amenazas terroristas y los conflictos militares que suelen acompañar a la “maldición de los recursos”.

2.1.6.- PERSPECTIVA SOBRE EL COMERCIO

2.1.6.1.- Balance entre producción y demanda. Las importaciones se desplazan de la OCDE a Asia. Los no convencionales convierten a América del Norte en exportadora neta

Según la AIE (IEA, WEO 2013), en las próximas dos décadas, la cambiante geografía de la producción y el consumo de petróleo (ver apartados 2.1.2.2 y 2.1.5.3) acarreará una dramática reorganización del comercio global, con las consiguientes implicaciones sobre la cooperación internacional en materia de seguridad de suministro. En este sentido, las cifras de importaciones netas de petróleo por regiones durante el periodo 2012-2035 (figura 2.30) resultan muy ilustrativas de como el destino del comercio global de petróleo desplaza su centro de gravedad desde los países de la OCDE a las grandes economías emergentes de Asia.

	Cumulative total		Annual average
	Oil	Gas	
OECD	3 354	2 383	249
Americas	2 826	1 645	194
United States	2 060	1 276	145
Europe	450	562	44
Asia Oceania	77	176	11
Non-OECD	6 041	3 331	407
E. Europe/Eurasia	1 180	937	92
Russia	739	610	59
Asia	664	972	71
China	422	347	33
India	59	117	8
Middle East	872	245	49
Africa	1 507	711	96
Latin America	1 818	466	99
Brazil	1 270	118	60
World	9 394	5 714	657

Tabla 2.13. Inversión acumulada requerida por el sector de la exploración y producción (*upstream*) de petróleo y gas. Cifras, por regiones y países, en miles de millones de dólares (del 2012) para el periodo 2013-2035. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Así, las necesidades netas de importación de los países asiáticos no integrados en la OCDE crece en casi 15×10^6 barriles diarios (bd) entre 2012 y 2035, alcanzando aproximadamente los 26×10^6 bd en la última fecha, lo que representa más de la mitad de todo el comercio entre regiones. La mayor parte del incremento comentado es atribuible a China (país en el que las importaciones crecen en casi 7×10^6 bd), India ($4,8 \times 10^6$ bd) y la ASEAN (3×10^6 bd). China va camino de sobrepasar a los EE.UU. como primer importador neto mundial y todo apunta a que hacia 2020 sus importaciones también superarán a las del conjunto de la Unión Europea. Por lo que se refiere a los países de la OCDE (que tradicionalmente han venido siendo los grandes importadores de petróleo) la AIE pronostica que todos ellos verán disminuir sus importaciones. En conjunto, su porcentaje de participación en el comercio internacional cae de cerca de un 50% en la actualidad a tan solo un 20% en 2035. El descenso de las importaciones es relativamente suave en los países asiáticos y europeos de la OCDE, pero muy acusado en América del Norte, que pasa de ser una región netamente importadora, con $5,1 \times 10^6$ bd en 2012, a exportadora neta, con $1,7 \times 10^6$ bd en 2035 (figura 2.31). Este giro de $6,8 \times 10^6$ bd es atribuible en parte a un incremento de $3,8 \times 10^6$ bd en la producción de petróleo, proveniente en su práctica totalidad de fuentes no convencionales (ver apartados 2.1.5.3.1, 2.1.5.3.2 y 2.1.5.3.3), así como a una reducción del consumo que disminuye en 3×10^6 bd. Curiosamente, el declive de las importaciones en América del Norte prácticamente iguala el aumento de las mismas en China.

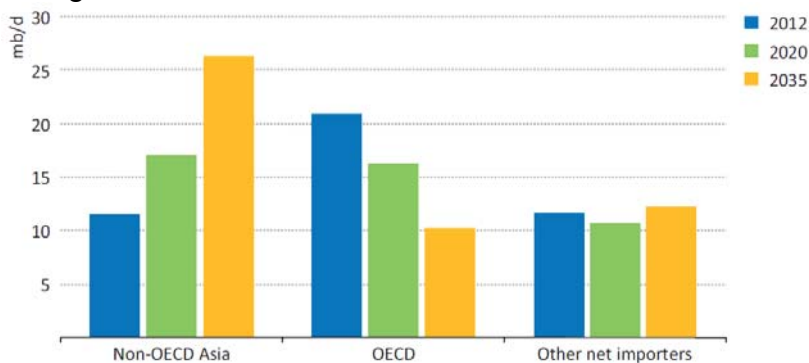


Figura 2.30. Importaciones netas de petróleo en la OCDE, los países asiáticos no integrados en la OCDE y en otras regiones, durante el periodo 2012-2035. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

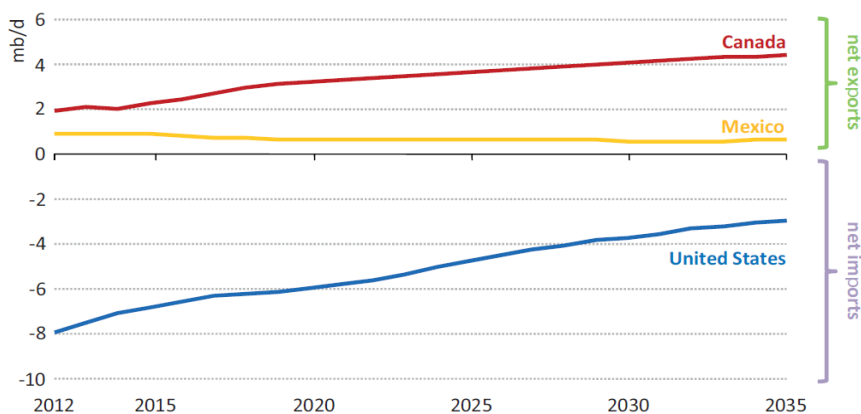


Figura 2.31. Balance comercial neto entre importaciones y exportaciones en América del Norte. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.1.6.2.- El flujo global de crudo vira de la cuenca Atlántica, con la excepción de Europa, hacia el Este de Suez, particularmente hacia China e India

Un análisis del comercio internacional exclusivamente centrado en el crudo (que representa la mayor parte del comercio global) muestra una evolución similar a la comentada en los dos apartados precedentes. Según la AIE (IEA, WEO 2013), en las dos próximas décadas el flujo comercial de crudo vira significativamente de la cuenca Atlántica, donde Europa permanece como el único mercado importador, a la región situada al Este de Suez, nombre con el que se conoce en los análisis comerciales del petróleo a la suma de Oriente Medio y Asia.

La región al Este de Suez, en su conjunto, ha venido siendo la gran exportadora de crudo al resto del mundo, principalmente desde Oriente Medio a Europa y América del Norte. Así, por ejemplo, en el año 2000, la región al Este de Suez exportó 7×10^6 barriles diarios (bd). Sin embargo, desde dicha fecha, el aumento de la capacidad de refino en esta región, reflejo de un crecimiento de la demanda interna de productos derivados del petróleo, se ha traducido en una disminución del flujo exportador al resto del mundo, de manera que en 2012, el balance exportador de la región al Este de Suez era ya prácticamente nulo, debido a que las exportaciones netas de crudo desde Oriente Medio equivalían a las necesidades importadoras de Asia. Evidentemente, Oriente Medio también exporta crudo a otras regiones, como Europa y América del Norte, lo que hace que Asia tenga que importar unos volúmenes aproximadamente equivalentes desde otras procedencias, como Rusia, la región del Caspio y África del Oeste.

De cara al futuro, de aquí a 2035, la AIE prevé que las exportaciones de crudo desde Oriente Medio aumenten tan solo modestamente, debido a que el incremento de la capacidad de refino programado en esta región absorberá la mayor parte del crecimiento de la producción. Y como, al mismo tiempo, en Asia cabe esperar un aumento de las necesidades de importación, fruto del crecimiento de la capacidad de refino y de una caída de la producción, todo apunta a que la región al Este de Suez experimentará un déficit creciente en el balance exportación-importación de crudo. Una situación completamente diferente a la prevista para América del Norte donde se espera un abrupto declive de las importaciones de crudo, resultado de la caída de la demanda (ver apartado 2.1.2.2) y de un aumento de la producción de petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO) y de los hidrocarburos derivados de las arenas petrolíferas de Canadá (ver apartado 2.1.5.3). La consecuencia de todo ello es que el crudo procedente de otras regiones exportadoras fluirá a una escala sin precedentes hacia la región al Este de Suez que en 2035 tendrá que cubrir unas necesidades de importación netas cercanas a los 8×10^6 bd.

Como algunas exportaciones desde Oriente Medio todavía tendrán que dirigirse hacia el Oeste, principalmente a Europa (aunque en volúmenes menores a los de hoy en día), el flujo de crudo desde el resto del mundo hacia la región al Este de Suez deberán ser incluso superior a la cifra anteriormente mencionada, superando los 9×10^6 bd en 2035. En este contexto, la AIE prevé que las importaciones desde los mercados asiáticos, por oleoducto o vía marítima, desde Rusia y Kazajstán, aumentaran hasta los $2,3 \times 10^6$ bd, lo que todavía deja un volumen de 7×10^6 bd que deberá ser transportado por

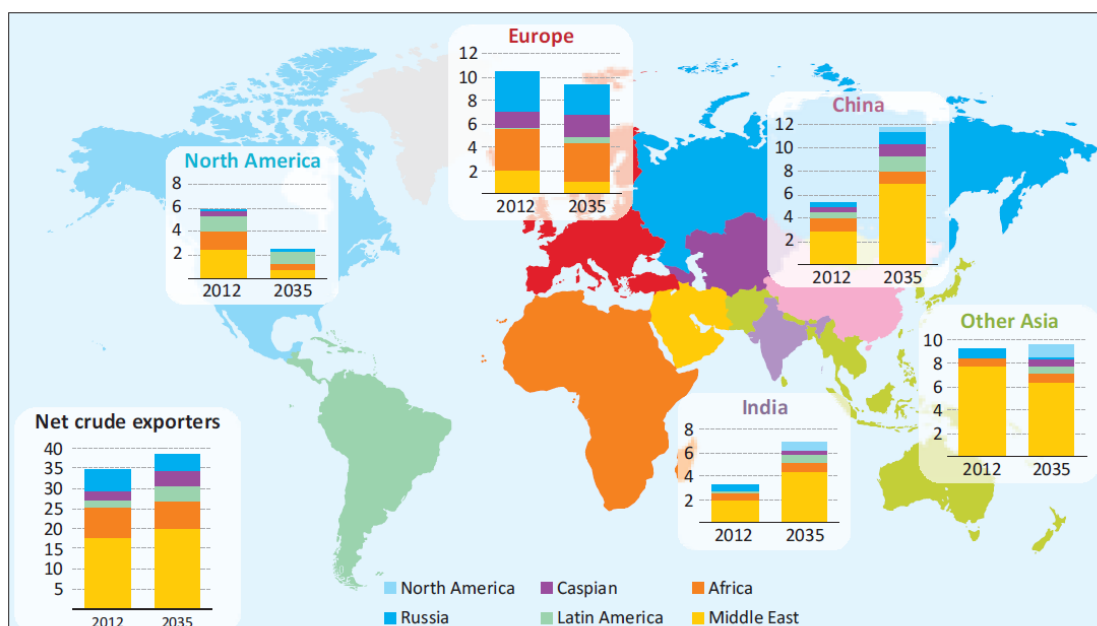
petroleros desde los puertos de la Rusia europea, África del Oeste, América Latina y Canadá (figura 2.32).

En conjunto, las proyecciones de la AIE señalan que durante el periodo 2012-2035, el comercio interregional de crudo se incrementará en $3,9 \times 10^6$ bd, cifra que representa un porcentaje cercano al 10%, aunque el volumen comercializado vía marítima, por petroleros, aumentará en un 18% dado que las rutas de abastecimiento por mar se hacen en promedio más largas.

2.1.6.3.- Implicaciones para la seguridad del suministro global de petróleo

Las proyecciones de la AIE comentadas exigirán una reevaluación de las políticas de seguridad del suministro de petróleo. A este respecto, resulta oportuno destacar que en 2035 los dos mayores importadores mundiales de petróleo serán China (con $11,7 \times 10^6$ bd) e India ($6,8 \times 10^6$ bd), mientras que el porcentaje de participación de los EE.UU. en el comercio interregional de crudo declina desde el 27% actual a un 15%. Esta situación hace que los países asiáticos citados deberán implicarse en mayor medida en prevenir y gestionar los efectos de posibles interrupciones en el suministro.

Asimismo, los cambios en el flujo global del petróleo tendrán implicaciones sobre la importancia relativa de algunos pasos estratégicos (*choke points*) en el sistema de abastecimiento marítimo. Así, por ejemplo, según las proyecciones de la AIE (IEA, WEO 2013) el flujo de crudo a través de los Estrechos de Malaca aumentará de 13×10^6 barriles diarios (bd) en 2012 a $17,5 \times 10^6$ bd en 2035. Sin duda, los países asiáticos más dependientes de las importaciones deberán involucrarse de forma activa y multiplicar sus esfuerzos para reforzar la seguridad de esta vía marítima. Una tarea que, en cualquier caso, requiere de la colaboración internacional ya que todos los países importadores están interesados en mitigar los posibles efectos de una interrupción en el suministro de petróleo, dado el impacto potencial que un acontecimiento de este tipo podría tener sobre los precios del petróleo y la economía global.



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Figura 2.32. Importaciones de crudo por región y fuente. Cifras en millones de barriles diarios (mb/d). New Policies Scenario (IEA, WEO 2013)

2.1.7.- PERCEPTIVA SOBRE PRECIOS

En función de la demanda prevista en cada uno de los tres escenarios comentados en el apartado 2.1.2.1 (figura 2.4, tabla 2.1) la Agencia Internacional de la Energía, (IEA, WEO 2013) realiza las siguientes estimaciones sobre la evolución futura del precio medio del barril de petróleo importado por los países de la OCDE.

a) En el *Current Policies Scenario* prevé que los precios reales (en dólares de 2012) alcanzarán los 120 dólares por barril en 2020 y los 145 dólares en 2035. Unas cifras que, en términos nominales (sin corregir la inflación) se convertirían en 144 y 245 dólares, respectivamente.

b) En el *New Policies Scenario*, considera unos precios reales de 113 dólares en 2020 y de 128 dólares en 2035, lo que equivaldría, respectivamente (en términos nominales), a 136 y 216 dólares.

c) El *450 Scenario* contempla que en términos reales el barril se cotizaría a 110 dólares en 2020, para después descender lentamente hasta los 100 dólares en 2035. Expresados en dólares nominales estaríamos hablando de 132 dólares en 2020 y de 169 dólares en 2035.

Estas previsiones parecen certificar la idea de que el petróleo barato ha llegado a su fin. Especialmente si tenemos en cuenta que en el escenario más verde (*450 Scenario*), que proyecta una considerable caída de la demanda en relación a los otros dos escenarios (figura 2.4, tabla 2.1), el precio del barril no baja de los 100 dólares durante el periodo 2012-2035. Un nivel cuatro a cinco veces superior a los valores que, desde mediados de la década de los ochenta hasta principios del presente siglo, acompañaron y posibilitaron el despegue de la globalización y el formidable crecimiento económico experimentado por el mundo durante dicho periodo. Una consideración que introduce elementos de incertidumbre a propósito de si la economía mundial está realmente preparada para soportar en el futuro un barril de petróleo por encima de los 100 dólares.

En este sentido, sin embargo, merece la pena destacar que la AIE (IEA, WEO 2013), además de los tres escenarios comentados, también contempla, por primera vez en muchos años, otro escenario de precios relativamente más bajos del petróleo (*low-oil price case*). En este, el desarrollo de la producción y el suministro exceden las expectativas del *New Policies Scenario* (comentadas en el apartado 2.1.5) relajando las tensiones oferta-demanda del mercado y facilitando la caída de precios hasta un nivel cercano a los 80 dólares por barril durante el periodo 2012-2035. Una caída que a su vez induciría un rebote de la demanda de petróleo que alcanzaría los 108 millones de barriles diarios en 2035, superando en 6,5 millones lo previsto en el *New Policies Scenario* (figura 2.4, tabla 2.1).

2.2.- GAS NATURAL

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Key World Energy Statistics*, 2013) en 2011:

- 1) El gas natural representó el 21,3% del suministro mundial de energías primarias y el 15,5% del consumo mundial de energía final.
- 2) Por sectores, el consumo de gas natural se desglosó del siguiente modo:
 - 44,2%: agricultura, servicios públicos y comerciales, residencial y otros usos (incluyendo la generación de electricidad)
 - 36,7%: industria

- 12,4%: usos no-energéticos
- 6,7%: transporte

Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía señala que en 2011 el gas natural representó el 21,9% de la generación eléctrica global, frente al 41,3% del carbón, 15,8% de la hidráulica, 11,7% de la nuclear, 4,8% de los derivados del petróleo, y 4,5% de las renovables (excluyendo la hidráulica).

2.2.1.- DEFINICIONES Y OTRAS CUESTIONES TECNICAS PRELIMINARES

2.2.1.1.- ¿Qué es el gas no convencional?

En el caso del gas natural, la industria clasifica como no convencional aquel gas que se encuentra en rocas, o en sustancias cristalinas poco usuales, de las que resulta difícil extraerlo, ya sea por la baja permeabilidad y porosidad de las rocas o por la manera en la que el gas se encuentra alojado. También se define como aquel gas que no puede ser extraído de forma económicamente rentable mediante la tecnología comúnmente utilizada y cuya producción requiere de técnicas especiales de perforación y de estimulación. Ello supone un sobrecoste y que, en líneas generales, la producción de gas no convencional resulte muy dependiente de los precios del gas en el mercado.

2.2.1.2- Principales tipos de gas no convencional

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el gas no convencional incluye las siguientes cinco categorías:

1) **Gas de rocas compactas** (*tight gas*). Es el gas natural atrapado en rocas sedimentarias (areniscas y calizas) con muy baja permeabilidad (por lo general inferior a 0,1 milidarcys) y baja porosidad. De manera práctica, este gas también puede ser definido como aquel que no puede ser extraído de manera provechosa de la roca almacén mediante pozos verticales convencionales. Este tipo de gas no convencional puede contener condensados (hidrocarburos gaseosos en las condiciones de presión y temperatura del subsuelo pero que en superficie condensan a líquidos).

2) **Gas de lutitas** (*shale gas*). Se trata de gas natural atrapado en rocas sedimentarias de grano fino (esencialmente formadas por partículas de tamaño arcilla o limo) de baja permeabilidad y ricas en materia orgánica (*shales*). Debido a la muy baja permeabilidad y porosidad de estas rocas, algunos autores las consideran una subcategoría del *tight gas*. Se trata de rocas madre de hidrocarburos que tras sufrir un proceso de maduración térmica conveniente han generado gas. Parte de este se encuentra todavía en la roca, aunque otra parte puede haber migrado verticalmente acumulándose en yacimientos convencionales. Como los fluidos no pueden moverse fácilmente a través de rocas de baja permeabilidad la producción comercial del gas requiere de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o *fracking*) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.

3) **Metano de capas de carbón** (*coal-bed methane* o CBM). Se trata del metano adsorbido en el seno de capas de carbón, en la matriz de esta roca. La mayor parte de las reservas de carbón del mundo se encuentran a profundidades a las que el trabajo de minería resulta imposible. El CBM es el metano contenido en capas de carbón que, por su profundidad o por su pobre calidad, no pueden ser explotadas mediante minería. En la explotación de las minas de carbón, el gas metano asociado se considera un peligro o una fuente

de problemas medioambientales si este es venteadado a la atmósfera. Sin embargo, el CBM puede ser explotado mediante tecnologías de perforación similares a las utilizadas en la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos convencionales, aunque su producción puede resultar muy difícil si las formaciones que lo contienen están muy compactadas y presentan baja permeabilidad, en cuyo caso hay que utilizar diversas técnicas, como la fracturación hidráulica, para mejorar la productividad del pozo. En este caso, el agua inyectada en los espacios porosos tiene que ser eliminada antes de proceder a la extracción del gas, lo que complica el proceso de producción, aumenta los costes y genera problemas medioambientales.

4) **Hidratos de metano o hidratos de gas** (*gas hydrates*). Son sustancias sólidas naturales, con apariencia de nieve helada, caracterizadas por una estructura clatrática (o en jaula) formada por un entramado cristalino de moléculas de agua que atrapan en su interior moléculas de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano. Dentro de su "jaula de hielo" las moléculas de metano están comprimidas por un factor aproximado de 164, de modo que a presión y temperatura atmosféricas un metro cúbico de hidrato de gas libera 164 metros cúbicos de gas y 0,8 metros cúbicos de agua. Este factor de concentración confiere una especial relevancia a los sedimentos que contienen los hidratos de gas, tanto desde el punto de vista de su potencial energético, como desde una perspectiva de los riesgos geológicos y del cambio climático. Los hidratos de gas son estables bajo condiciones de presión moderadamente alta y de temperatura moderadamente baja. Estas condiciones, junto a la presencia del agua y del gas necesario para la génesis del hidrato de gas, se dan tanto en tierra firme, en el permafrost de las regiones árticas, como en los sedimentos localizados en los fondos oceánicos y bajo otras grandes masas de agua, como por ejemplo los mares interiores.

5) Los denominados **gas pobre** (*lean gas*) y **gas ácido** (*sour gas*) también pueden incluirse en la categoría del gas no convencional. Se trata de gas contenido en rocas almacén convencionales pero con una alta concentración de impurezas (nitrógeno y CO₂ en el caso del gas pobre y SH₂ en el del gas ácido), cuya presencia afecta negativamente a la economía de la producción.

2.2.2.- PERSPECTIVA SOBRE LA DEMANDA

2.2.2.1.- Escenarios y tendencias globales

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) considera en su último *World Energy Outlook* (IEA, WEO 2013) que, sea cual sea la política energética adoptada por los gobiernos en el próximo cuarto de siglo, la importancia del gas natural aumentará, dado que en relación a otros combustibles fósiles (petróleo y carbón) presenta ventajas ambientales, una amplia disponibilidad y costes de suministro competitivos. De hecho, desde principios de este siglo, el uso del gas natural en el mundo ha crecido a un ritmo del 2,7% anual (más rápidamente que el petróleo, aunque más lentamente que el carbón y las renovables). Dentro de este panorama general de crecimiento del papel del gas en el mix energético global, la AIE detecta grandes variaciones regionales (en particular, el uso del gas encara un futuro más complicado en Europa) al mismo tiempo que prevé una creciente importancia del gas no convencional.

En el *New Policies Scenario*²⁰, la AIE pronostica que el porcentaje del gas en el mix energético global pasará de cerca de un 21% en 2011, a un 24% en 2035, con un ritmo de crecimiento medio de la demanda del 1,6% anual, aunque dicho ritmo se ralentiza en el transcurso del tiempo. En el *Current Policies Scenario*²¹, la demanda crece aún más rápidamente, a un ritmo medio anual del 1,9%, mientras que en el *450 Scenario*²², la demanda tan solo aumenta a una media del 0,8% por año. En los tres escenarios, la futura demanda está liderada por los países no integrados en la OCDE. El porcentaje sobre el total de la demanda global correspondiente a este último grupo de países iguala el de la OCDE en 2007 y las previsiones de la AIE apuntan a que llegue a un 62% en 2035, frente al 53% en 2011 (tabla 2.14).

				New Policies		Current Policies		450 Scenario	
		1990	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	Demand	1 036	1 597	1 707	1 885	1 741	1 999	1 654	1 493
	Production	881	1 195	1 358	1 483	1 377	1 585	1 334	1 237
Non-OECD	Demand	1 003	1 773	2 249	3 086	2 291	3 279	2 149	2 554
	Production	1 178	2 188	2 599	3 492	2 655	3 693	2 472	2 817
World*	Demand	2 039	3 370	3 957	4 976	4 032	5 278	3 806	4 054
<i>Share of</i>	<i>Demand</i>	49%	53%	57%	62%	57%	62%	56%	63%
<i>non-OECD</i>	<i>Production</i>	57%	65%	66%	70%	66%	70%	65%	69%

* For 1990 and 2011, the world numbers shown correspond to demand. For the projections, demand and production are always the same, as stock changes are assumed to be zero. The world numbers include gas use as an international marine fuel. Note: bcm = billion cubic metres.

Tabla 2.14. Demanda y producción de gas natural por escenario y región. (IEA, WEO 2013)

2.2.2.2.- La nueva geografía de la demanda. China y Oriente Medio crecen rápidamente, aunque los EE.UU seguirán siendo el mayor mercado

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé en su *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013) que los mercados del gas natural que entre 2011 y 2035 experimentarán el crecimiento más rápido se localizan fuera de la OECD (tabla 2.15). Los países ajenos a esta organización serán responsables de más de las tres cuartas partes del crecimiento de la demanda durante el periodo citado, con los máximos crecimientos en términos absolutos concentrándose en China y Oriente Medio.

²⁰ Este asume que los países cumplirán todos los compromisos contraídos hasta la fecha en materia de lucha contra el cambio climático.

²¹ Un escenario de *business as usual*.

²² Un escenario capaz de evitar un aumento de más de 2° C de la temperatura global a largo plazo y, por tanto, el único compatible con los objetivos de lucha contra el cambio climático.

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 036	1 597	1 707	1 778	1 827	1 885	289	0.7%
Americas	628	869	957	988	1 016	1 044	175	0.8%
United States	533	696	749	769	781	789	93	0.5%
Europe	325	525	537	568	584	605	80	0.6%
Asia Oceania	82	202	214	222	227	236	34	0.6%
Japan	57	120	119	123	122	124	3	0.1%
Non-OECD	1 003	1 773	2 249	2 541	2 815	3 086	1 313	2.3%
E. Europe/Eurasia	738	703	732	756	785	817	114	0.6%
Caspian	100	117	127	134	139	144	27	0.9%
Russia	447	476	493	504	523	544	68	0.6%
Asia	84	410	669	816	949	1 088	678	4.2%
China	15	132	307	396	470	529	397	6.0%
India	13	61	87	114	140	172	111	4.4%
Middle East	87	399	504	577	645	700	301	2.4%
Africa	35	111	153	170	187	204	93	2.6%
Latin America	60	149	190	221	248	277	128	2.6%
Brazil	4	27	45	61	75	90	63	5.2%
World**	2 039	3 370	3 957	4 322	4 646	4 976	1 606	1.6%
European Union	371	492	494	523	537	554	62	0.5%

* Compound average annual growth rate. ** The world numbers include gas use as an international marine fuel.

Tabla 2.15. Demanda de gas natural por regiones. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Por el contrario, en los países de la OCDE, aunque el consumo aumenta, las tasas de crecimiento son menores debido a la saturación de los mercados y a los efectos de penetración de las renovables en el sector de la electricidad en Europa. A pesar de ello, los mercados en la OCDE seguirán siendo comparativamente grandes, de modo que, por ejemplo, en 2035, la demanda en los EE.UU., que continuará siendo el mayor consumidor mundial, será un 50% superior a la de China.

Según la AIE (IEA, WEO 2013), a pesar de unos precios relativamente bajos, la madurez del mercado del gas en EE.UU. y Canadá, limitará la posibilidad de un rápido crecimiento de la demanda en América del Norte, incluso aunque la diferencia de precios con otros combustibles incentivará la expansión del uso del gas a nuevos sectores, tales como el transporte. Las previsiones del *New Policies Scenario* para el conjunto de la región (incluyendo a Méjico que experimenta un rápido crecimiento) es que la demanda aumente de más de $0,86 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc) en 2011, a algo menos de $1,04 \times 10^{12}$ mc en 2035. Un dato particularmente interesante es que las previsiones apuntan a que en EE.UU., como resultado del abundante suministro y de los bajos precios, el gas natural superará al petróleo en el mix energético del país, convirtiéndose de esta manera en la primera fuente de energía primaria.

En el conjunto de países europeos de la OCDE, la demanda de gas natural cayó a poco más de $0,5 \times 10^{12}$ mc en 2012 (marcando el segundo año consecutivo de declive, con un descenso del 10% respecto a 2010) situándose

a niveles de 2003. Y la situación resulta similar en la Unión Europea, a causa principalmente de la débil actividad económica y los altos precios del gas, pero también, en menor grado, a una combinación de los bajos precios del carbón, el desplome del precio del CO₂ en el mercado de emisiones, la gran expansión experimentada por las renovables y a la implementación de medidas de ahorro y eficiencia. En el *New Políticas Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) prevé que la demanda en los países europeos de la OCDE se recupere de forma muy lenta, volviendo en 2025 a alcanzar los niveles de 2010, para después, en 2035, situarse ligeramente por encima de los $0,6 \times 10^{12}$ mc.

Rusia, el segundo gran consumidor mundial de gas, enfrenta un panorama incierto a propósito de la demanda doméstica, resultado de las ineficiencias estructurales y de las dudas existentes sobre la rapidez y el sentido en que evolucionara la reforma de precios. El *New Políticas Scenario*, pronostica un crecimiento desde algo más de $0,47 \times 10^{12}$ mc en 2011, a cerca de $0,54 \times 10^{12}$ mc en 2035.

Según la AIE (IEA, WEO 2013), China será el país que experimentará el mayor aumento en la demanda de gas, cuadruplicándola, para pasar de $0,13 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc) en 2011 a $0,53 \times 10^{12}$ mc en 2035, al mismo tiempo que Oriente Medio e India también experimentarían un notable aumento, pasando, durante el mismo periodo, de $0,4 \times 10^{12}$ a $0,7 \times 10^{12}$ mc y de $0,06 \times 10^{12}$ a $0,17 \times 10^{12}$ mc, respectivamente. Resulta interesante destacar (figura 2.33) que si estas previsiones se hacen realidad, en 2035, la demanda de Oriente Medio será muy superior a la de China y a las del conjunto de los países europeos integrados en la OCDE y la UE, situándose en el segundo lugar del ranking mundial, inmediatamente por detrás de EE.UU. De hecho, las previsiones apuntan a que la demanda de gas en Oriente Medio supere a la de la UE a partir de 2020.

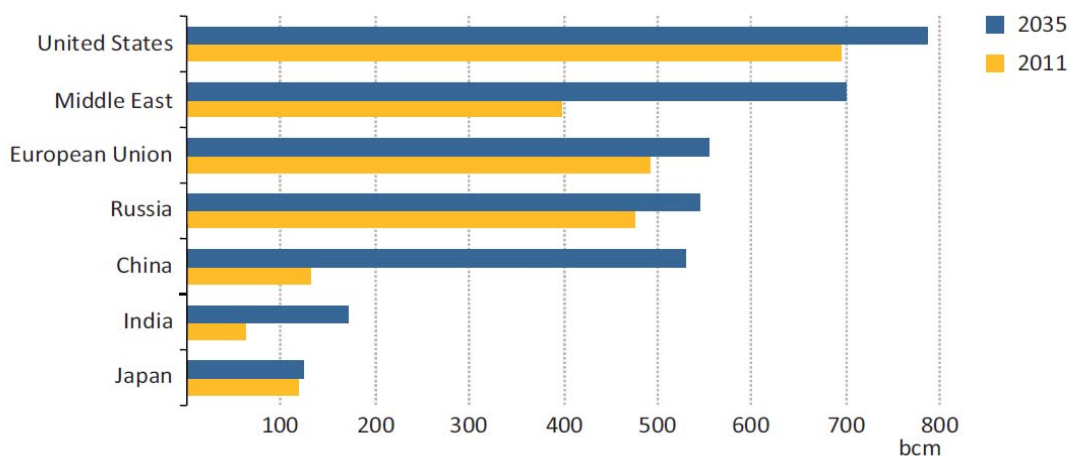


Figura 2.33. Evolución de la demanda de natural en algunos países y regiones durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

La generación de electricidad será la principal impulsor del consumo de gas a nivel global, a pesar de que las tendencias de consumo serán muy sensibles al impacto de las políticas energéticas dictadas por los gobiernos, así como a la presión competitiva ejercida por el carbón y las renovables. En el *New Políticas Scenario* el uso del gas para la generación de electricidad crece en torno a un 42% durante el periodo 2011-2035. Este incremento es

especialmente notable en Oriente Medio (donde se duplica), China (donde se multiplica por seis) e India (donde se multiplica por más de tres).

2.2.3.- ESTIMACION DE LOS RECURSOS Y RESERVAS GLOBALES Y DE SUS COSTES DE PRODUCCION

2.2.3.1.- Reservas probadas globales y su evolución temporal

Según BP (2013) a finales de 2012 las reservas probadas²³ de gas natural en el mundo totalizaban $187,3 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc), que al ritmo actual de producción, equivaldrían a 55,7 años de consumo²⁴. Desde 1992, las cifras de reservas probadas de gas natural se han incrementado un 32% (figura 2.34), aunque las reservas probadas inventariadas a finales de 2012 son ligeramente inferiores a las de un año antes ($187,8 \times 10^{12}$ mc) debido a que en 2012 el volumen de gas extraído superó la adición de reservas, tanto a partir de nuevos descubrimientos, como de la reevaluación de las previamente estimadas en campos en explotación. En realidad, como sucede en el caso del petróleo (ver apartado 2.1.3.2), este último concepto de reevaluación ha sido el responsable de la mayor parte del aumento de las reservas probadas de gas natural en los últimos años. En cualquier caso, los volúmenes aportados por los nuevos descubrimientos es todavía grande aunque el tamaño de los yacimientos de gas descubiertos ha declinado en las últimas décadas.



Figura 2.34. Evolución de las estimaciones de reservas probadas de gas natural desde 1992 a 2012 y distribución geográfica de las mismas por regiones (en porcentajes). (BP, 2013)

2.2.3.2.- Recursos técnicamente recuperables de gas convencional y no convencional y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO₂)

Los recursos técnicamente recuperables por explotar²⁵ de gas convencional han sido recientemente estimados (IEA, WEO 2013) en 468×10^{12} metros cúbicos (tabla 2.16). Conocer la cantidad de gas in situ albergado por

²³ Para definición, idéntica a la del caso del petróleo, ver apartado 2.1.1.5

²⁴ Para un listado detallado de las reservas probadas de gas natural y de la relación reservas/producción (R/P) por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, pp 20 y 21 (<http://www.bp.com>).

²⁵ Para definición, idéntica a la del caso del petróleo, ver apartado 2.1.1.6

las rocas almacén no convencionales resulta una tarea difícil, debido a la estructura heterogénea de dichas rocas y a que los perfiles de producción difieren significativamente de los observados en los pozos convencionales.

	Conventional	Unconventional			Sub-total	Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane		
E. Europe/Eurasia	143	11	15	20	46	190
Middle East	124	9	4	-	13	137
Asia-Pacific	44	21	53	21	95	138
OECD Americas	46	11	48	7	66	112
Africa	52	10	39	0	49	101
Latin America	32	15	40	-	55	86
OECD Europe	26	4	13	2	19	46
World	468	81	212	50	343	810

Notes: Remaining resources comprise known reserves, reserves growth and undiscovered resources. Unconventional gas resources in regions that are richly endowed with conventional gas, such as Eurasia or the Middle East, are often poorly known and could be much larger. Sources: BGR (2012); US EIA (2013); USGS (2000); USGS (2012a and 2012b); IEA databases and analysis.

Tabla 2.16. Recursos técnicamente recuperables de gas natural por explotar, según tipos y regiones, a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (tcm). (IEA, WEO 2013)

Con estas precauciones en mente, sin tener en cuenta los hidratos de gas, se estima que las reservas y recursos²⁶ por recuperar de gas no convencional rondan los 343×10^{12} metros cúbicos (mc), frente a los aproximadamente 468×10^{12} mc del gas convencional, lo que supone un total global aproximado de 811×10^{12} mc (figura 2.35, tabla 2.16), que equivalen a más de 230 años de producción al ritmo actual.

La contribución potencial al suministro global de gas natural que cada uno de los diferentes tipos de gas convencional y no convencional (excluidos los hidratos de gas) podría aportar a largo plazo se resume en la figura 2.36. Esta figura (IEA, WEO 2009) también ilustra los costes de producción (recuadro a la izquierda) y de transporte (recuadro a la derecha) en 2008. Los hidratos de gas no están incluidos porque todavía no existe producción comercial de gas a partir de estos compuestos y tampoco se espera que esto ocurra en el futuro inmediato.

El potencial total a largo plazo de todos los recursos de gas comercialmente explotables a fecha de hoy asciende aproximadamente a 811×10^{12} metros cúbicos (mc). El volumen ya extraído -en parte quemado (*flared*) o venteado directamente a la atmosfera- se sitúa en torno a los 100×10^{12} mc, con unos costes de producción máximos de 8 dólares por millón de BTU (MBTU)²⁷. Para comparar, sobre las bases de un mismo contenido energético, estos costes con los del petróleo (ver apartado 2.1.3.6) conviene saber que esos 8 dólares por MBTU equivalen a unos 46 dólares por barril equivalente de petróleo²⁸.

²⁶ Para definiciones, idénticas a las del caso del petróleo, ver apartados 2.1.1.5 y 2.1.1.6

²⁷ 1 dólar por millón de BTU (*British Thermal Units*) equivale aproximadamente a 0,035 dólares por metro cúbico.

²⁸ 1 dólar por millón de BTU (*British Thermal Units*) equivale 5,8 dólares por barril equivalente de petróleo

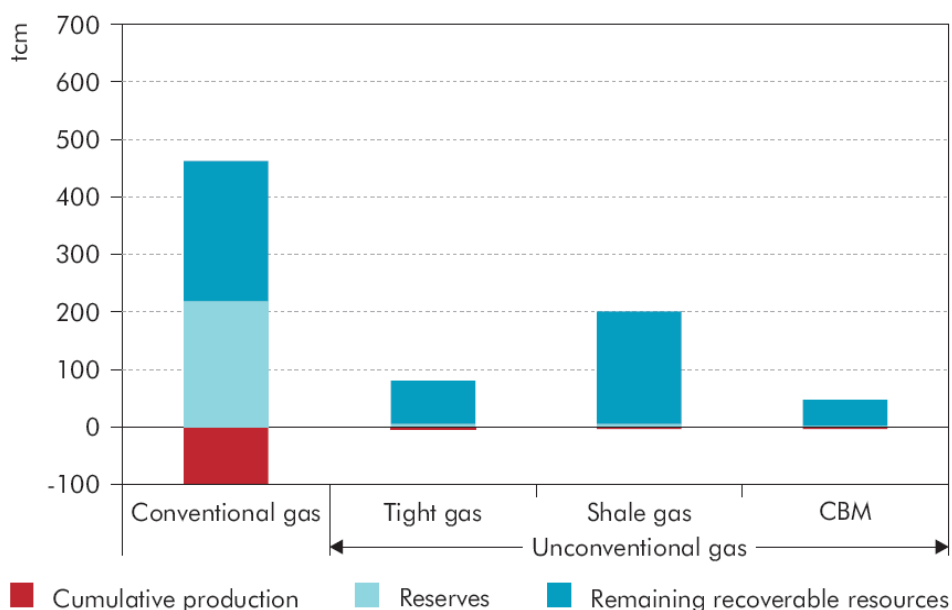


Figura 2.35. Producción acumulada, reservas y recursos recuperables de gas natural por explotar, tanto convencionales como no convencionales, a finales de 2011 y a escala global. Cifras en billones de metros cúbicos (tcm). (IEA, WEO 2012).

Los costes de producción para el gas asociado (el gas que se produce en una explotación de petróleo) son por lo general más bajos que los del gas no asociado (aquel extraído de un campo de gas natural) muy particularmente en aquellos campos en los que la infraestructura para extraer petróleo existía ya antes de que se tuviera la intención de explotar el recurso de gas. Sin embargo, todavía en la actualidad se queman cantidades significativas de gas asociado porque el tratamiento y posterior transporte del gas a los mercados no resulta económicamente viable. De este modo, solo en la última década, se han quemado más de $1,5 \times 10^{12}$ mc de gas en todo el mundo, un volumen que equivale a más del 5% de toda la producción comercializada.

La porción más accesible de los recursos convencionales de gas por explotar rondan los 220×10^{12} mc, con unos costes de producción que oscilarían entre 0,20 a 9 dólares por MBTU. Otros recursos convencionales incluyen los provenientes del Ártico o de aguas profundas. Los primeros, podrían alcanzar los 30×10^{12} mc y sus costes de producción se situarían entre 4 a 12 dólares por MBTU. Los segundos podrían representar unos 50×10^{12} mc con un coste de producción de entre 5 a 11 dólares por MBTU²⁹.

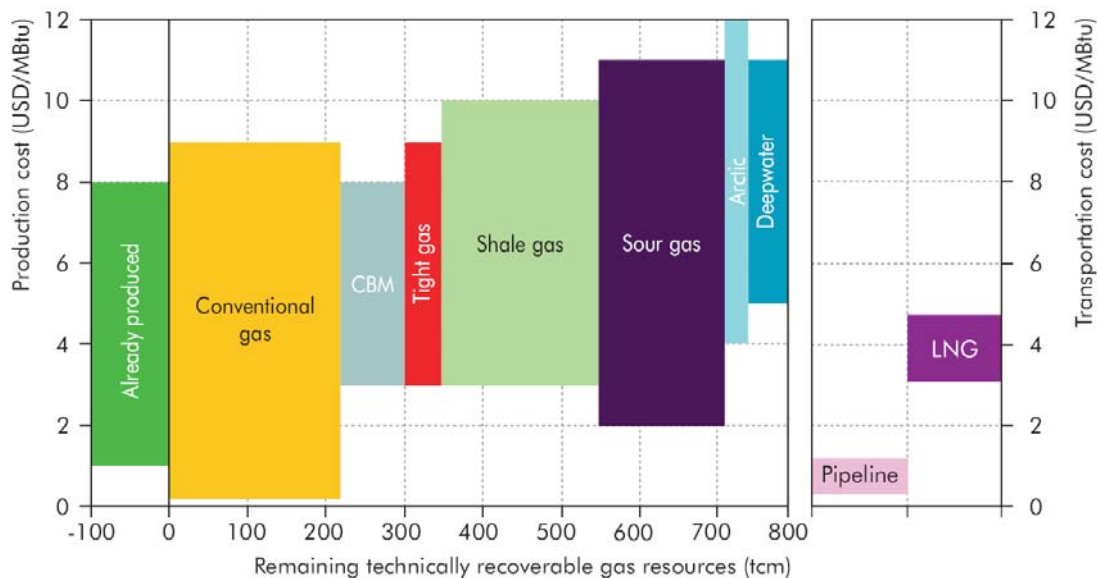
Los recursos no convencionales comercialmente explotables en la actualidad suman 343×10^{12} metros cubicos (mc) -de los cuales 212×10^{12} mc corresponderían al gas de lutitas (*shale gas*), 81×10^9 mc al gas de rocas compactas (*tight gas*) y 50×10^{12} mc al metano de las capas de carbón (*coal bed methane* o CBM)- con unos costes de producción comprendidos entre 3 y 10 dólares por MBTU. Los recursos de gas ácido y gas pobre (*sour gas* y *lean gas*) que algunos autores incluyen dentro de la categoría de gas no

²⁹ Existe una clara discrepancia en las cifras de volúmenes técnicamente recuperables de gas natural convencional entre la tabla 2.16 y la figura 2.36. Probablemente, ello se debe a que en esta última se tabula datos de finales de 2008, mientras que la tabla recoge datos de finales de 2012.

convencional (ver apartado 2.2.1.2) aportarían 160×10^{12} mc adicionales con un coste de producción de entre 2 a 11 dólares por MBTU.

Un factor esencial a considerar en los costes del gas natural es el transporte. En el caso de gasoductos este es de 0,30 a 1,2 dólares por MBTU cada 1000 kilómetros, según se trate de segmentos en tierra o bajo el mar y dependiendo de la capacidad del gasoducto y de la antigüedad de la instalación. Para el gas natural licuado (*liquefied natural gas* o LNG) los costes totales de licuefacción, transporte y regasificación varían de 3,10 a 4,70 dólares por MBTU dependiendo del tamaño de las plantas y de las distancias implicadas en el transporte.

La estimación sobre el volumen mundial de hidratos de gas es de aproximadamente $2,1 \times 10^{16}$ mc. Otras estimaciones más conservadoras rebajan la cifra anterior en un orden de magnitud, pero incluso estas revelan la existencia en el planeta de un enorme volumen de gas “enjaulado” en los hidratos. Estamos hablando de entre $3,4 \times 10^{18}$ mc y 3×10^{17} mc de gas que contrastan con los 811×10^{12} mc comentados en el segundo párrafo de este apartado.



Notes: CBM = coal-bed methane; LNG = liquefied natural gas; Pipeline costs refer to costs per 1 000 km; MBtu = million British thermal units; tcm = trillion cubic metres.

Figura 2.36. Costes de producción en 2008 (en dólares por millón de BTU) y volúmenes técnicamente recuperables a largo plazo de diferentes categorías de recursos de gas natural, convencionales y no convencionales (en billones de metros cúbicos). El recuadro de la derecha muestra los costes de transporte del gas natural en dólares por millón de BTU (y por cada 1000 Km en el caso del transporte por gasoducto). (IEA, *Resources to Reserves*, 2013).

2.2.4.- DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS RECURSOS Y RESERVAS

2.2.4.1.- Gas convencional

Según datos de BP (2013) las reservas probadas de gas natural, prácticamente integradas en su totalidad por gas convencional salvo en el caso de los EE.UU. y Canadá, están distribuidas de forma muy desigual en el mundo (figura 2.34) concentrándose de manera particular en un pequeño número de

países³⁰ y yacimientos. Cuatro países –Irán, Rusia, Qatar y Turkmenistán– acumulan algo más del 58% de las reservas probadas del mundo, y tan solo 25 campos de gas contienen alrededor del 45% de las mismas. Oriente Medio totaliza, en conjunto, el 43% de dichas reservas, la antigua URSS el 29,1%, Rusia el 17,6%, los países de la OCDE el 10% y la UE el 0,9%.

Por otra parte, los porcentajes de producción global por regiones difieren considerablemente de los correspondientes a las reservas. Por ejemplo, Oriente Medio, con el 43% de las reservas, tan solo aporta el 16,3% de la producción mundial, mientras que América del Norte, con el 5,8% de las reservas mundiales, contabiliza el 26,8% de la producción. Básicamente, estas disparidades reflejan la mayor o menor proximidad geográfica de las reservas a los mercados y las diferencias existentes en el clima de inversión.

2.2.4.2.- Gas no convencional

De la cifra de recursos de gas no convencional comentada en el apartado 2.2.3.2 (343 x10¹² metros cúbicos), aproximadamente el 27,7% se localiza en la región de Asia-Pacífico, el 19,2% en EE.UU. y Canadá, un 16% en América Latina, un 13,4% en Europa Oriental-Eurasia, un 14,2% en África, un 5,5% en los países europeos integrados en la OCDE, y tan solo un 3,8% en Oriente Medio (tabla 2.16).

Esta distribución geográfica contribuye a equilibrar la excesiva concentración de las reservas y recursos convencionales en Europa Oriental-Eurasia (principalmente en Rusia) y en Oriente Medio. Ambas regiones contabilizan, respectivamente, cerca del 30,5% y del 26,5% de las reservas y recursos técnicamente recuperables de gas natural convencional del mundo. Sin embargo, es posible que en el futuro, Oriente Medio y otras regiones, como los países de la ribera del Caspio, que hasta el presente han recibido poca atención por sus grandes recursos convencionales, vean aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

La figura 2.37 resume el volumen de recursos de gas no convencional recuperable para diferentes países, desglosándolo en tres categorías: gas de rocas compactas (*tight gas*), gas de lutitas (*shale gas*) y metano de capas de carbón (*coal-bed methane* o CBM). De ella se deduce, sin ningún lugar a dudas, la importancia geopolítica de los recursos del gas de lutitas. A finales de 2012, estos representaban aproximadamente el 61,8% del total de los recursos no convencionales técnicamente recuperables pendientes de explotación, frente al 23,6% del gas de rocas poco permeables y el 14,6% del metano de capas de carbón (tabla 2.16).

2.2.4.2.1.- El caso de los recursos de gas de lutitas (*shale gas*)

En un informe publicado a principios de Junio de 2013 (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, 2013), la *Energy Information Administration* (EIA) del Gobierno de los EE.UU. ha incrementado en un 10% una estimación anterior (US EIA 2011) sobre los recursos técnicamente recuperables a escala global de gas de lutitas. La nueva estimación es de alrededor de 204,4x10¹² metros cúbicos (mc). Esta cifra supera ampliamente los 187,3 x10¹² mc que según el último informe de BP

³⁰ Para un listado detallado de las reservas probadas de gas natural por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, pp 20 y 21 (<http://www.bp.com>).

(2013) constituían a finales de 2012 las reservas probadas de gas natural del mundo y que al ritmo de extracción del mismo año aseguran la disponibilidad de este combustible durante casi 56 años.

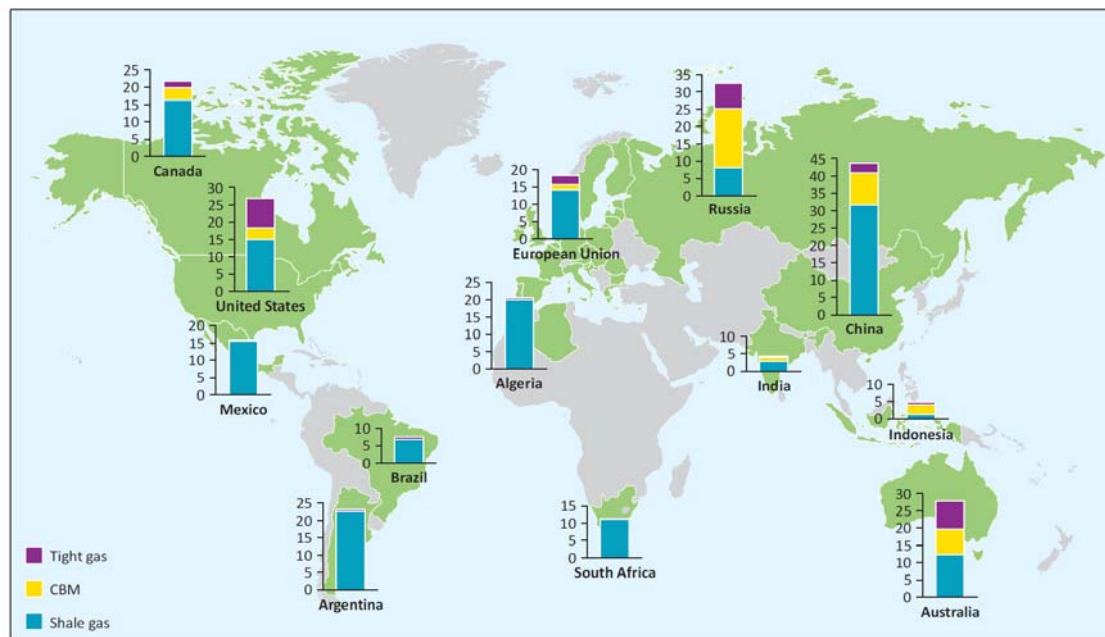


Figura 2.37. Recursos recuperables de gas no convencional por tipos y por países a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (bcm). (IEA, WEO 2013)

De los $204,4 \times 10^{12}$ mc citados, $31,2 \times 10^{12}$ mc corresponderían a China que ocupa el primer lugar en una lista de 42 países analizados en el informe, seguida por Argentina, Argelia y EE.UU., con $22,5 \times 10^{12}$, $19,8 \times 10^{12}$ y $18,6 \times 10^{12}$ mc, respectivamente. El resto de países que ocupan los diez primeros puestos del ranking son Canadá (16×10^{12} mc), Méjico ($15,3 \times 10^{12}$ mc), Australia ($12,2 \times 10^{12}$ mc), Sudáfrica ($10,9 \times 10^{12}$ mc), Rusia (8×10^{12} mc) y Brasil ($6,9 \times 10^{12}$ mc).

El informe (US AIE, 2013a) constata que más de la mitad de los recursos mundiales de gas de lutitas localizados fuera de los EE.UU. se concentran en China, Argentina, Argelia, Canadá y Méjico. Sin duda, las nuevas cifras aportadas presentan un gran interés económico y geopolítico, habida cuenta del enorme potencial de los recursos localizados más allá de las fronteras de los EE.UU., aunque todavía está por ver si tales recursos podrán ser explotados de manera económicamente viable, como es el caso de los EE.UU., país en el que la producción de gas a partir de lutitas ha crecido de tal forma que en la actualidad representa ya el 40% de todo el gas natural extraído.

Por lo que respecta a Europa, las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas efectuadas en 11 países arrojan una cifra conjunta aproximada de $13,2 \times 10^{12}$ mc lo que representa un 6,4% del total estimado para los 42 países analizados. Dicha cifra conjunta situaría a Europa en el séptimo lugar del ranking mundial, por detrás de Méjico y por delante de Australia. El 60% de los recursos totales del viejo continente se localizarían en Polonia y Francia, que con $4,1 \times 10^{12}$ y $3,8 \times 10^{12}$ mc, respectivamente, encabezan el ranking europeo, seguidos a mucha distancia por Rumania ($1,4 \times 10^{12}$ mc), Dinamarca ($0,9 \times 10^{12}$ mc), Holanda y Reino Unido (con $0,7 \times 10^{12}$ mc).

mc cada uno). España³¹, con $0,22 \times 10^{12}$ mc ocuparía el puesto décimo, por detrás de Bulgaria y Alemania (con $0,48 \times 10^{12}$ mc cada uno) y Suecia ($0,3 \times 10^{12}$ mc). Según datos de BP (2013), el consumo de gas natural en la Unión Europea fue de aproximadamente $0,44 \times 10^{12}$ mc en 2012, de manera que los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas podrían cubrir hasta 30 años de consumo y multiplicar por un factor de 7,6 las actuales reservas probadas de gas de la UE.

La EIA (US EIA 2013a) también rebaja en su informe algunas estimaciones previas, como por ejemplo las de Noruega, Polonia, Sudáfrica, China y México. Lo acontecido en el caso de los dos países europeos ilustra perfectamente algunas de las razones que subyacen a tales rebajas, subrayando de paso la precaución con la que deben manejarse cualquier estimación de recursos. En este sentido no debe olvidarse que los EE.UU. y Canadá son los dos únicos países del mundo que en la actualidad producen *shale gas* y *shale oil* en cantidades comerciales. En el caso de Noruega los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas caen de $2,3 \times 10^{12}$ mc en 2011 a cero debido a los desalentadores resultados obtenidos tras la perforación por Shell de tres pozos en la formación Alum Shale. Estos tres pozos fueron perforados en Suecia, en 2011, en la parte de la formación citada menos compleja desde el punto de vista geológico, lo que reduce drásticamente las perspectivas de éxito en Noruega donde la geología es mucho más complicada.

En Polonia, los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas de la formación Lublin Shale disminuyen de $1,23 \times 10^{12}$ mc en 2011 a $0,25 \times 10^{12}$ mc en el informe de 2013, como resultado de la aplicación por parte de la AIE de criterios más rigurosos para definir la calidad de las formaciones que albergan el gas. Esta revisión comporta que la estimación de recursos de gas de lutitas para el conjunto de Polonia desciende de $5,2 \times 10^{12}$ mc en 2011 a $4,1 \times 10^{12}$ mc en 2013.

Debe subrayarse que, en cualquier caso, el informe comentado (US EIA 2013a) no puede considerarse completo ya que no incluye muchas formaciones de *shales* de interés prospectivo, como por ejemplo aquellas que subyacen a los grandes campos petroleros de Oriente Medio y de la región del Caspio.

2.2.5.- PERSPECTIVAS SOBRE EL SUMINISTRO

³¹ El informe de la EIA (US AIE 2013a) presenta la novedad de incluir por vez primera una estimación de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas para España. En concreto se analizan las cuencas Vasco- Cantábrica y del Ebro. En el primer caso, por motivos técnicos, el estudio solo considera como potencialmente favorable algunas formaciones de *shales* de edad jurásica, para las que se calcula una acumulación in situ de $1,18 \times 10^{12}$ mc, de los cuales únicamente podrían recuperarse alrededor de $0,22 \times 10^{12}$ mc. El informe no entra a cuantificar los posibles recursos técnicamente recuperables de la cuenca del Ebro, ya que considera que las formaciones de *shales* Paleozoicas y Eocenas existentes en el subsuelo de dicha cuenca no cumplen uno de los requisitos geoquímicos básicos para la generación de cantidades apreciables de hidrocarburos: el contenido de materia orgánica (TOC) en dichas formaciones es bajo. Por todo ello, a la espera de nuevos estudios, el informe de la AIE concluye, que las reservas técnicamente recuperables de gas de lutitas en España son de $0,22 \times 10^{12}$ mc. Esta cifra, que queda muy por debajo de otras estimaciones hechas públicas recientemente en nuestro país, permitiría cubrir el consumo de gas natural de España durante algo más de 7 años, asumiendo las cifras de consumo para el año 2012 publicadas por BP (2013).

2.2.5.1.- Tendencias globales en la producción de gas natural entre 2012 y 2035 según la AIE

La AIE pronostica en su *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013), que el consumo de gas natural en el mundo crecerá, de cerca de $3,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc) en 2011 a algo menos de 5×10^{12} mc en 2035, con un 40% de este aumento atribuible al sector de la generación eléctrica. Estamos hablando de un ritmo medio de crecimiento anual del 1,6%, aunque esta tasa variara ampliamente por regiones, de modo que sería tres veces más rápida en los países ajenos a la OCDE que en los mercados más maduros de los países industrializados integrados en esta organización.

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	881	1 195	1 358	1 403	1 430	1 483	288	0.9%
Americas	643	859	1 000	1 041	1 063	1 114	255	1.1%
Canada	109	160	184	189	186	194	34	0.8%
Mexico	26	49	50	58	68	81	32	2.1%
United States	507	649	764	792	807	837	188	1.1%
Europe	211	277	249	237	225	215	-62	-1.1%
Norway	28	101	121	118	115	111	10	0.4%
Asia Oceania	28	59	109	125	143	155	95	4.1%
Australia	20	51	103	120	139	152	101	4.6%
Non-OECD	1 178	2 188	2 599	2 919	3 216	3 492	1 304	2.0%
E. Europe/Eurasia	831	882	911	986	1 094	1 164	282	1.2%
Azerbaijan	10	16	23	33	43	47	30	4.5%
Russia	629	673	667	692	757	808	135	0.8%
Turkmenistan	85	67	83	100	117	132	66	2.9%
Asia	130	419	566	625	694	769	350	2.6%
China	15	103	178	218	266	317	214	4.8%
India	13	46	62	73	85	98	52	3.2%
Indonesia	48	81	108	118	129	139	57	2.3%
Middle East	92	519	624	720	766	823	304	1.9%
Iran	23	150	143	165	180	207	56	1.3%
Iraq	4	6	39	71	79	83	77	11.5%
Qatar	6	151	187	214	227	237	86	1.9%
Saudi Arabia	26	86	112	121	128	136	50	1.9%
UAE	20	52	58	61	62	65	13	0.9%
Africa	64	200	280	333	378	428	228	3.2%
Algeria	43	77	106	115	123	132	55	2.3%
Libya	6	8	17	21	24	30	22	5.7%
Nigeria	4	36	42	55	70	83	47	3.6%
Latin America	60	168	218	255	285	308	140	2.6%
Argentina	20	42	49	65	80	91	49	3.3%
Brazil	4	17	38	60	78	92	76	7.4%
Venezuela	22	25	36	43	52	63	38	3.9%
World	2 059	3 384	3 957	4 322	4 646	4 976	1 592	1.6%
European Union	213	185	135	122	114	104	-80	-2.3%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 2.17. Producción de gas natural por regiones. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

En el escenario comentado, la AIE prevé que entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crecerá en todas las regiones del mundo, con la única excepción de Europa (con una caída del 22,4%) ya que el incremento de la producción en Noruega (del 10%) no será suficiente para compensar el

declive en otros campos maduros del Mar del Norte y los Países Bajos. Como se muestra en la tabla 2.17 y en la figura 2.38, China, EE.UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Qatar, Irak, Brasil, Turkmenistán, Irán y Argelia, serían los países que experimentarían un mayor aumento de la producción. Aunque EE.UU. y Australia contabilizarían importantes aumentos de su producción (del 29% y el 198%, respectivamente), convirtiéndose ambos en exportadores netos, los países ajenos a la OCDE serían responsables de cerca del 81,75% del crecimiento de la producción.

2.2.5.2. La producción de gas no convencional

2.2.5.2.1.- En poco más de dos décadas el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción global de gas natural

La AIE (IEA, WEO 2013) considera que del incremento total en la producción previsto en el *New Policies Scenario* ($1,5 \times 10^{12}$ mc, aproximadamente) el 52% sería aportado por gas convencional mientras que el 48% restante provendría de fuentes no convencionales (tabla 2.18). Las previsiones son que a partir de 2020, el desarrollo de la producción de gas no convencional se extienda más allá de América del Norte (EE.UU. y Canadá), convirtiendo a China y Australia en los mayores contribuyentes al crecimiento global de la producción, seguidos por otros países como Argentina, India, Argelia, México e Indonesia y con el conjunto de la Unión Europea situándose ligeramente por encima de estos tres últimos países (figura 2.39).

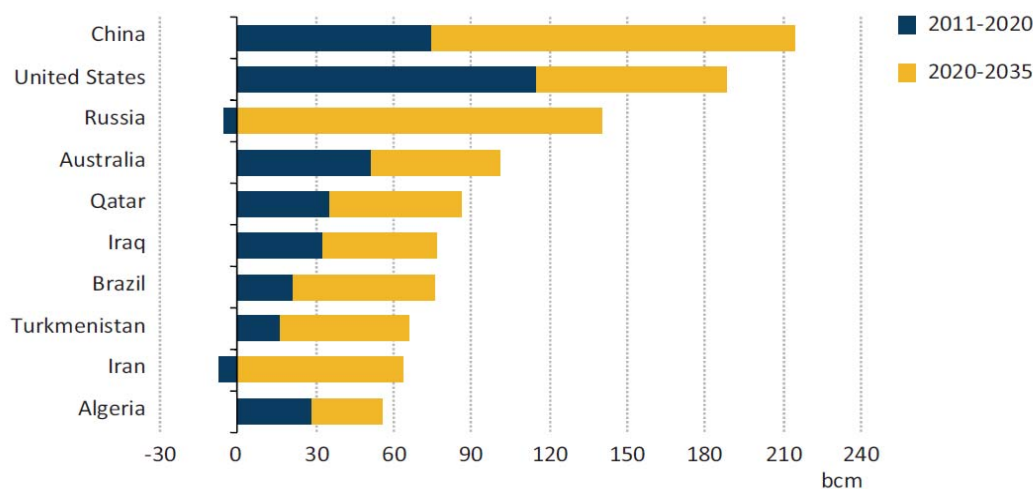


Figura 2.38. Cambios en la producción anual de gas natural en algunos de los principales productores. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Para la AIE (IEA, WEO, 2013), el gas no convencional, que en 2011 representó alrededor del 17% del conjunto de la producción mundial de gas natural, podría llegar a alcanzar el 27% en 2035, con cerca de $1,3 \times 10^{12}$ metros cúbicos. La evolución histórica de la producción de gas no convencional desde el año 2000 al 2035 se resume en la figura 2.40. De la observación de esta figura se deduce que la revolución, iniciada con el gas de lutita (*shale gas*) en EE.UU. y Canadá, se expande más allá de las fronteras de estos países, manteniendo una tasa de crecimiento media del 3,7% entre 2011 y 2035.

	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
						Delta	CAAGR*
Shale gas	232	402	513	627	745	513	5.0%
Coalbed methane	78	148	202	261	315	237	6.0%
Tight gas	250	281	285	276	269	18	0.3%
Total	560	832	999	1 165	1 328	769	3.7%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 2.18. Producción de gas natural no convencional por tipo. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

En cualquier caso, conviene remarcar que la AIE advierte que sus pronósticos a propósito de la producción global de gas no convencional resultan inciertos y dependen, en gran medida, de que los gobiernos y la industria sean capaces de desarrollar un marco regulatorio y de buenas prácticas que les permita obtener una “licencia social” para operar, satisfaciendo así la gran preocupación pública existente sobre los impactos ambientales y sociales relacionados con dichas operaciones.

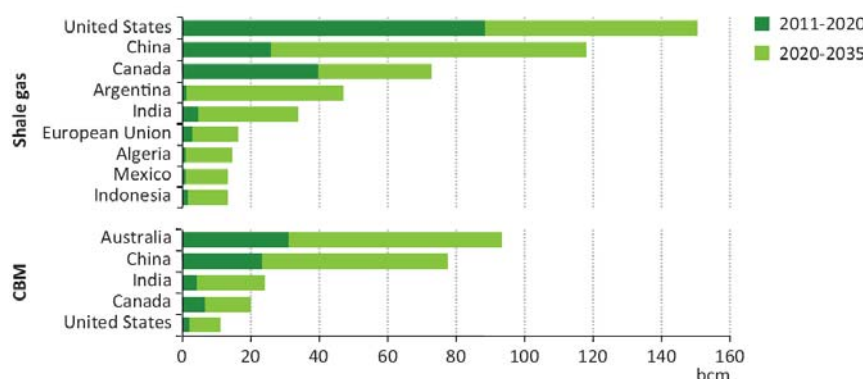


Figura 2.39. Crecimiento en la producción de gas no convencional por tipo en algunos países y regiones clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

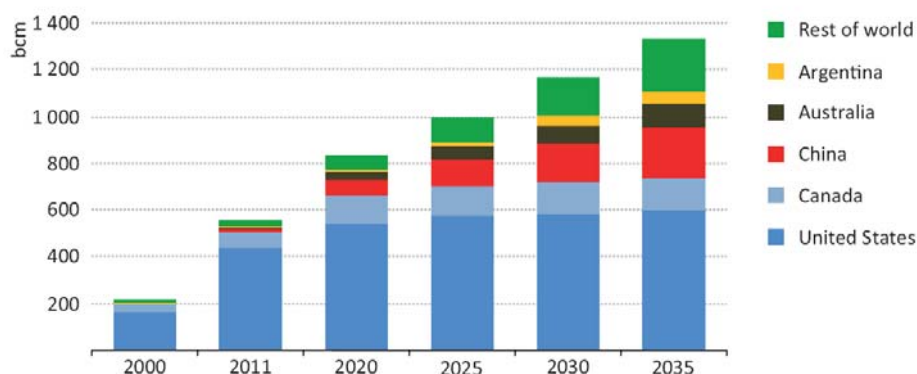


Figura 2.40. Producción de gas no convencional en algunos países clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.2.5.2.2.- La producción de EE.UU. y Canadá sigue creciendo en la próxima década para después estabilizarse. México entra en escena

En el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, WEO 2013), hasta 2020, más de la mitad del crecimiento de la producción global de gas no convencional proviene de los dos grandes productores actuales, EE.UU. y Canadá, que en 2011 contabilizaron cerca del 90% del total. Hacia finales de la presente década se espera que este último porcentaje decaiga al 80%, reflejando el inicio de la producción en China y Australia, a los que posteriormente se irán añadiendo Argentina y otros países (figuras 2.39 y 2.40).

El aumento de la producción de gas no convencional, especialmente gas de lutita o *shale gas*, en los EE.UU. se ralentizó ligeramente en 2012, en la medida que unos precios muy bajos del gas ocasionaron una disminución de la actividad de perforación. Sin embargo, en sus proyecciones la AIE asume que con el tiempo el precio del gas aumentará de manera que la producción total de gas no convencional en EE.UU. podría alcanzar los 600×10^9 metros cúbicos (mc) en 2035, sin que exista ningún indicio de un declive similar al comentado en el apartado 2.1.5.3.3 (figura 2.24) a propósito del petróleo ligero de rocas compactas (*light tight oil* o LTO).

En Canadá, la producción actual de gas no convencional, mayoritariamente integrada por gas de rocas compactas (*tight gas*) junto a cantidades menores de gas de lutita (*shale gas*) y de metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM), se sitúa en torno a los 70×10^9 mc. Sin embargo, las previsiones apuntan a que esta cifra podría aumentar hasta 140×10^9 mc en 2035, básicamente impulsada por el gas de lutita.

A largo plazo, en América del Norte, todo apunta a que México se unirá a EE.UU. y Canadá como país productor de gas no convencional. En el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) estima que la extracción podría alcanzar los 30×10^9 mc en 2035. Pemex, la compañía estatal de petróleo y gas del país, ha iniciado un programa para invertir 200 millones de dólares en tres años en la exploración de gas de lutita (*shale gas*), empezando por la prolongación en la parte septentrional de México de la formación geológica de Eagle Ford, actualmente en producción en la vecina Texas, en los EE.UU., y que se cree podría albergar cerca de la mitad de los recursos totales del país. Sin embargo, la producción comercial podría verse limitada por la escasez de agua en algunas regiones ricas en recursos, la prioridad que Pemex concede a los proyectos generadores de beneficios por exportación y las dificultades en mantener los costes de desarrollo a unos niveles capaces de competir con la importación de gas desde los EE.UU.. En cualquier caso, la reforma del sector energético aprobada en México podría significar un gran impulso para la explotación de los recursos de gas no convencional del país, en la medida que la apertura del sector del petróleo y del gas a las compañías extranjeras aportaría la tecnología necesaria y grandes inversiones de capital.

2.2.5.2.3.- China y Australia irrumpen en el panorama mundial de la producción de gas no convencional

En Australia, la AIE (IEA, WEO 2013) señala que la producción de metano de capas de carbón (*coal bed methane* o CBM) ha constituido hasta la fecha la principal fuente de gas no convencional y que su producción puede aumentar rápidamente tras la finalización de tres plantas de gas natural licuado (GNL) en Gladstone (Queensland) que serán alimentadas por el gas natural no convencional derivado de los lechos de carbón de la cuenca de Surat. Las proyecciones del *New Policies Scenario* (figura 2.39) contemplan que la

producción de metano de capas de carbón en Australia aumente de unos 6×10^9 metros cúbicos (mc) en 2011, a casi 100×10^9 mc en 2035. Para lograr estos objetivos, los operadores deberán prestar especial atención a la gestión del agua, dada su escasez general y la alta dependencia de algunas regiones de las aguas subterráneas y artesianas para las actividades agrícolas y de pastoreo. En este sentido, la decisión de New South Wales a principios de 2013 de prohibir el desarrollo de metano de capas de carbón en un radio de dos kilómetros en zonas residenciales y ciertas áreas rurales constituye un toque de atención para la industria.

Según la IEA (IEA, WEO 2013) en China la producción comercial de metano de capas de carbón alcanzó los 10×10^9 mc en 2011. Sin embargo, la producción está creciendo menos rápidamente de lo previsto, de forma que será difícil alcanzar el objetivo de 30×10^9 mc fijado para 2015. Las proyecciones del *New Policies Scenario* contemplan que el mencionado objetivo se retrase a 2020 (figura 2.39).

Por lo que se refiere al gas de lutita (*shale gas*) el potencial de China es inmenso (ver apartado 2.2.4.2.1) pero los proyectos de producción se encuentran en su mayoría en una fase temprana de exploración, particularmente en la región de Sichuan. Las compañías extranjeras pueden participar en las actividades exploratorias como socios minoritarios de compañías chinas y, en algunos casos, como operadores, con las importantes implicaciones que esto conlleva para la transferencia de tecnología. En cualquier caso, parece improbable que la producción comercial de gas de lutita en China alcance los objetivos gubernamentales fijados en algo menos de $6,5 \times 10^9$ mc en 2015. Las proyecciones del *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, WEO 2013) contemplan que la producción de gas de lutita en China aumente lentamente hasta 2020, para después acelerarse y alcanzar cerca los 120×10^9 mc en 2035 (figura 2.39). Las principales incertidumbres al respecto son geológicas (por ejemplo, en muchos casos las formaciones rocosas de interés se encuentran a más profundidad que en los EE.UU., lo que incrementa los costes de desarrollo) y de accesibilidad (los recursos más prometedores se encuentran en áreas montañosas). Asimismo, la limitada disponibilidad de agua, particularmente en las cuencas de Tarim y Ordos, junto a la ausencia de gasoductos, capacidad de procesado y otras infraestructuras, son factores que pueden dificultar el desarrollo de los recursos de gas de lutita en China.

2.2.5.2.4.- El potencial de Argentina

En un reciente informe del gobierno de EE.UU. (US EIA 2013a), Argentina ocupa el segundo lugar en el ranking mundial en recursos de gas de lutita o *shale gas* (ver apartado 2.2.4.2.1). La formación geológica más interesante es Vaca Muerta, en la Patagonia septentrional. Según la AIE (IEA, WEO 2013) desde un punto de vista geológico las perspectivas de producción son positivas, pero, en la práctica, los obstáculos fiscales, contractuales y políticos podrían ralentizar su desarrollo. Además, se espera que las compañías centren preferentemente su actividad en áreas ricas en petróleo y líquidos, más que en las que contienen recursos de gas seco. Uno de los factores que hasta la fecha ha retardado las inversiones han sido los bajos precios ofertados para la producción. YPF, la nueva compañía estatal, ha aprobado un programa de inversiones de 6.500 millones de dólares destinado a aumentar en un 8% la producción de gas durante el periodo 2013-2017, con cerca del 60% del

incremento de la producción proviniendo de gas de rocas compactas y de lutita (*tight gas* y *shale gas*). Asimismo, YPF ha anunciado acuerdos de colaboración con compañías extranjeras para desarrollar los recursos no convencionales de Vaca Muerta. En el *New Policies Scenario* la AIE (IEA, WEO 2013) asume que si estos acuerdos de colaboración fructifican la producción de gas no convencional en Argentina podría alcanzar en 2035 un volumen cercano a los 50×10^9 metros cúbicos anuales (figura 2.39), a los que habría que sumar otros 40×10^9 metros cúbicos de gas convencional.

2.2.5.2.5.- La incógnita de Europa

Como se ha comentado en los apartados 2.2.4.2 y 2.2.4.2.1, Europa dispone de considerables recursos de los tres tipos de gas no convencional analizados (figura 2.37), pero su desarrollo a gran escala debe superar una serie de condicionamientos geológicos (la complejidad es más alta que en América del Norte) así como la oposición pública y política a la explotación del gas no convencional en muchos países, particularmente en Europa Occidental. Por el momento, resulta incierto pronosticar hasta que medida tales preocupaciones sociales y ambientales condicionaran un endurecimiento de la regulación a escala europea. Por todo ello, en el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) adopta una postura conservadora a la hora de hacer pronósticos sobre la producción durante el periodo 2011-2035 que podría alcanzar algo menos de 20×10^9 metros cúbicos (mc) en 2035 (figura 2.39).

De este volumen, el mayor porcentaje correspondería a Polonia (8×10^9 mc) país que ha sido considerado el más prometedor de Europa para la producción de gas no convencional. Sin embargo, hasta Septiembre de 2013, tras haberse perforado más de 50 pozos, los resultados no han estado a la altura de las expectativas iniciales de la industria, aunque todavía es pronto para juzgar la magnitud y calidad de los recursos explotables ya que hasta 2016 todavía se tienen que perforar alrededor de 200 pozos más.

La AIE, también considera que en 2035 el Reino Unido será capaz de producir 3×10^9 mc de gas no convencional (gas de lutita o *shale gas*). En Junio de 2013, el *British Geological Survey* revisó al alza el potencial de este país, doblando la estimación de recursos previa efectuada para la principal área prospectiva del Reino Unido (Bowland Shale).

Fuera de la Unión Europea, la AIE espera que en 2035, la producción de gas no convencional en Ucrania aumente hasta unos niveles similares a los de la vecina Polonia, aunque las perspectivas se ven ensombrecidas por la agitada situación política que vive el país y el clima de incertidumbre inversora asociado.

2.2.5.3.- ¿Cenit de la producción de gas (*peak gas*)?

Como sucede en el caso del petróleo (ver apartado 2.1.5.4.2) la Agencia Internacional de la Energía asume en sus previsiones (IEA, WEO 2013) que si las inversiones previstas (ver apartado 2.2.7) llegan a tiempo y los países productores se abren a estas, el cenit de la producción global de gas natural, o momento en el que ésta entrará en declino, no se producirá en ningún caso antes del 2035. Una suposición que parece venir avalada por la gran disponibilidad de reservas y recursos, convencionales y no convencionales, que todavía quedan por explotar (ver apartados 2.2.3.1 y 2.2.3.2).

Sin embargo, algunos analistas, como Laherrère (2006) han sugerido que el cenit global de la producción del gas natural, incluyendo tanto el procedente de fuentes convencionales como el obtenido de recursos no convencionales, se alcanzará para una producción acumulada cercana a los 140×10^{12} metros cúbicos, en una fecha próxima a 2030. Otros autores, como Mohr y Evans (2007) sitúan el cenit de la producción convencional en torno a la misma fecha, pero consideran que si a la citada producción se le suma la procedente de fuentes no convencionales, el cenit se retrasaría en unos diez años.

En un trabajo más reciente de Mohr (2010), se consideran tres casos (en función de la estimación de recursos finalmente recuperables³² de la que se parta) y tres pautas de modelización diferentes, concluyendo que en el escenario que contempla el menor volumen de recursos finalmente recuperables, el cenit de la producción total (convencional y no convencional) de gas tendría lugar en 2019, 2026 y 2033, según la modelización que se emplee. En el caso que considera el mayor volumen de tales recursos, los diferentes modelos sitúan dicho cenit entre 2060 y 2062, mientras que la triple modelización para el caso de una base de recursos finalmente recuperable intermedia proyecta el cenit en 2028, 2034 y 2047. Unos resultados que, sin duda, ilustran a la perfección las dificultades e inexactitudes inherentes a cualquier intento de predicción del cenit de la producción.

2.2.6.- PERSPECTIVAS SOBRE EL COMERCIO

2.2.6.1.- Balance entre producción y demanda. El gas no convencional convierte a Australia, EE.UU. y Canadá en exportadores netos. Las importaciones se desplazan de la cuenca Atlántica (con la excepción de Europa) hacia la región de Asia-Pacífico

El comercio inter-regional de gas natural ha aumentado en un 80% en las últimas dos décadas y en el *New Policies Scenario* la IEA (IEA, WEO 2013) prevé que continuara creciendo, aumentando en cerca de $0,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc) durante el periodo 2011-2035, para alcanzar algo menos de $1,1 \times 10^{12}$ mc en 2035 (tabla 2.19). Esto significa que estamos ante un periodo muy dinámico en el comercio internacional de gas, durante el cual cobrarán relevancia creciente algunos nuevos actores, tales como Australia, EE.UU., Canadá y algunos países del África Oriental, que en conjunto plantearán un desafío competitivo a los exportadores clásicos, como Rusia y Qatar.

Según la AIE, en el transcurso del periodo 2011-2035, también asistiremos a un cambio continuado en la dirección del comercio internacional del gas natural, cuyo foco importador se desplazará de la cuenca Atlántica (con la notable excepción de Europa que seguirá siendo la principal región importadora del mundo) hacia la región de Asia-Pacífico, lo que planteará nuevos dilemas para los productores de Eurasia que dependen de las infraestructuras de gasoductos para acceder a los mercados. Asimismo, la AIE atisba signos de que los términos que regirán el comercio internacional - particularmente en el caso del gas natural licuado (GNL)- serán mucho más sensibles a los condicionantes a corto plazo del mercado, con mecanismos innovadores de fijación de precios y menos cláusulas de destino, lo que favorecerá las interconexiones entre los diferentes mercados regionales y

³² Ver apartado 2.1.1.6 para definición de este concepto

propiciará cambios en todo el mundo en los mecanismos de fijación de precios.

	2011		2020		2035	
	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*	Trade (bcm)	Share of demand or output (%)*
OECD	-402	25%	-349	21%	-402	27%
Americas	-11	1%	43	4%	69	6%
United States	-47	7%	15	2%	48	6%
Europe	-248	47%	-288	56%	-390	87%
Asia Oceania	-143	71%	-105	52%	-81	40%
Japan	-117	97%	-117	108%	-123	125%
Non-OECD	415	19%	351	13%	407	12%
E. Europe/Eurasia	179	20%	179	20%	347	30%
Caspian	58	33%	76	37%	143	50%
Russia	197	29%	174	26%	263	33%
Asia	9	2%	-103	16%	-319	31%
China	-29	22%	-130	41%	-212	40%
India	-14	24%	-25	28%	-74	39%
Middle East	120	23%	119	19%	123	15%
Africa	89	44%	127	45%	224	52%
Latin America	19	11%	29	13%	32	10%
Brazil	-10	38%	-7	20%	2	2%
World**	685	20%	804	20%	1 092	22%
European Union	-308	63%	-360	77%	-450	107%

* Imports as a share of primary demand for importing countries; exports as a share of production (output) for exporting regions/countries. ** Total net exports for all WEO regions, not including trade within WEO regions. Notes: Positive numbers denote exports; negative numbers imports. The difference between OECD and non-OECD totals in 2011 is due to stock change and statistical discrepancies.

Tabla 2.19. Comercio neto de gas natural, por gasoducto y como gas natural licuado (GNL) por regiones. Cifras en miles de millones de metros cúbicos. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.2.6.2.- Europa aumenta su dependencia de las importaciones

A pesar de un incremento relativamente modesto de la demanda durante el periodo 2011-2035 (ver apartado 2.2.2.2, tabla 2.15) las necesidades europeas de importación de gas natural crecen fuertemente (tabla 2.19), debido a la caída generalizada (con la excepción de Noruega) de la producción en el continente (ver apartado 2.2.5.1). En el caso de la Unión Europea, el *New Policies Scenario* de la AIE (IEA, WEO 2013) prevé que las necesidades de importación de gas aumenten de algo más de $0,3 \times 10^{12}$ metros cúbicos (mc) en 2011, a $0,45 \times 10^{12}$ mc en 2035 (tabla 2.19, figura 2.41).

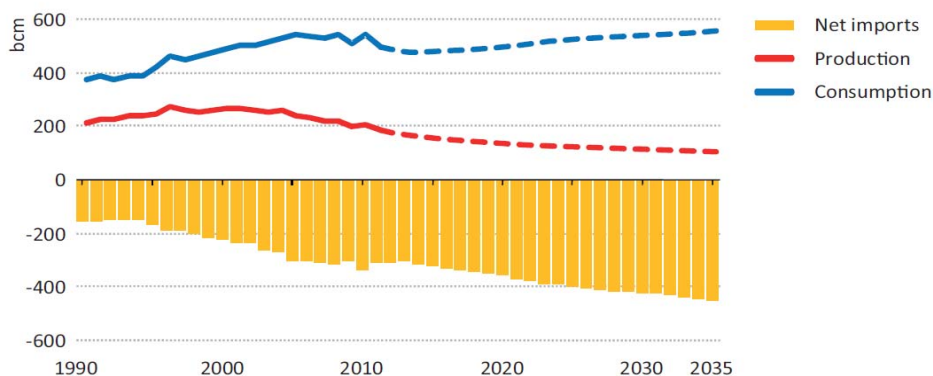


Figura 2.41. Balance producción-demanda e importaciones netas de gas natural en la Unión Europea. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

La AIE considera que Europa está bien situada para asegurarse este suministro desde procedencias diversas. Además de los países que alimentan el mercado internacional del gas natural licuado (GNL), los proveedores incluyen tanto a ciertos exportadores tradicionales, como Noruega (que en 2012 se convirtió en el principal suministrador de gas natural a la UE) Rusia y Argelia, como a nuevos exportadores que buscan conectarse a Europa por gasoducto, como es el caso de Azerbaiyán y quizás Irak, a través de Turquía y el resto del sudeste europeo, vía el *Southern Corridor* (ver apartado 2.2.6.4).

2.2.6.3.- El aumento de la producción en China e India no es suficiente para compensar el aumento de la demanda

Según la AIE (IEA, WEO 2013) la región de Asia-Pacífico está llamada en las dos próximas décadas a experimentar los cambios más profundos en los mercados globales del gas natural, aunque la velocidad y alcance de estos cambios están sujetos a un alto grado de incertidumbre. Al margen de Japón y Corea, que en la actualidad pueden ser considerados mercados maduros, la región citada tiene un gran potencial para aumentar el consumo de gas, especialmente en aquellos países que pretenden diversificar su mix energético y afrontar los temas de la calidad del aire y la contaminación local asociados a la combustión del carbón. Sin embargo, la región de Asia-Pacífico es la que actualmente está pagando los precios más altos del gas comercializado internacionalmente (una situación que según las proyecciones de la AIE tiene pocos visos de cambiar en el futuro) lo que suscita interrogantes sobre la capacidad de compra y de si los objetivos políticos podrán imponerse a los factores económicos, al menos en algunas países.

Japón, Corea y Taiwán, los importadores tradicionales de GNL en Asia, han visto como se les sumaban China, India, Indonesia, Tailandia y, más recientemente Malasia y Singapur. Las proyecciones de la AIE apuntan que los aumentos en las importaciones de gas se dirigirán a estos nuevos consumidores, liderados por China (tabla 2.19, figura 2.42), con unas necesidades de importación que pasan de aproximadamente 30×10^9 metros cúbicos (mc) en 2011 a 212×10^9 mc en 2035, seguida por India que durante el mismo periodo incrementará sus importaciones en 60×10^9 mc (tabla 2.19). Parte de todas estas importaciones serán transportadas por gasoducto a China, pero la mayor parte lo serán por barco, como GNL.

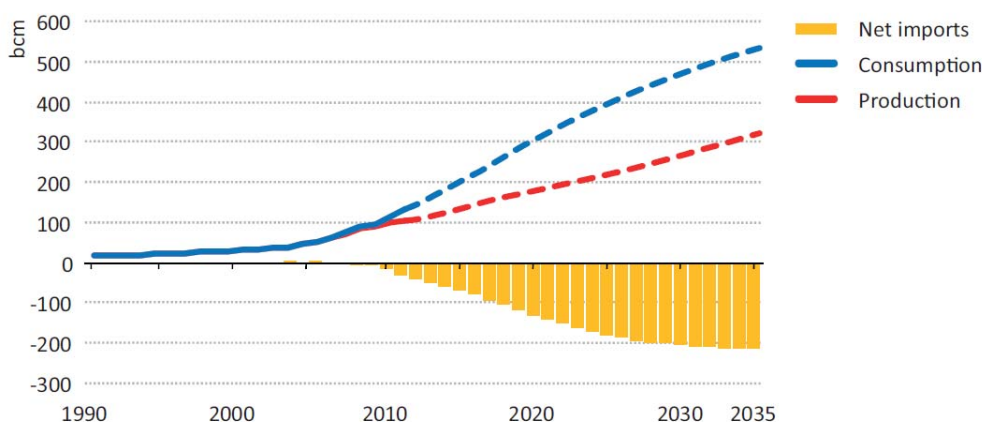


Figura 2.42. Balance producción-demanda e importaciones netas de gas natural en China. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.2.6.4.- El transporte por gasoducto desde Rusia a Europa se estanca para redirigirse hacia China. Azerbaiyán y Turkmenistán cobran protagonismo

En el *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) considera que del incremento en el comercio internacional de gas esperado para el periodo 2011-2035 (cerca de los $0,4 \times 10^{12}$ metros cúbicos, ver tabla 2.19) algo menos de la mitad se llevará a cabo vía gasoducto. Un flujo que no se verá afectado por los desarrollos en la producción de gas no convencional comentada en el apartado 2.2.5.2.

En este campo de las exportaciones por gasoducto, la AIE pronostica que los principales desarrollos se concentrarán en Eurasia. En el caso de los mercados europeos, resulta relevante el anuncio efectuado por el consorcio involucrado en la segunda fase del desarrollo del campo de Shah Deniz, en Azerbaiyán, a propósito de la ruta escogida hacia los mercados. La opción escogida es que tras cruzar Turquía por la *Trans-Anatolian Gas Pipeline* (TANAP), las exportaciones desde Azerbaiyán se encaminen hacia Grecia y Albania, para después dirigirse al sur de Italia vía la *Trans-Adriatic Pipeline* (TAP), con una posible derivación desde Albania hacia Montenegro, Bosnia, Herzegovina y Croacia. Una vez que este gasoducto se haya completado, hacia 2020, se prevé que canalice un flujo cercano a los 10×10^9 metros cúbicos (mc) hacia el sur de Europa, con la posibilidad de que más tarde su capacidad se expanda hasta los 20×10^9 mc por año. La apertura de este corredor meridional (*Southern Corridor*) durante el periodo 2011-2035 permitiría una expansión de las exportaciones desde Azerbaiyán, cuya producción podría aumentar desde los 17×10^9 mc actuales a 47×10^9 mc en 2035, así como, tal vez, las procedentes de otros países, entre los que destaca Irak. Los volúmenes canalizados a través del *Southern Corridor* siguen siendo muy pequeños en comparación a la demanda de gas natural europea, pero en cualquier caso supone un paso adelante en el objetivo de la diversificación y seguridad de suministro.

Por lo que respecta a las exportaciones por gasoducto desde Rusia, la AIE (IEA, WEO 2013) prevé en el *New Policies Scenario* que aumenten solo modestamente durante el periodo 2011-2020, a pesar del incremento potencial de su capacidad exportadora que supondrían los gasoductos denominados *South Stream* y *North Stream*. La AIE cree que el crecimiento de las exportaciones por gasoducto se verá limitado por la posición de Rusia a propósito del mecanismo de fijación de precios en Europa, ya que la defensa a ultranza de un precio indexado al petróleo puede suponer para Rusia una pérdida de mercado. Sin embargo, a partir de 2020 y hasta 2035, la AIE pronostica una nueva expansión de las exportaciones rusas por gasoducto, en la medida que el comercio cambia de orientación en dirección este y se abren nuevas conexiones entre los campos de gas de Siberia Oriental y China.

Este último país, también podría incrementar sus importaciones vía gasoducto desde Asia Central, donde la actual conexión con Turkmenistán podría expandirse hasta alcanzar una capacidad anual próxima a los 60×10^9 mc, así como desde Myanmar, país con el que China inauguró en 2013 una conexión con una capacidad aproximada de 12×10^9 mc por año.

2.2.6.5.- El comercio de gas natural licuado (GNL) se reorganiza por el aumento del consumo interno en Oriente Medio y la aparición de nuevas fuentes de suministro desde Australia, EE.UU. y Canadá

La AIE (IEA, WEO 2013) considera que mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia (ver apartado precedente), el grupo de países exportadores de GNL sufrirá una importante reorganización.

Según la AIE, algunos de los actuales exportadores de GNL ya están experimentando un rápido crecimiento de la demanda interna lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. Esta tendencia es particularmente notoria en Oriente Medio, donde Omán, la Unión de Emiratos Árabes y Abu Dhabi podrían abandonar las filas de los exportadores de GNL, de forma que hacia 2020 tan solo quedarían Qatar y Yemen, a los que tal vez podría unírseles Irak). Otros países que por la misma razón podrían dejar de ser exportadores son Egipto y Trinidad y Tobago.

Por otra parte, el mercado verá como emergen nuevos actores y como algunos de los ya existentes aumentan su cuota de mercado. Según la AIE, a nivel global, en la actualidad existen doce plantas de exportación de GNL en construcción con una capacidad combinada cercana a los 130×10^9 metros cúbicos (mc) por año. Los planes son que esta nueva capacidad esta lista para ser operativa entre 2015 y 2018, aunque la fecha definitiva está muy condicionada a lo que ocurra en Australia, donde se localizan siete de las doce terminales citadas y los proyectos de construcción han experimentado retrasos y notables incrementos de los costes.

Además de Australia, la nueva fuente de aprovisionamiento de GNL podría ser América del Norte. Según las proyecciones de la AIE (IEA, WEO 2013), en EE.UU. la producción está llamada a superar el consumo interno de modo que hacia 2035 las exportaciones netas desde este país casi alcanzarían los 50×10^9 mc (tabla 2.19). Si a estas les sumamos los volúmenes procedentes de Canadá, resultaría que América del Norte estaría en disposición de exportar un volumen de GNL cercano a los 50×10^9 mc hacia 2020 y de 75×10^9 mc en 2035. En cualquier caso, la AIE destaca que estas proyecciones son muy sensibles a pequeños cambios en las previsiones sobre la producción y la demanda, de forma que pequeños cambios en estas pueden tener gran incidencia en el balance comercial final.

Junto al aumento de las exportaciones de GNL desde Australia y América del Norte, la AIE incluye en sus proyecciones algunos nuevos proyectos en curso en África Oriental, así como expansiones de capacidad en algunos exportadores actuales de GNL, entre los que se incluye Rusia. La expansión de capacidad en este último país podría tener un significado especial si, como parece posible, las compañías Rosneft y Novatek consiguen asegurarse los derechos de exportación de GNL a los mercados asiáticos, lo que constituirá la primera brecha en el monopolio exportador de Gazprom. En el transcurso del periodo 2011-2035, la AIE asume los mayores precios de importación de GNL en los mercados de la región de Asia-Pacífico, de modo que este sería el destino más buscado por la mayor parte de los exportadores de GNL, lo que dejaría a Europa en el papel de equilibrar el mercado.

2.2.7.- INVERSIONES REQUERIDAS

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) cubrir las necesidades previstas en el *New Policies Scenario* a propósito de la demanda, el suministro y el comercio global (ver apartados 2.2.2, 2.2.5 y 2.2.6) implica una inversión acumulada para la totalidad del periodo 2012-2035 cercana a los 8,5 billones de dólares (del 2012) lo que equivale a una inversión media anual de unos 370.000 millones de dólares que debe materializarse a lo largo de toda la cadena del gas. Dos tercios de este gasto medio anual, unos 260.000 millones (ver tabla 2.13), corresponderían al sector de exploración y producción (*upstream*), mientras que las redes de transmisión y distribución absorberían un 23%, frente al 9% demandado por las plantas de gas natural licuado (GNL), los buques metaneros y las terminales de regasificación.

Es oportuno señalar que, en los últimos años, las necesidades de inversión en el horizonte 2035 han aumentado considerablemente, en la medida que los costes de capital unitario también lo han hecho, tanto en los sectores de exploración y producción (*upstream*) como en los de transmisión y distribución (*downstream*), en respuesta a un incremento de los precios de la mano de obra, los equipos y las materias primas. Y lo mismo ha sucedido con las plantas de GNL, cuyos costes han aumentado considerablemente.

Como se muestra en la figura (figura 2.43), algo más de la mitad de la inversión comentada debe concretarse en países ajenos a la OCDE, en los que se localiza el mayor crecimiento de la demanda y de la producción. Los Estados Unidos y Canadá, países en los que se prevé un fuerte aumento de la producción, contabilizarían casi un cuarto de las inversiones mundiales.

En opinión de la AIE (IEA, WEO 2013), aunque la cantidad y distribución global de recursos de gas, tanto convencionales como no convencionales, invitan al optimismo (ver apartados 2.2.3 y 2.2.4) no es seguro que las inversiones necesaria para cubrir los requerimientos contemplados en el *New Policies Scenario* acabaran llevándose a cabo. Las principales incertidumbres se localizan particularmente en los grandes proyectos de *upstream* y de transporte (gasoductos y GNL) algunos de los cuales podrían verse retrasados, básicamente por motivos financieros y regulatorios.

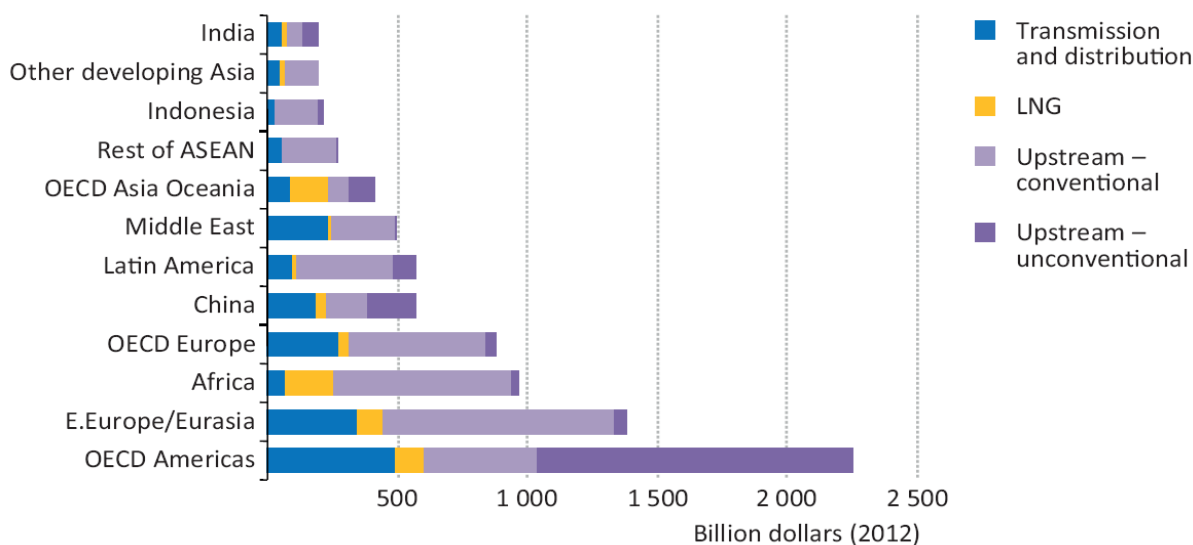


Figura 2.43. Inversiones acumuladas (2012-2035) desglosadas por regiones, necesarias para cubrir el suministro de gas natural proyectado en el *New Policies Scenario*. Cifras en miles de millones de dólares (de 2012). (IEA, WEO 2013)

2.2.8.- PERSPECTIVA SOBRE PRECIOS

A pesar de que el comercio internacional del gas está llamado a expandirse rápidamente (ver apartado 2.2.6) no existe un mercado global para este hidrocarburo, tal y como sucede con el petróleo. En realidad, existen tres grandes mercados regionales, América del Norte, Asia-Pacífico y Europa, cada uno de ellos con diferentes mecanismos de fijación de precios. En Norteamérica, el comercio del gas está basado en una serie de centros (*hubs*) locales y los precios se fijan en función del balance demanda suministro en dichos centros (*gas-to-gas competition*). En cambio, en la región de Asia-Pacífico, el comercio gira en torno a contratos a largo plazo, parcialmente indexados al precio del petróleo, mientras que en Europa, el comercio está evolucionando gradualmente hacia un modelo de fijación de precios similar al norteamericano, aunque en la actualidad cerca de la mitad del comercio está todavía gobernado por contratos a largo plazo. El Reino Unido, constituye una notable excepción dentro de Europa, ya que en dicho país, desde mediados de la década de los noventa, los precios se fijan en base a los fundamentos de mercado.

Como resultado de los diferentes mecanismos de fijación de precios y de los distintos balances entre oferta y demanda, siempre han existido discrepancias en el precio del gas natural entre las tres regiones. Sin embargo, desde mediados de 2008, las diferencias se han acentuado notablemente. Los precios en Norteamérica han caído considerablemente gracias a la reducción de la demanda (consecuencia de la crisis económica) y al espectacular aumento de la producción de gas de lutita o *shale gas* (ver apartado 2.2.5.2.2). Por el contrario, los precios en Asia-Pacífico y, en menor medida, en Europa han aumentado, principalmente a causa de la indexación al petróleo en unos momentos en que el precio del barril se ha mantenido en cotas relativamente altas de forma persistente.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013), en 2012, los precios medios del gas natural en los Estados Unidos eran menos de un cuarto de los europeos y menos de un sexto de los de Japón, aunque en 2013 esta diferencia se había reducido, ya que el precio del gas en el Henry Hub (el principal centro de comercio del gas en Estados Unidos) se había casi duplicado respecto a los mínimos alcanzados a principios de 2012. En cualquier caso, los precios en los Estados Unidos son todavía lo suficientemente bajos para despertar un creciente interés en la exportación de GNL, lo que a su vez suscita interrogantes sobre la sostenibilidad a largo plazo de los mecanismos de fijación de precios del gas natural indexados al petróleo.

La AIE (IEA, WEO 2013) considera que en el transcurso del periodo 2012-2035 todavía persistirán grandes diferencias regionales en el precio del gas, aunque con una cierta tendencia a la convergencia, resultado de un incremento de los suministros de GNL, un aumento del comercio a corto plazo y una mayor flexibilidad operativa (figura 2.44). Todo ello contribuiría a que cualquier variación de precios en una parte del mundo se reflejara más rápidamente en otras, aunque parece improbable que esto fuera suficiente para generar un precio global único para el gas, especialmente si se tienen en cuenta los altos costes asociados con el GNL y el transporte marítimo.

En cada uno de los tres escenarios previstos por la AIE para el periodo 2012-2035, los precios en Norteamérica siguen siendo los más bajos, reflejando la abundancia de recursos no convencionales con costes de

producción relativamente modestos (ver apartados 2.2.3.2, 2.2.4.2.1 y 2.2.5.2.2). Sin embargo, dichos precios aumentarían en términos absolutos y en relación a otras regiones, particularmente hacia las postrimerías del periodo proyectado, a medida que los costes de producción del gas no convencional se incrementan y la indexación con el petróleo se relaja gradualmente en otros mercados, particularmente en Europa, donde se espera una renegociación de los contratos a largo plazo cuando estos vayan expirando. Como se muestra en la figura 2.44, en el *New Policies Scenario*, los precios del gas en Norteamérica se sitúan en 2035 en torno a los 6,8 dólares (de 2012) por cada millón de Btu³³ (MBtu), mientras que en Europa sería de 12.7 dólares por MBtu y en Asia-Pacífico de 14.9 dólares por MBtu.

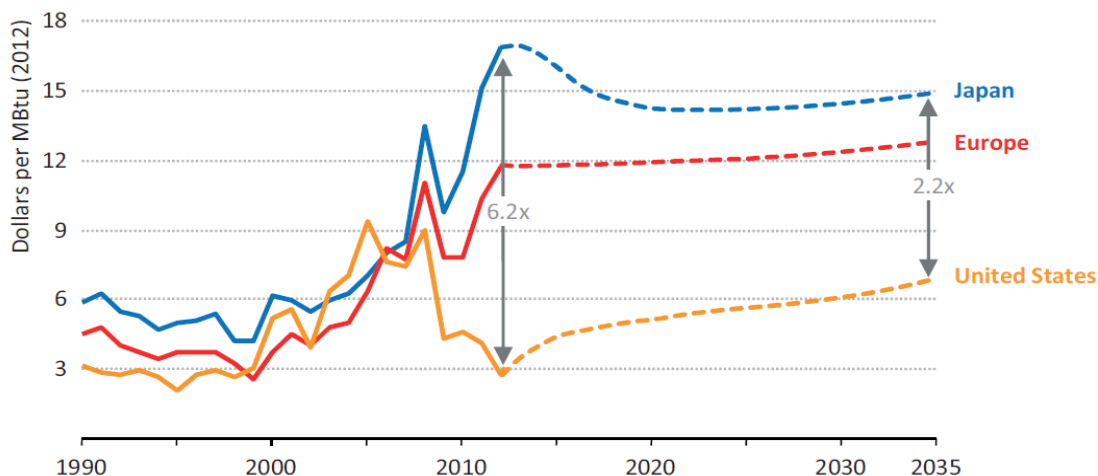


Figura 2.44. Precios del gas natural en dólares (de 2012) por cada millón de Btu. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Es importante destacar que la AIE (IEA, WEO 2013) considera que estas variaciones regionales en el precio del gas tendrán consecuencias particularmente negativas para la competitividad industrial de Europa y Japón. En muchas economías emergentes, particularmente en Asia, el fuerte crecimiento de la demanda interna de productos intensivos en energía impulsará ligeramente al alza la manufactura de tales productos y la expansión de su exportación. EE.UU. con precios de la energía relativamente más bajos, experimentaría un ligero aumento en su porcentaje de participación en las exportaciones mundiales de bienes de consumo energéticamente intensivos. Sin embargo, la participación de la UE declinaría en diez puntos porcentuales en comparación con los niveles actuales, mientras que Japón perdería tres.

2.3.- CARBON

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Key World Energy Statistics*, 2013), en 2011:

- 1) El carbón representó el 28,8% del suministro mundial de energías primarias y el 10,1% del consumo mundial de energía final.
- 2) Por sectores, el consumo mundial de carbón se desglosó del siguiente modo:
 - 80,7: industria

³³ 1 dólar por millón de BTU (*British Thermal Units*) equivale aproximadamente a 0,035 dólares por metro cúbico

- 14,6%: agricultura, servicios públicos y comerciales, residencial y otros usos
- 4,3%: usos no-energéticos
- 0,4%: transporte

Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía señala que en 2011 el carbón representó el 41,3% de la generación eléctrica global, frente al 21,9% del gas natural, el 15,8% de la hidráulica, el 11,7% de la nuclear, el 4,8% de los derivados del petróleo, y el 4,5% de las renovables (excluyendo la hidráulica).

2.3.1.- DEFINICIONES Y OTRAS CUESTIONES TECNICAS PRELIMINARES

2.3.1.1.- Tipos de carbón en base a criterios geológicos y geoquímicos

El termino carbón designa una amplia variedad de combustibles orgánicos en estado sólido y de composición muy diversa. Desde una perspectiva geológica y geoquímica, el carbón se clasifica en base a su rango, su poder calorífico, contenido en volátiles, la composición de su contenido en residuos sólidos y su grado de humedad.

El **rango del carbón** varía según el grado de transformación sufrida por la materia orgánica original, informándonos, a grosso modo, de la edad del carbón. En los países de habla inglesa, en orden creciente de transformación, es decir, de bajo a alto rango, se diferencian: lignito (*brown coal*), carbón sub-bituminoso (*sub-bituminous coal*), carbón bituminoso (*bituminous coal*) y antracita (*anthracite*). Como puede verse en la figura 2.45, dicha terminología varía por países y regiones.

El proceso de transformación de los diferentes tipos de carbón se inicia con la evolución de la materia orgánica a turba (*peat*) que, a su vez, tras ser sometida a un aumento gradual de temperaturas y presiones durante su enterramiento en el subsuelo, pasa a convertirse en el devenir del tiempo geológico en lignito. A medida que el tiempo sigue discurriendo y las condiciones de presión y temperatura continúan aumentando, el lignito incrementa su madurez, adquiere un color más oscuro y una mayor dureza, evolucionando a carbón sub-bituminoso. Si el proceso de transformación descrito continua, se producen más cambios físicos y químicos conducentes a la generación de carbón bituminoso y, posteriormente, a la formación de antracita, un carbón muy duro, de un intenso y brillante color negro, que nos marca el final del largo proceso de transformación de la materia orgánica en los diferentes tipos de carbonos.

Las propiedades del carbón varían de acuerdo con su rango. Así, a medida que aumenta este, también lo hacen la reflectividad, la dureza, el contenido en carbono y el poder calorífico. Por contra, el contenido en oxígeno y materias volátiles, así como el grado de humedad, descienden con el rango, mientras que otras propiedades, tales como el contenido en azufre, nitrógeno y en cenizas son independientes del rango.

2.3.1.2.- Tipos de carbón en base a criterios comerciales


Desde un punto de vista comercial, la Agencia Internacional de la Energía subdivide el carbón en tres categorías, cuyas equivalencias con las diferenciadas en el apartado 2.3.1.1 pueden consultarse en la figura 2.45:

1) **Carbón-vapor o carbón térmico (*steam coal*)**, es aquel principalmente utilizado para producir calor o vapor en las centrales de

generación eléctrica (70%) y en menor proporción en la industria (15%). Este tipo de carbón, que representa el 80% del total de la demanda global de carbón, no tiene la suficiente calidad para ser empleado en la industria siderúrgica para la manufactura del acero.

2) **Carbón de coque (*coking coal*)** un tipo de carbón cuya composición resulta especialmente adecuada para la fabricación de acero, por su condición de reductor químico y fuente de calor. Este carbón representa aproximadamente el 15% de la demanda global.

3) **Lignito (*lignite*)**, una variedad de carbón de bajo rango (ver 2.3.1.1) bajo contenido energético y por lo general con un alto grado de humedad, que hacen que su transporte a gran distancia no resulte económicamente viable. En la actualidad, más del 90% del lignito se utiliza en el sector de generación eléctrica. El lignito, que en las estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía también incluye a la turba (o *peat*, ver apartado 2.3.1.1) representa aproximadamente el 5% de la demanda global de carbón.

Subdivisions and classifications	Increasing coal rank 			
International conventional classification	lignite	hard coal		
Germany and countries to the east	brown coal		hard coal	anthracite
English-speaking areas	lignite	sub-bituminous coal	bituminous coal	anthracite
International Classification of In-Seam Coals (UNECE, 1998)	lignite	sub-bituminous coal	bituminous coal	anthracite
Commercial classification according to intended use	steam coal		steam coal	
			coking coal	anthracite
			PCI coal	PCI coal

Note: PCI = pulverised coal injection. PCI coal is used in steel production.

Source: BGR, 2009.

Figura 2.45. Clasificación del carbón según su rango y comparación entre diferentes subdivisiones estándares (IEA, *Resources to Reserves*, 2013). Fuente: BRG (2009)

2.3.2.- PERSPECTIVA SOBRE LA DEMANDA Y EL COMERCIO

2.3.2.1.- Escenarios y tendencias globales

En la última década, el uso del carbón se ha incrementado de forma notable a escala global (figura 2.46), impulsado por una expansión de la actividad económica sin precedentes (expansión a la que este combustible fósil ha contribuido de manera destacada), así como por la necesidad de reducir los niveles de pobreza en los países en vías de desarrollo.

No puede pasarse por alto que el carbón ha aportado cerca de la mitad del incremento en la demanda global de energía primaria experimentado durante la década 2002-2012. Sin embargo, tampoco puede olvidarse que su uso presenta serios inconvenientes, especialmente si dicho uso se hace de manera ineficiente, ya que el carbón es una fuente de contaminación local del aire y, en la medida que es el combustible fósil más intensivo en carbono, es el

mayor contribuyente al aumento de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía (ver apartado 2.4 y 2.4.2).

Por esta razón, el crecimiento de la demanda futura de carbón depende de manera crítica de las actuaciones que los gobiernos tomen para solucionar los dos problemas medioambientales citados, sin por ello debilitar su seguridad energética, comprometer su desarrollo económico o postergar sus aspiraciones a mejorar el acceso a una fuente moderna de energía. En este contexto, las amplias divergencias existentes en los tres escenarios de futuro contemplados por la AIE (IEA, WEO 2013), especialmente acentuadas a partir de 2020 (ver tabla 2.20), básicamente evidencian el grado de compromiso adoptado por las políticas energéticas para promover la eficiencia, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad local del aire. Es decir, que las diferencias entre escenarios reflejan la importancia concedida al uso del carbón (muy particularmente en el sector de generación de electricidad) como un factor clave en las políticas energéticas y de lucha contra el cambio climático.

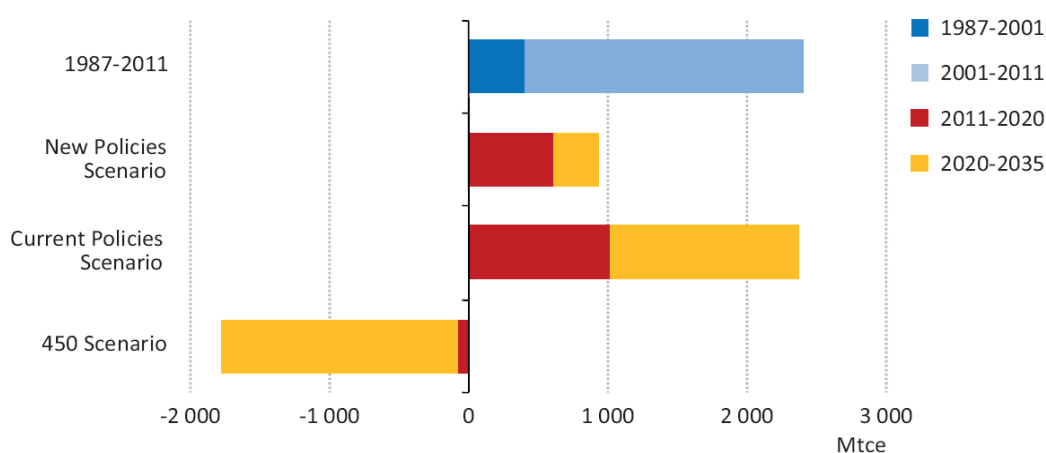


Figura 2.46. Cambios en la demanda mundial de carbón, históricos y por escenario (ver tabla 2.20). (IEA, WEO 2013)

Tal y como se recoge en la tabla 2.20, la AIE (IEA, WEO 2013) prevé en su *New Policies Scenario*³⁴, que la demanda global de carbón aumente a un ritmo medio del 0,7% anual durante el periodo 2011-2035. Esta tasa de crecimiento supone una marcada ralentización en comparación con el 2,5% de media anual experimentado en el transcurso de los últimos veinticinco años. En el escenario comentado, la demanda de carbón crece de cerca de 5.390 millones de toneladas equivalentes de carbón³⁵ (Mtce) en 2011, a 6.325 Mtce en 2035, con cerca de dos tercios de este incremento concentrado entre 2011 y 2020, ya que con posterioridad a esta última fecha el ritmo anual medio de crecimiento cae al 0,4%. En este escenario, casi tres cuartas partes del incremento global de la demanda de carbón provendrán del sector de la electricidad, incluso a pesar de que, como resultado de que muchos países diversificarán su mix de generación, el porcentaje de participación de este combustible en la producción global de electricidad declina en ocho puntos. En cualquier caso, el *New Policies Scenario* contempla que en 2035 el carbón siga

³⁴ Este asume que los países cumplirán todos los compromisos contraídos hasta la fecha en materia de lucha contra el cambio climático

³⁵ Una tonelada equivalente de carbón es igual a 7 millones de kilocalorías o a 0,7 toneladas de equivalente de petróleo

siendo el combustible más usado por el sector eléctrico, con un porcentaje de participación del 33%. En este escenario, la demanda se incrementa fuertemente en los países en vías de desarrollo no integrados en la OCDE, compensando de sobras la caída de la demanda en el conjunto de la OCDE (tabla 2.20, ver apartado 2.3.2.2).

				New Policies		Current Policies		450 Scenario	
		1990	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	Demand	1 543	1 518	1 469	1 156	1 524	1 502	1 264	627
	Production	1 533	1 397	1 430	1 300	1 536	1 697	1 215	691
Non-OECD	Demand	1 643	3 872	4 533	5 170	4 880	6 262	4 043	2 992
	Production	1 661	4 101	4 573	5 026	4 868	6 066	4 092	2 928
World	Demand	3 186	5 391	6 003	6 326	6 404	7 764	5 307	3 619
	Steam coal	2 244	4 220	4 689	5 152	5 049	6 440	4 067	2 712
	Coking coal	542	858	993	929	1 025	1 017	959	810
	Lignite	400	313	321	246	330	307	281	97
	Production	3 194	5 498	6 003	6 326	6 404	7 764	5 307	3 619
	Inter-regional trade*	309	900	1 152	1 261	1 295	1 649	958	635
	Steam coal	162	652	850	922	975	1 276	672	383
	Coking coal	186	255	316	348	331	388	300	267

* Total net exports for all WEO regions, not including trade within regions. Notes: Historical data for world demand differ from world production due to stock changes. Lignite also includes peat.

Tabla 2.20. Demanda, producción y comercio de carbón por escenario. Cifras en millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce). (IEA, WEO 2013)

El *Current Policies Scenario*³⁶ contempla menos restricciones impuestas por la política sobre cambio climático y, como resultado, la demanda de carbón aumenta dos veces más rápido que en el *New Policies Scenario*, conduciendo a un incremento total entre 2011 y 2035 cercano a los 2.375 Mtce, una cifra tan solo ligeramente inferior a lo acontecido en los últimos veinticinco años. En los países de la OCDE, en 2035, la demanda en este escenario tan solo habrá disminuido de manera anecdótica en relación a los niveles de 2011 (tabla 2.20) mientras que el fuerte crecimiento de la demanda en los países ajenos a dicha organización conducen a que, poco después de 2020, el consumo global de carbón supere al del petróleo, de modo que el carbón se erigiría en el principal combustible fósil del mix energético mundial.

Por su parte, el *450 Scenario*³⁷, pronostica una caída en la demanda de carbón del 33% en el transcurso del periodo 2011-2035, lo que significaría un retorno al nivel de demanda de comienzos de este siglo. En consecuencia, la participación del carbón en el mix energético global declina en doce puntos porcentuales, situándose en torno al 17% en 2035. En este escenario, la demanda de carbón por el sector eléctrico descendería a cerca de la mitad a lo largo del periodo 2012-2035, de modo que en esta última fecha dicho combustible tan solo contribuiría a un 14% de la generación eléctrica global, frente al 33% del *New Policies Scenario*. Un dato interesante del *450 Scenario*

³⁶ Un escenario de *business as usual*

³⁷ Un escenario capaz de evitar un aumento de más de 2° C de la temperatura global a largo plazo y, por tanto, el único compatible con los objetivos de lucha contra el cambio climático

es que este contempla que cerca del 60% de la electricidad generada a partir de la combustión del carbón provenga de plantas dotadas de la tecnología de captura y almacenamiento del carbono (*carbon capture and storage* o CCS).

En los tres escenarios comentados (tabla 2.20) la demanda de carbón térmico varía más que la de carbón de coque, debido a que el primero se utiliza principalmente en la generación de electricidad, un sector que es el más afectado por las políticas diseñadas por los gobiernos para combatir la contaminación del aire y el cambio climático. En el *New Policies Scenario*, el uso del carbón térmico en 2035 representa solo cuatro quintas partes del proyectado en el *Current Policies Scenario*, pero casi el doble de lo contemplado en el *450 Scenario*.

El comercio internacional de carbón térmico es el que presenta diferencias más notables en los tres escenarios (tabla 2.20) ya que, en relación al total de la demanda, el volumen comercializado de este tipo de carbón es muy pequeño (15%) y, en consecuencia, pequeños cambios en el consumo o el suministro pueden afectar su comercio de forma desproporcionada. En el *Current Policies Scenario*, entre 2001 y 2020, el comercio de carbón térmico entre las principales regiones se incrementa cerca de un 50%, para después continuar aumentado de forma constante, de manera que en 2035 el comercio casi se ha duplicado respecto a los niveles de 2011. En contraposición, en el *New Policies Scenario*, el comercio de carbón térmico crece un 30% durante el periodo 2011-2020, pero después se ralentiza. Y en el *450 Scenario*, dicho comercio alcanza un máximo cercano a los 765 Mtce en 2015, para posteriormente caer hasta aproximadamente la mitad de esa cifra en 2035.

Por lo que respecta al comercio del carbón de coque, como este tipo de carbón no resulta fácilmente sustituible en sus aplicaciones industriales, tanto su demanda como su comercio se ven relativamente poco afectadas por las políticas gubernamentales. Según las proyecciones de la AIE (IEA, WEO 2013) en los tres escenarios comentados, el comercio de esta categoría de carbón alcanza en 2035 un porcentaje cercano al 35% de su demanda global e incluso en el *450 Scenario*, el escenario más respetuoso con el medio ambiente, el comercio de carbón de coque permanece en valores cercanos al del 2011.

2.3.2.2.- Tendencias regionales

En su *New Policies Scenario*, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) prevé que las tendencias en la demanda de carbón diverjan de manera significativa según las regiones (figura 2.47). En los países de la OCDE, dicha demanda sufre una notable caída entre 2011 y 2035, con un descenso que se acelera con posterioridad a 2020, a medida que las renovables y el gas natural incrementan su porcentaje de participación en la generación de electricidad en Europa, Estados Unidos y Asia-Oceanía.

Según la AIE, en Europa, el consumo de carbón cae abruptamente, de modo que en 2035 tan solo representará el 57% de los niveles alcanzados en 2011, cubriendo en 2035 alrededor de un 11% de las necesidades de electricidad de los países europeos de la OCDE, frente al 25% actual. El papel del carbón se reduce significativamente por el crecimiento de las renovables y el cierre de las plantas de carbón obsoletas, lo que tiene lugar a un ritmo más rápido del implicado en la construcción de otras nuevas.

Por lo que se refiere a Estados Unidos, la AIE pronostica que la demanda de carbón disminuirá a un ritmo más modesto que en Europa, aunque el

descenso se acelerará a partir de 2020, a medida que la clausura de las viejas plantas de carbón abra camino a las renovables y plantas de ciclo combinado. Las previsiones sobre Japón son que en este país la generación eléctrica a partir de carbón también retroceda de forma notoria en favor de las renovables.

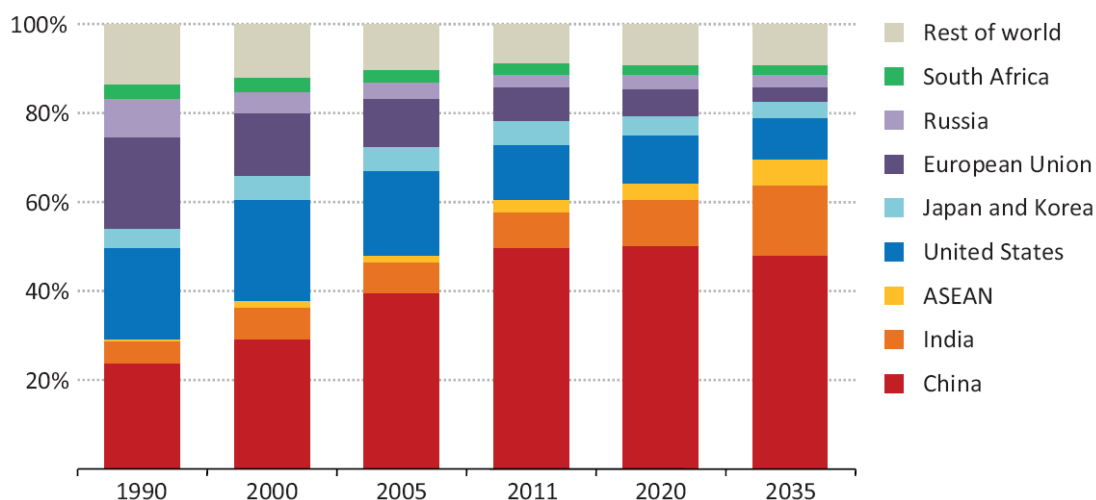


Figura 2.47. Evolución de la demanda de carbón en las principales regiones. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Por lo que respecta a los países ajenos a la OCDE, las proyecciones apuntan a que la demanda de carbón continuará aumentando en el *New Policies Scenario*, aunque a un ritmo mucho más lento que en las últimas dos décadas (ver tabla 2.21). China e India, cuyo subsuelo alberga grandes recursos con unos costes de extracción relativamente bajos (ver apartado 2.3.7), continuaran siendo los principales países consumidores de carbón, de forma que su participación combinada en el porcentaje mundial de consumo de este combustible pasa de un 58% en 2011, a un 64% en 2035. Sin embargo, en cada uno de estos países, las tendencias difieren marcadamente reflejando en parte su diferentes niveles de desarrollo económico. En China, como consecuencia de un menor crecimiento de la demanda de electricidad, así como de la mayor participación de otros combustibles en la generación de esta, el crecimiento en el consumo de carbón se desacelera entre 2020 y 2030, para posteriormente estabilizarse hacia 2035 (figura 2.47 y tabla 2.21). Por el contrario, en India, el consumo de carbón crece de forma continuada en el transcurso del periodo 2011-2035, en línea con un fuerte crecimiento de la demanda de electricidad. Como se observa en la figura 2.47 y en la tabla 2.21, antes de 2025, India habrá desplazado a Estados Unidos como el segundo consumidor mundial. De la mencionada figura y tabla también merece la pena destacar que los países integrados en la ASEAN habrán triplicado en 2035 su consumo colectivo de carbón, doblando para dicha fecha el de la Unión Europea.

2.3.2.3.- Tendencias sectoriales

Tradicionalmente, a escala global, el sector de generación eléctrica ha sido un importante y creciente consumidor de carbón (IEA, WEO 2013). Entre 1990 y 2011, el porcentaje de participación del uso del carbón en dicho sector aumento del 53% al 63%. En el *New Policies Scenario* esta tendencia se ralentiza considerablemente, de modo que entre 2011 y 2035 el último

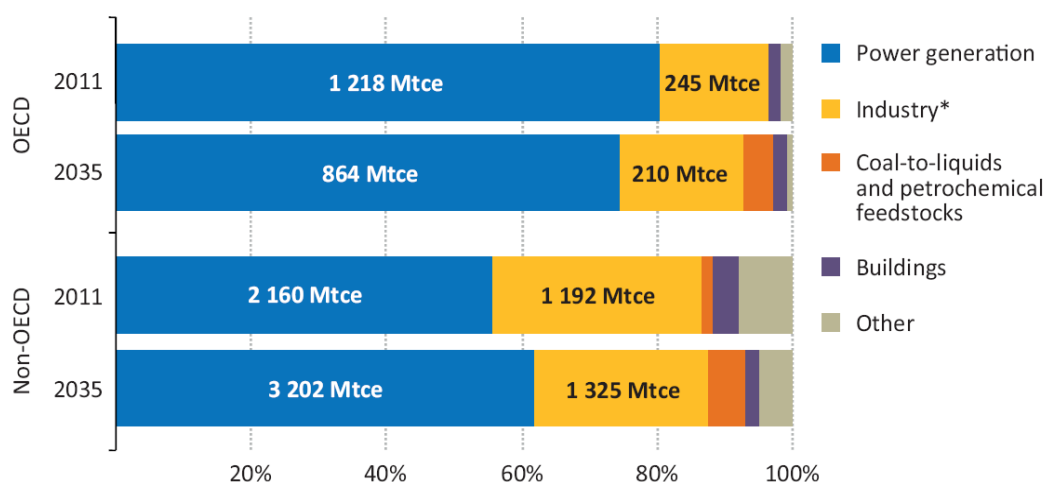
porcentaje citado se incrementa tan solo marginalmente. Este hecho es el resultado de que la rápida caída del consumo en los países de la OCDE (figura 2.48) se ve contrarrestada por un continuo aumento en los países en vías de desarrollo ajenos a dicha organización.

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 543	1 518	1 469	1 369	1 262	1 156	-362	-1.1%
Americas	701	734	714	683	649	631	-103	-0.6%
United States	657	684	657	625	598	587	-97	-0.6%
Europe	645	445	408	351	302	253	-193	-2.3%
Asia Oceania	198	339	347	335	311	272	-67	-0.9%
Japan	109	153	157	153	149	140	-13	-0.4%
Non-OECD	1 643	3 872	4 533	4 792	4 993	5 170	1 298	1.2%
E. Europe/Eurasia	525	329	334	337	338	346	17	0.2%
Russia	273	166	165	170	171	175	9	0.2%
Asia	991	3 355	3 974	4 211	4 403	4 561	1 206	1.3%
China	762	2 666	3 026	3 094	3 095	3 050	384	0.6%
India	148	465	607	713	840	972	507	3.1%
ASEAN	18	129	224	275	331	399	269	4.8%
Middle East	1	4	6	7	7	8	4	2.7%
Africa	106	152	176	185	188	194	41	1.0%
South Africa	95	140	151	155	153	154	14	0.4%
Latin America	21	32	44	52	58	61	30	2.8%
Brazil	14	22	27	30	32	34	12	1.9%
World	3 186	5 391	6 003	6 160	6 255	6 326	936	0.7%
European Union	651	409	356	300	250	207	-202	-2.8%

* Compound average annual growth rate.

Tabla 2.21. Demanda de carbón por regiones. Cifras en millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce). *New Políticas Scenario* (IEA, WEO 2013)

El uso industrial del carbón, incluido su transformación en altos hornos y hornos de coque, contabiliza la mayor parte del consumo restante de carbón. En el *New Políticas Scenario*, el uso de este combustible en la industria continua expandiéndose rápidamente hasta 2020, para después empezar a declinar, debido a que con posterioridad a dicha fecha la producción mundial de acero se estabiliza en China (a partir de 2030) y los países ajenos a la OCDE empiezan a replicar las medidas previamente aplicadas en los países industrializados, que incluyen la sustitución del carbón por otras fuentes energéticas y una mejora de la eficiencia. En conjunto, el porcentaje de participación de la energía suministrada a la industria por el carbón desciende globalmente de un 27% en 2011, a un 24% en 2035, con la producción de hierro y acero acaparando la mayor parte del consumo, aunque, en el futuro, se espera un aumento significativo del uso del carbón como materia prima en la industria petroquímica y en las plantas de transformación de carbón a líquidos (*coal to liquids* o CTL) especialmente en China (ver apartados 2.1.1.3, 2.1.3.6 y 2.1.5.3).



* Includes own use and transformation in blast furnaces and coke ovens.

Figura 2.48. Evolución de la demanda de carbón por los principales sectores industriales y por regiones. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

2.3.3.- ESTIMACION DE LOS RECURSOS Y RESERVAS GLOBALES

Pese a las recientes adiciones de recursos no convencionales de petróleo y gas (ver apartados 2.1.3 y 2.2.3) el carbón es el combustible fósil más abundante y más ampliamente distribuido geográficamente, de modo que sus recursos son más que suficientes para cubrir cualquier plausible nivel de demanda en las próximas décadas. Para hacerse una idea de la importancia de este combustible, resulta oportuno constatar que según la AIE (IEA, WEO 2013), a escala global, el carbón representa el 55% de todas las reservas probadas³⁸ de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) y que los recursos de carbón son veinte veces mayores que sus reservas, constituyendo el 90% de todos los recursos de combustibles fósiles por explotar en el mundo³⁹.

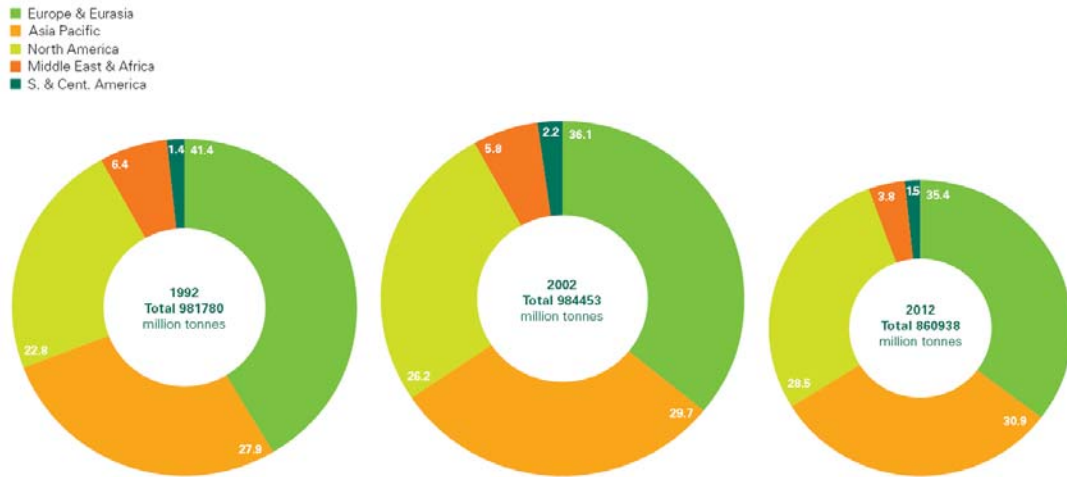
Según BRG (2012), a finales de 2011, las reservas probadas globales totalizaban $1,04 \times 10^{12}$ toneladas, de las cuales tres cuartas partes corresponderían a carbón térmico y carbón de coque y el resto a lignitos (ver apartado 2.3.1). En 2011, las reservas probadas mundiales aumentaron en 35×10^9 toneladas, mientras que la producción rondó los $7,7 \times 10^9$ toneladas, gracias a las adiciones provenientes principalmente de Australia, África del Sur e Indonesia.

BP (2013) da unas cifras de reservas probadas inferiores a las anteriormente comentadas, situándolas, a finales de 2012, en $0,86 \times 10^{12}$ toneladas, de las cuales el 53% correspondería a lignitos y carbones sub-bituminosos y el resto a carbones bituminosos y antracitas (ver apartado 2.3.1). Para BP, al ritmo de producción de 2012, las reservas probadas aseguran el consumo mundial durante 109 años. Otro dato interesante, también recogido en el informe de BP, es que tanto las cifras de reservas probadas globales (figura 2.49), como la relación reservas/producción (que nos informa de la

³⁸ Volúmenes de existencia demostrada que, con razonable certeza, resultan técnica y económicamente explotables a los precios de hoy en día.

³⁹ El lector interesado puede encontrar un detallado análisis de los recursos de carbón y de sus tecnologías de producción en el *World Energy Outlook 2011* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2011).

disponibilidad de un combustible en número de años) han caído desde 2002 a 2012, pasando de $0,98 \times 10^{12}$ a $0,86 \times 10^{12}$ toneladas. Es posible que esta caída refleje el aumento experimentado por la demanda en los últimos años (ver apartado 2.3.2) pero tal vez refleje más una falta de incentivos para aumentar las reservas. En este sentido, en ausencia de motivos económicos para incrementar las reservas a largo plazo, es posible que la relación reservas/producción descienda aún más en el futuro.

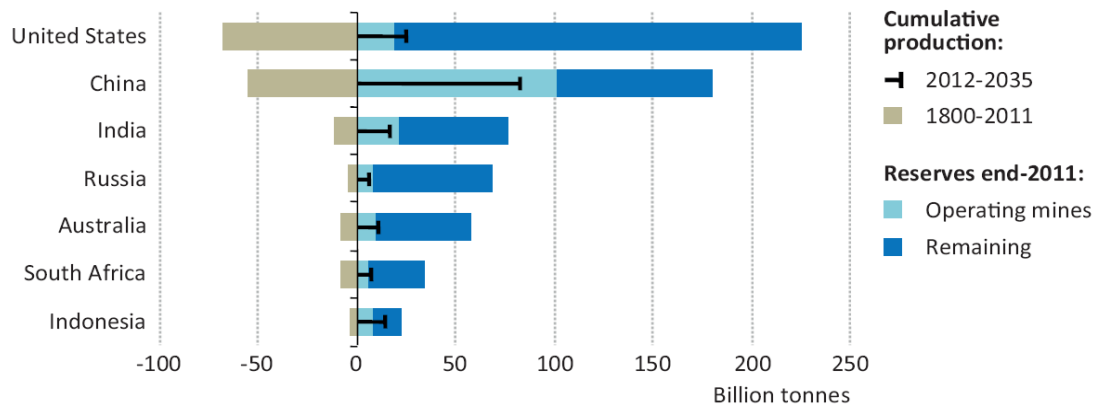


Source: Survey of Energy Resources 2010, World Energy Council.

Figura 2.49. Evolución de las estimaciones de reservas probadas de carbón desde 1992 a 2012 y distribución geográfica de las mismas por regiones (en porcentajes). (BP, 2013)

2.3.4.- DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE RECURSOS Y RESERVAS

Las reservas y recursos de carbón están ampliamente distribuidas por el mundo⁴⁰, de manera que treinta y dos países tienen unas reservas superiores a 1000×10^6 toneladas (un nivel similar al del comercio anual internacional) y veintiséis países tiene recursos superiores a 10×10^9 (BGR, 2012).



Sources: Etemad, *et al.* (1991); BGR (2012); Wood Mackenzie databases; IEA analysis.

Figura 2.50. Reservas y producción acumulada de los principales países productores de carbón de coque y de carbón término durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de toneladas. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

⁴⁰ Para un listado detallado de las reservas probadas de carbon por países y regiones, véase: *BP Statistical Review of World Energy June 2013*, pp 6-7, (<http://www.bp.com>)

Según BP (2013), Estados Unidos (27,6% del total global), Rusia (18,2%) y China (13,3%) encabezan el ranking mundial, seguidos a cierta distancia por Australia (8,9%), India (7%), Alemania (4,7%), Ucrania y Kazajstán (3,9% cada uno) y África del Sur (3,5%). En conjunto, los países industrializados de la OCDE atesoran el 44% de las reservas probadas mundiales y la UE el 6,5%.

La AIE (IEA, WEO 2013) considera que en los principales países productores (ver apartado 2.3.5), las reservas probadas exceden confortablemente la producción proyectada para 2035 en el *New Policies Scenario* (figura 2.50).

2.3.5.- PERSPECTIVA SOBRE LA PRODUCCION

Según BP (2013), a finales de 2012, la producción de carbón en el mundo estaba encabezada por China (con el 47,5% del total global), seguida a mucha distancia por Estados Unidos (13,4%) y por Australia (6,3%), Indonesia (6,2%), India (6%), Rusia (4,4%), África del Sur (3,8%), Colombia (1,5%), Kazajstán (1,5%), Polonia (1,5%), Alemania (1,2%) y Ucrania (1,2% cada uno). La región del Asia-Pacífico representa el 67,8% de toda la producción mundial, frente al 25,3% de la OCDE y el 4,3% de la UE.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) considera que a pesar de que la producción de carbón no se verá limitada por la abundancia de recursos durante muchas décadas, los costes en términos reales del suministro probablemente mostrarán una tendencia alcista, debido al aumento de precio de los explosivos y de los combustibles utilizados en el proceso de extracción (cuyo coste está estrechamente ligado a los precios del petróleo) así como a los mayores costes laborales. El desarrollo minero en las regiones más remotas o subdesarrolladas, donde los costes de infraestructura y transporte tienden a ser más altos, también impulsará al alza los costes del suministro de carbón.

Durante el período 2009-2011, los precios del carbón térmico subieron abruptamente, contrarrestando los crecientes de producción e incentivando las inversiones en minería, procesamiento e infraestructuras de transporte (ver apartado 2.3.7). Sin embargo, desde 2011, los precios del carbón térmico han caído mientras que los costes han continuado subiendo (acelerándose incluso en algunos países), lo que ha desincentivado la inversión. Si no mejoran de forma significativa la productividad, la perspectiva de continuidad de unos bajos precios de mercado y de unos costes al alza, puede traducirse en algunos países en un estancamiento de la inversión y del crecimiento de la producción. Además, la demanda de carbón y las inversiones pueden también verse afectadas negativamente por posibles prohibiciones a la exportación, así como por la adopción de políticas ambientales más rigurosas.

En el *New Policies Scenario*, que asume una implementación cautelosa de medidas encaminadas a combatir el cambio climático, así como una mayor competencia en el sector eléctrico entre el gas natural y el carbón, la AIE (IEA, WEO 2013) pronostica que los precios de importación del carbón térmico aumentarían desde 99 dólares por tonelada en 2012, a 106 dólares (de 2012) en 2020, para después ascender lentamente hasta los 110 dólares en 2035.

Como se muestra en la tabla 2.22, en el citado escenario, las previsiones de producción entre los países de la OCDE y los que no pertenecen a esta organización difieren marcadamente entre sí. En los países industrializados de la OCDE la producción de carbón crece modestamente hasta 2020, para

después caer de manera continuada hasta 2035. Durante el periodo 2011-2035, los países europeos de la OCDE experimentan una reducción a la mitad en su producción de carbón, reflejando la eliminación de los subsidios a la minería en algunos países, así como una escalada de costes en aquellas explotaciones de carbón que han estado produciendo durante muchas décadas. Asimismo, durante el periodo comentado, Estados Unidos, de lejos el mayor productor de carbón de los países de la OCDE, experimenta un lento descenso del 0,7% anual en la producción. Aunque algunas cuencas maduras de carbón en los Estados Unidos están ya experimentando un aumento de los costes de explotación, todavía existen grandes cantidades de carbón extraíbles a costes relativamente bajos (figura 2.51). Por lo que se refiere a Australia, la producción crece en casi un 50% entre 2011 y 2035, impulsada por el aumento de las exportaciones.

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 533	1 397	1 430	1 384	1 343	1 300	-97	-0.3%
Americas	836	826	797	768	728	700	-126	-0.7%
United States	775	766	735	708	674	653	-113	-0.7%
Europe	526	248	218	180	151	123	-125	-2.9%
Asia Oceania	171	323	415	435	464	478	154	1.6%
Australia	152	318	410	431	459	473	155	1.7%
Non-OECD	1 661	4 101	4 573	4 776	4 912	5 026	925	0.9%
E. Europe/Eurasia	533	429	448	437	433	432	3	0.0%
Russia	275	257	269	264	261	258	1	0.0%
Asia	952	3 377	3 755	3 945	4 069	4 162	785	0.9%
China	741	2 605	2 779	2 860	2 871	2 835	230	0.4%
India	150	360	392	451	527	624	263	2.3%
Indonesia	8	296	449	489	519	549	254	2.6%
Middle East	1	1	1	1	1	1	0	1.1%
Africa	150	209	244	259	264	277	68	1.2%
South Africa	143	204	224	231	229	231	28	0.5%
Latin America	25	85	125	134	146	155	70	2.5%
Colombia	20	80	116	124	134	142	62	2.4%
World	3 194	5 498	6 003	6 160	6 255	6 326	829	0.6%
European Union	528	239	202	162	130	103	-136	-3.5%

* Compound average annual growth rate. Note: Historical data and the global CAAGR differ from world demand in Table 4.2 due to stock changes.

Tabla 2.22. Producción de carbón por regiones. Cifras en millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce). *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

El panorama difiere considerablemente en los países ajenos a la OCDE. Así, la producción en China continua aumentando en línea con la demanda doméstica, aunque a un ritmo mucho más lento que en los últimos años y con la mayoría del crecimiento concentrándose en el periodo 2011-2020. Con posterioridad, hasta 2030, la producción de carbón alcanza su máximo en torno a los 2.871 millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce), una cifra que supera en 266 Mtce el nivel de 2011. Indonesia y la India también aumentan rápidamente su producción de carbón en respuesta a la creciente demanda

doméstica y, en el caso de Indonesia, para satisfacer las crecientes exportaciones. Asimismo, Colombia y África del Sur, junto a algunos nuevos productores, como Mongolia y Mozambique, también aumentarían su producción.

2.3.6.- PERSPECTIVA SOBRE EL COMERCIO

En su *New Policies Scenario*, la AIE (IEA, WEO 2013) contempla la continuación de las tendencias recientemente observadas en el comercio internacional de carbón, las cuales muestran una mayor dependencia de las importaciones de los países asiáticos en desarrollo (tabla 2.23). El citado escenario proyecta un aumento del comercio entre regiones, que pasaría de 900 millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce) en 2011, a 1.150 Mtce en el año 2020, para finalmente situarse en torno a las 1.260 Mtce en 2035.

	2011		2020		2035		2011-35
	Mtce	Share of demand*	Mtce	Share of demand*	Mtce	Share of demand*	Delta Mtce
OECD	-115	9%	-40	3%	144	12%	259
Americas	85	11%	82	11%	68	10%	-16
United States	79	11%	77	11%	66	11%	-12
Europe	-197	65%	-190	70%	-130	74%	-67
Asia Oceania	-2	1%	68	17%	206	44%	208
Australia	263	89%	337	86%	412	90%	149
Japan	-154	100%	-157	100%	-140	100%	-13
Non-OECD	157	4%	40	1%	-144	3%	-301
E. Europe/Eurasia	98	28%	115	31%	86	23%	-13
Russia	92	42%	104	45%	84	38%	-9
Asia	-48	1%	-219	6%	-400	9%	352
China	-129	5%	-247	8%	-215	7%	86
India	-106	24%	-214	37%	-349	37%	242
Indonesia	251	85%	363	81%	385	70%	134
Middle East	-3	75%	-5	81%	-6	83%	3
Africa	56	27%	69	28%	83	30%	27
South Africa	63	31%	73	33%	77	33%	14
Latin America	53	63%	81	65%	93	61%	40
Colombia	75	94%	110	94%	134	94%	59
World**	900	17%	1 152	20%	1 261	21%	361
European Union	-170	62%	-155	67%	-105	72%	-66

* Production in net-exporting regions. ** Total net exports for all WEO regions, not including intra-regional trade. Notes: Positive numbers denote net exports and negative numbers denote net imports. The difference between OECD and non-OECD in 2011 is due to stock changes.

Tabla 2.23. Comercio de carbón entre regiones expresadas en millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce). Los números positivos implican exportaciones y los negativos importaciones. *New Policies Scenario* (IEA, WEO 2013)

Las proyecciones del *New Policies Scenario* contemplan que Asia consolide su posición como centro de gravedad en el comercio internacional del carbón.

China se convirtió en un importador neto de carbón en 2009 y tan solo tres años después pasó a ser el mayor importador global con 220 Mtce, una cifra mayor que la utilizada en cualquier país de la OCDE, con la excepción de Estados Unidos. En el escenario citado tales importaciones alcanzan su máximo antes de 2020, en la medida que el menor crecimiento de la demanda y la mejora de la productividad minera debilitan el diferencial de precios entre la producción doméstica y el carbón importado. En cualquier caso, entre 2020 y 2035, las importaciones todavía se situarían a niveles próximos a los de 2012, o ligeramente por encima. De todos modos, en relación con las proyecciones sobre el comercio de carbón en China, la AIE destaca que la magnitud de la demanda y la producción en el país hacen que incluso pequeños cambios en ambos parámetros puedan tener un impacto muy grande sobre sus necesidades de importación.

Respecto a India, el *New Policies Scenario* prevé que las importaciones de carbón continúen aumentando, multiplicándose por más de tres en el periodo que va de 2011 a 2035. India se convirtió en cuarto importador mundial en 2012, desplazando a Corea, y las proyecciones apuntan a que en unos pocos años sus importaciones superarán las de Japón y las de la UE. Asimismo, la AIE estima que poco después de 2020 India habrá superado a China como primer importador mundial de carbón.

Otro dato interesante a propósito de los países importadores de carbón es que la AIE prevé que en 2035 las compras de Japón habrán descendido en un 10%, mientras que las de la UE se desploman un 40%.

Por lo que respecta a los países exportadores, el *New Policies Scenario* contempla que Australia e Indonesia sean los mayores beneficiarios del aumento del comercio internacional del carbón comentado en el primer párrafo de este apartado. Según la AIE, entre 2011 y 2035 (tabla 2.23), las exportaciones desde Australia aumentan en un 57%, mientras que las de Indonesia lo hacen en un 54%, con la mayor parte de este último incremento concentrándose entre 2011 y 2020 ya que con posterioridad la mayor parte de la producción será destinada a cubrir las necesidades domésticas. Como resultado, a partir de 2030, Australia desplaza a Indonesia del primer lugar del ranking mundial de exportadores, aunque Indonesia sigue ocupando, con diferencia, el primer lugar en la exportación de carbón térmico. De hecho, la AIE prevé que en 2035 las exportaciones de carbón térmico desde Indonesia superen la suma de las exportaciones de este tipo de carbón desde Australia y Colombia, segundo y tercer exportador mundial, respectivamente.

En el *New Policies Scenario* (tabla 2.23), los Estados Unidos siguen siendo a lo largo del periodo 2011-2035 un importante exportador de carbón, predominantemente de carbón de coque. Este último tipo de carbón resulta más difícil de sustituir como combustible que el carbón térmico, de manera que los principales productores de carbón de coque – Canadá, Estados Unidos y Australia- se ven menos afectados por las decisiones en materia medioambiental y de lucha contra el cambio climático tomadas por los países importadores.

En sus proyecciones la AIE considera que Mozambique podría emerger como un nuevo e importante exportador, aunque existen incertidumbres sobre los plazos temporales implicados. Recientemente, los planes de los productores de exportar carbón por barcaza a través del Rio Zambeze no han sido aprobados por motivos medioambientales y, por otra parte, las fuertes

lluvias y las amenazas de grupos rebeldes han obstaculizado el transporte del mineral a través de la principal vía férrea. Debido a la insuficiencia de las actuales infraestructuras para acomodar exportaciones a gran escala, la industria y el gobierno están elaborando planes para construir una línea de ferrocarril a la costa que permitiría la exportación de 25 millones de toneladas anuales de carbón. En el *New Policies Scenario*, la AIE contempla que las exportaciones desde Mozambique alcanzarán los 6 millones de toneladas equivalentes de carbón (Mtce) en 2020, una cifra que podría elevarse a 20 Mtce en 2035.

2.3.7.- PERSPECTIVA SOBRE COSTES E INVERSIONES

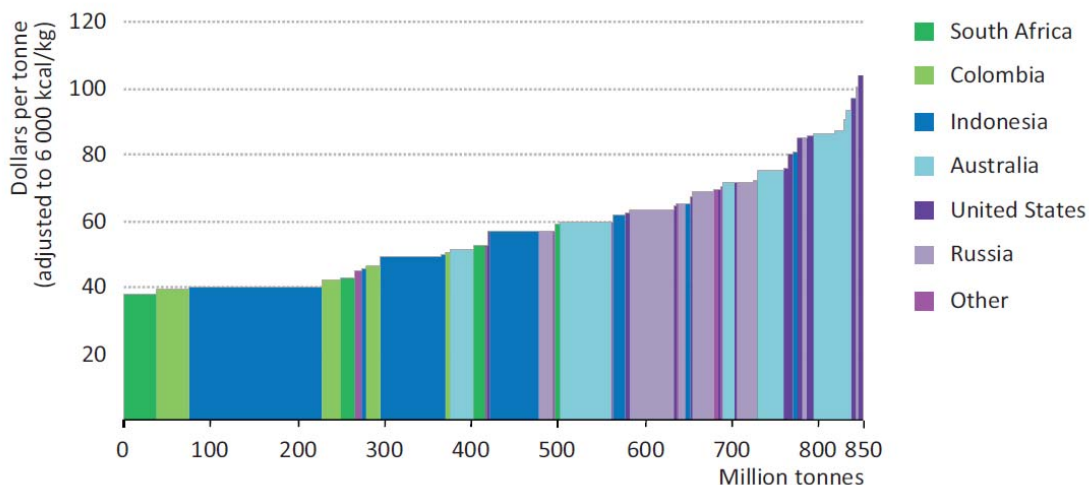
La AIE (IEA, WEO 2013) considera que como los costes de capital de la producción de carbón son relativamente bajos en comparación con los del petróleo y el gas, la competitividad de los exportadores viene determinada por los costes variables del suministro, también conocidos como costes en efectivo (*cash costs*). Los costes en efectivo de las exportaciones de carbón establecen el precio mínimo que un exportador debe aplicar para cubrir todos los gastos operativos en una mina. Obviamente, a estos hay que añadir un cierto margen para asegurarse un retorno adecuado a los gastos de capital y para atraer nueva inversión. La evolución del precio del carbón está, por tanto, estrechamente ligada a las variaciones mundiales del coste de suministro. Los factores fundamentales que controlan los costes en una mina en funcionamiento son los relacionados con los gastos de personal, combustible, explosivos y mantenimiento. En cambio, en una nueva mina, los costes están esencialmente determinados por las características geológicas del yacimiento, el acceso a las infraestructuras y por la distancia a la que debe transportarse el mineral hasta el punto de venta.

Como se muestra en la figura 2.51, aunque algunos exportadores de carbón necesitan precios por encima de los 80 dólares por tonelada para cubrir sus costes en efectivo (excluyendo el coste del flete marítimo), en la actualidad, el grueso del carbón térmico comercializado internacionalmente puede obtenerse a un coste en efectivo franco a bordo (*free on board* o FOB)⁴¹ de 40-60 dólares por tonelada.

Estos costes han aumentado significativamente en los últimos años, en buena parte debido a las variaciones en el tipo de cambio entre las divisas de los países exportadores y el dólar estadounidense. Otros factores que también han contribuido al aumento de los costes en efectivo son de carácter más local. Por ejemplo, Indonesia, el mayor exportador de carbón térmico, aumentó muy rápidamente durante la pasada década su porcentaje de participación en el mercado, apoyándose en costes mineros y de transporte muy bajos, utilizando barcazas en vez del ferrocarril para transportar el mineral a los puertos de embarque. Sin embargo, en los últimos dos años, los costes operativos en Indonesia han aumentado abruptamente, esencialmente por los mayores costes laborales y los altos precios del petróleo, pero también por un empeoramiento de la calidad de los niveles de carbón en algunos yacimientos.

⁴¹ Los costes en efectivo FOB (*free on board cash costs*) incluyen los costes derivados de la extracción, lavado y preparación del carbón, los relacionados con el transporte al puerto de destino, así como diversos impuestos y tasas mineras y portuarias. Excluyen los royalties, las tasas y los costes relacionados con el transporte por barco al puerto de destino.

En cualquier caso, a pesar de ello, Indonesia sigue mayoritariamente situada en la primera mitad de la curva global de costes en efectivo del carbón térmico (figura 2.51), factor que todavía está contribuyendo a una rápida expansión exportadora: las exportaciones de carbón térmico en Indonesia se han multiplicado casi por cinco durante la década de 2010 y han crecido un 40% en los dos últimos años.



Sources: Wood Mackenzie databases and IEA analysis.

Figura 2.51. Costes en efectivo FOB (*free on board cash costs*; ver explicación en el texto y nota a pie de página nº 40) de las exportaciones por barco de carbón térmico en 2012, (IEA, WEO 2013)

Por los que se refiere a las inversiones a lo largo de la cadena de suministro de carbón (nuevas minas, puertos y embarques), la AIE (IEA, WEO 2013) estima en unos 0,86 billones de dólares (de 2012) la inversión global acumulada necesaria para cubrir las expectativas del *New Políticas Scenario* entre 2013 y 2035, con la mayor parte de dicha inversión concentrada en el sector de la minería. Aproximadamente, tres cuartas partes de la cifra comentada corresponderían a países ajenos a la OCDE, con China acaparando ella sola el 55% del total de este grupo de países. Del total de la inversión correspondiente a los países de la OCDE, el 60% debería concretarse en Australia.

2.3.8.- PERSPECTIVA SOBRE PRECIOS

En función de la demanda prevista en cada uno de los tres escenarios contemplados en el WEO 2013 (IEA, WEO 2013) la Agencia Internacional de la Energía realiza las siguientes estimaciones sobre la evolución futura del precio del carbón térmico de importación en los países de la OCDE.

a) En el *Current Políticas Scenario* prevé que los precios reales (en dólares de 2012) alcanzarán los 112 dólares por tonelada en 2020 y los 120 dólares en 2035. Unas cifras que, en términos nominales (sin corregir la inflación) se convertirían en 134 y 202 dólares, respectivamente.

b) En el *New Políticas Scenario* considera unos precios reales de 106 dólares por tonelada en 2020 y de 110 dólares en 2035, lo que equivaldría, respectivamente (en términos nominales), a 127 y 186 dólares.

c) El *450 Scenario* contempla que en términos reales la tonelada de carbón térmico se cotizaría a 101 dólares en 2020, para después descender

de forma continuada hasta los 75 dólares en 2035. Expresados en dólares nominales estaríamos hablando de 121 dólares en 2020 y de 127 dólares en 2035.

Según la AIE (IEA, WEO 2013) la competición con el gas natural en el sector eléctrico será un factor clave en la formación del precio del carbón térmico. El uso de este combustible para la generación eléctrica se verá afectado en aquellos países que tengan fijado un precio para las emisiones de CO₂. En la UE, la principal zona en la que existe un mecanismo explícito de fijación de precio para las emisiones de CO₂, el precio de estas se ha mantenido bajo durante años, cayendo aún más en 2012 y 2013, de forma que en el verano de este último año se situaron por debajo de los seis dólares por tonelada. Este hecho, unido a los bajos precios del carbón en la Cuenca Atlántica, se ha traducido en que en muchas ocasiones este combustible fuera el de menor coste para la generación de electricidad. A los precios del carbón y el gas natural existentes en Europa a principios de 2013, el precio del CO₂ tendría que incrementarse hasta cerca de sesenta dólares por tonelada para permitir que las plantas de gas, incluso las más eficientes, pudieran competir con plantas de carbón construidas en los años ochenta.

2.4.- COMBUSTIBLES FOSILES, EMISIONES DE CO₂ Y CAMBIO CLIMATICO

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Key World Energy Statistics, 2013*) en 2011:

- 1) La combustión de combustibles fósiles supuso la emisión a la atmosfera de 31.342 millones de toneladas de CO₂.
- 2) La contribución en porcentaje del carbón, petróleo y gas natural fue la siguiente:
 - 44%: carbón
 - 35,3%: petróleo
 - 20,2%: gas natural
 - 0,5%: otros (residuos industriales y residuos municipales no renovables)
- 3) Por regiones, las 31.342 millones de toneladas de CO₂ se desglosan de la siguiente manera:
 - 39,4%: OCDE
 - 25,5%: China
 - 11,1%: Asia sin China
 - 8,7%: países ajenos a la OCDE de Europa y Eurasia
 - 5,1%: Oriente Medio
 - 3,6%: bunkers internacionales marinos y para la aviación
 - 3,5%: países ajenos a la OCDE de America
 - 3,1%: África

Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013*) estima que en 2011 las emisiones de CO₂ por sector se distribuyeron de la siguiente manera (figura 2.58, ver apartado 2.4.4):

- 41,3%: generación de electricidad y calor
- 22,1%: transporte
- 17,6%: industria
- 9,3%: edificios (incluyendo los sectores residencial y de servicios)

•5,1%: otros procesos de transformación de energía primaria (como por ejemplo refinerías)

•4,5%: otros

2.4.1.- EMISIONES ANTROPOGENICAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y CAMBIO CLIMATICO

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) estima que en 2010 la actividad humana fue la causante de la inyección a la atmosfera de un total de 48.700 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

	2010	450 Scenario		New Políticas		Current Políticas	
		2020	2035	2020	2035	2020	2035
CO ₂ : energy	30.2	31.4	22.1	34.6	37.0	36.3	44.1
CO ₂ : other	1.5	1.0	0.9	1.3	1.2	1.8	2.0
CH ₄	7.6	6.2	5.2	7.3	7.7	8.8	10.1
N ₂ O	3.1	2.7	2.5	3.1	3.1	3.6	4.0
F-gases	0.9	0.5	0.6	0.6	0.8	1.5	2.6
LULUCF	5.3	4.0	1.9	4.0	1.9	4.0	1.9
Total	48.7	45.9	33.2	50.8	51.8	56.0	64.7

Notes: F-gases include hydrofluorocarbons (HFCs), perfluorocarbons (PFCs) and sulphur hexafluoride (SF₆) from several sectors, mainly industry. CO₂ other = CO₂ from industrial processes. LULUCF = land use, land-use change and forestry. Peat emissions are not included.

Sources: IEA-OECD analysis using the IEA World Energy Model and OECD ENV-Linkages model.

Tabla 2.24. Emisiones globales antropogénicas de gases de efecto invernadero por escenario (cifras en miles de millones de toneladas equivalentes de CO₂, Gt CO₂-eq). Ver explicación en el texto. (IEA, WEO 2012)

De este total (ver tabla 2.24), el 62% correspondió a emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, un 3,1% a otras emisiones de CO₂, un 15,7% a emisiones de metano (CH₄), un 6,4% a emisiones de óxidos de nitrógeno (N₂O), un 1,8% a emisiones de diversos compuestos fluorados (F-gases en la tabla 2.24) y un 11% a emisiones antropogénicas derivadas del uso de la tierra, de cambios en el uso de esta y de la actividad forestal (LULUCF en la tabla 2.24). La evolución prevista de las emisiones de todos estos gases de efecto invernadero en los diferentes escenarios⁴² contemplados por la AIE en el horizonte 2035 también se detallan en la tabla 2.24.

	Current Políticas	New Políticas	450 Scenario
1 °C	0%	1%	4%
2 °C	2%	6%	45%
3 °C	7%	23%	85%
4 °C	17%	63%	93%
5 °C	40%	83%	97%
6 °C	66%	89%	98%

Note: The probabilities are derived based on the equilibrium climate sensitivity distribution given in Rogelj, Meinshausen and Knutti (2012).

Tabla 2.25. Probabilidad de permanecer por debajo de un determinado aumento de temperaturas medias del planeta a largo plazo por escenarios. (IEA, WEO 2012)

⁴² Recordemos que el *450 Scenario* es el único compatible con los objetivos de lucha contra el cambio climático. El *New Políticas Scenario* asume que los países cumplirán todos los compromisos contraídos hasta la fecha en materia de lucha contra el cambio climático, mientras que el *Current Políticas Scenario* presupone una continuación de las tendencias actuales, (*business as usual*)

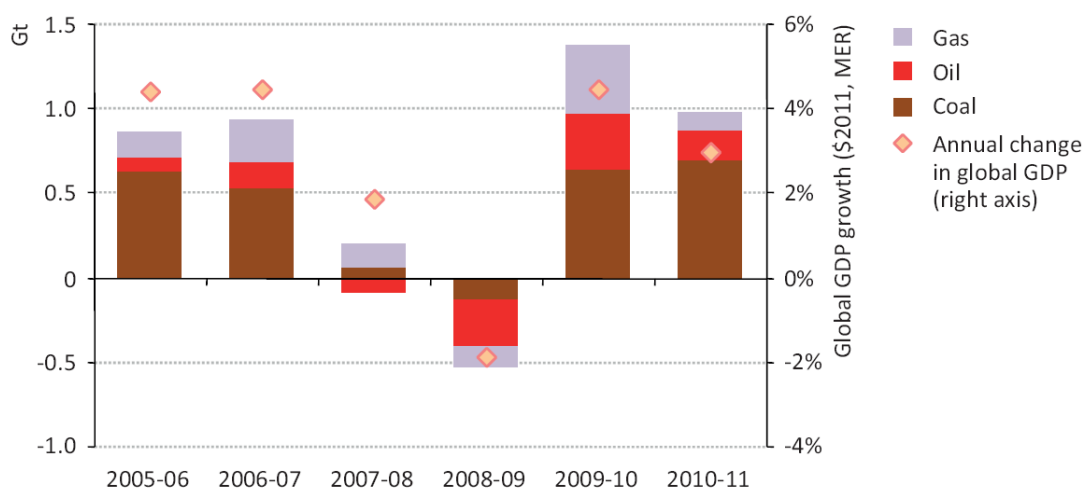
Según la fuente citada (IEA, WEO 2012), la modelización de los efectos que las emisiones comentadas podrían tener sobre el aumento de la temperatura terrestre, permiten concluir (tabla 2.25) que el único escenario que prevé, con un 50% de probabilidades, un aumento medio de la temperatura del planeta a largo plazo que no supere los 2°C es el *450 Scenario*. Con el mismo intervalo de probabilidad, los otros dos escenarios arrojan aumentos de temperaturas comprendidos entre 3-4°C (*New Policies Scenario*) y 5-6°C (*Current Policies Scenario*).

2.4.2.- LAS EMISIONES DE CO₂ RELACIONADAS CON LA ENERGIA POR TIPO DE COMBUSTIBLE Y POR REGION EN 2011

El *World Energy Outlook, 2012* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) destaca que entre 2010 y 2011, la emisiones de CO₂ relacionadas con la energía aumentaron un 3,2% lo que constituye un ritmo de crecimiento que se sitúa muy por encima del aumento medio experimentado entre 2001 y 2011 que fue del 2,5%.

Una parte significativa del aumento de las emisiones en 2011 debe atribuirse al crecimiento del consumo de carbón en China e India. No en vano, continuando con la tendencia observada en años anteriores, el porcentaje de participación de este combustible fósil al incremento de las emisiones registrado en 2011 fue del 71%, seguido a mucha distancia por el petróleo y el gas natural, que aportaron, respectivamente, el 17% y 12% del total del 3,2% de aumento anteriormente comentado (ver figura 2.52).

Según la fuente citada (IEA, WEO 2012), en los tres años que van de 2008 a 2011, no se ha observado el desacoplamiento entre emisiones de CO₂ y crecimiento económico que sería necesario para mitigar los efectos del cambio climático inducido por el aumento de emisiones (figura 2.52). La ralentización de la actividad económica, las altas tasas de desempleo y el acceso limitado a fuentes baratas de capital, constituyen serios impedimentos de cara a la toma de decisiones significativas para mitigar el cambio climático.



MER = market exchange rate.

Figura 2.52. Cambios anuales en las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por tipo de combustible fósil (columna de la izquierda, en gigatoneladas) y su relación con la evolución del PIB mundial (columna de la derecha, en dólares de 2011). (IEA, WEO 2013)

En los países no integrados en la OCDE, las emisiones de CO₂ en 2011 crecieron cerca del 6% (algo más de 1 gigatonelada⁴³), de modo que en conjunto, dichas emisiones representaron el 57% del total mundial. Un aumento que apenas se vio compensado por una reducción de 50 millones de toneladas (0,4%) en los países industrializados de la OCDE.

China, el mayor país emisor del mundo, fue el principal contribuyente al aumento global de emisiones de CO₂, de modo que, en 2011, estas aumentaron un 9%, es decir, en 650 millones de toneladas (Mt). Para poner en perspectiva la magnitud de este incremento resulta ilustrativo constatar que la cifra comentada equivale a la suma del total de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía de Francia y España durante el año citado. En cualquier caso, debe destacarse que la intensidad de CO₂⁴⁴ de China descendió un 21% entre 2005 y 2011, en línea con su compromiso de lograr en 2020 una reducción del 40-45% en relación a los niveles de 2005.

Por lo que respecta a India, en 2011 las emisiones de CO₂ aumentaron en 140 Mt (un 8%), lo que constituye el segundo mayor incremento mundial. Dicho aumento hace que India sobrepase a Rusia en el ranking mundial de países emisores, situándose en el cuarto lugar, tras China, Estados Unidos y la UE. Por su parte, durante el mismo periodo, Rusia incrementó sus emisiones en un 2% como resultado de un notable aumento en el consumo de gas natural.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) señala que, en 2011, Estados Unidos rebajo sus emisiones de CO₂ en 80 Mt (un 1.5%) reflejando un aumento de la producción de electricidad mediante turbinas eólicas, la sustitución del carbón por el gas natural en las plantas de generación eléctrica, así como unas condiciones climatológicas particulares, tales como un invierno excepcionalmente suave y abundantes precipitaciones a lo largo de todo el año, lo que se tradujo en una disminución de la demanda de calefacción y en un aumento de la generación hidroeléctrica.

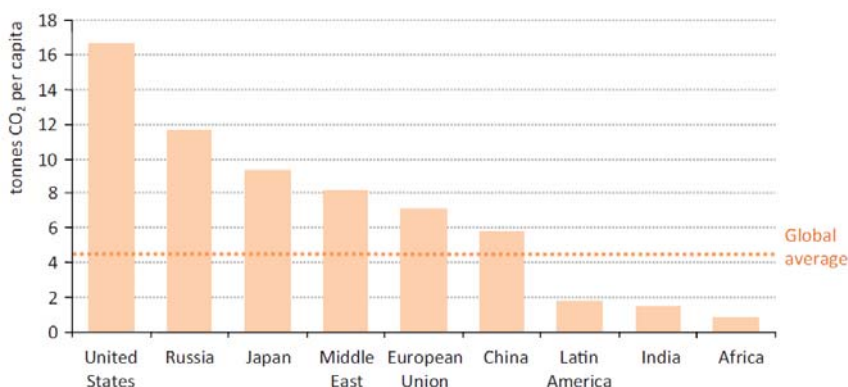


Figura 2.53. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía per cápita en diferentes regiones y países en 2011. (IEA, WEO 2013)

En el transcurso del mismo año, la Unión Europea también redujo sus emisiones de CO₂ en 60 Mt (un 2%) en parte como resultado de un invierno relativamente cálido que redujo notablemente la demanda de calefacción. La Agencia Internacional de la Energía considera que si no hubiera sido por un notable incremento de la generación de electricidad a partir de plantas térmicas alimentadas por carbón -en respuesta a unos precios muy bajos del CO₂ en el

⁴³ 1 gigatonelada equivale a mil millones de toneladas.

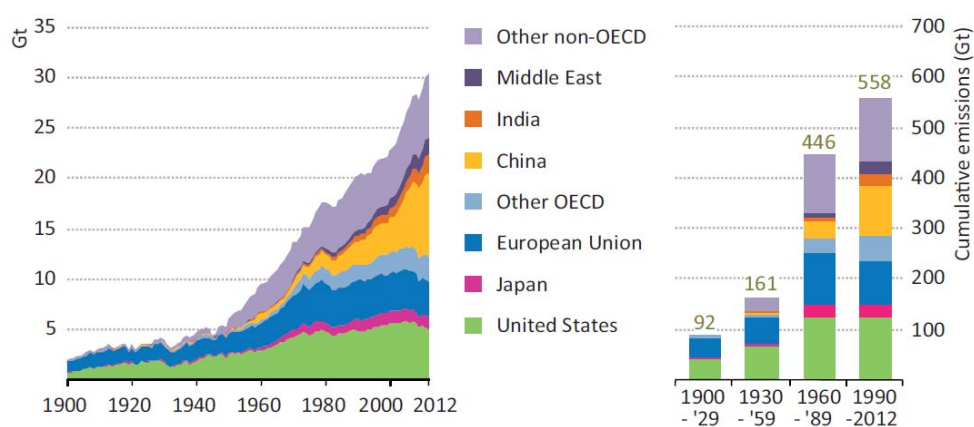
⁴⁴ Emisiones de CO₂ emitidas por unidad de energía consumida.

mercado internacional de emisiones y a unos precios del gas relativamente elevados- la reducción de emisiones se habría multiplicado por dos. Por lo que se refiere a Japón (otro gran actor en materia energética de la OCDE) a pesar de las rigurosas decisiones tomadas por el gobierno para promover la eficiencia energética, las emisiones aumentaron en 50 Mt (un 4%) como resultado del accidente de Fukushima Daiichi que obligó a reemplazar las centrales nucleares por plantas de generación eléctrica alimentadas por carbón y gas natural.

Una cuestión importante, que no debe pasar desapercibida, es que a pesar del aumento en términos absolutos experimentado por las emisiones relacionadas con la energía en los últimos años, las actuales emisiones de CO₂ per cápita de China solo representan un 59% de las emisiones per cápita medias de la OCDE, mientras que en India dicho porcentaje tan sólo llega al 15%. Ello no es óbice, sin embargo, para constatar que las emisiones de CO₂ per cápita en China están creciendo rápidamente: desde 2006, estas emisiones se han situado por encima de la media global y, hoy en día, solo se sitúan un 17% por debajo del nivel de la Unión Europea⁴⁵ (ver figura 2.53).

En 2011, los Estados Unidos ocuparon, de lejos, el primer puesto del ranking mundial de emisores de CO₂ per cápita, con 16,6 toneladas por habitante, cifra que casi triplica la media mundial.

2.4.3.- EVOLUCION HISTORICA DE LAS EMISIONES DE CO₂ RELACIONADAS CON LA ENERGIA Y SU RELACION CON EL CRECIMIENTO ECONOMICO



Sources: IEA databases and analysis; Boden *et al.*, (2013).

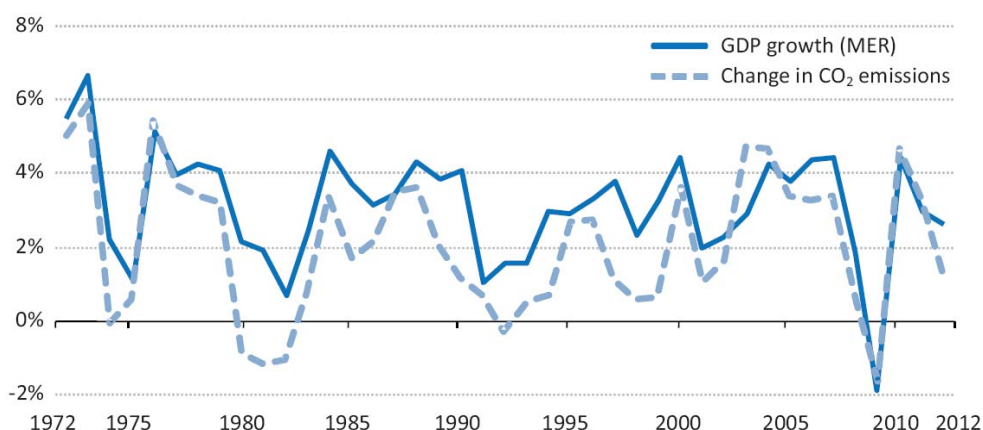
Figura 2.54. Evolución histórica de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por países. (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map*, *WEO Special Report*, 2013)

De acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map*, *WEO Special Report*, 2013), desde 1900, tanto el volumen de emisiones, como su distribución geográfica han cambiado de forma notoria (figura 2.54). Así, en el transcurso de la primera década de este siglo, la atmosfera del planeta ha acumulado once veces más CO₂ que durante la última década del siglo XX. Sin tener en cuenta los bunkers internacionales, los países industrializados de la OCDE son los responsables

⁴⁵ Un informe reciente (Oliver *et al.*, 2012), que junto a las emisiones procedentes de la quema de los combustibles fósiles incluye las emisiones provenientes de otras fuentes, sitúa las emisiones de CO₂ per cápita de China un 4% por debajo de las de la UE.

de la práctica totalidad de las emisiones globales en la década de los noventa, aunque en los últimos años las emisiones de los países ajenos a dicha organización se están aproximando rápidamente al 60% del total mundial. A este respecto, un dato particularmente llamativo es que, desde el año 2000, el aumento de las emisiones en China supera la suma de las emisiones del resto de los países BRIC⁴⁶ en 2012. En todo caso, no debe olvidarse que los países en vías de desarrollo suelen ser exportadores netos de productos cuya manufactura incrementa las emisiones de CO₂, lo que deja abierto el debate sobre si la responsabilidad de tales emisiones debe recaer exclusivamente sobre los países productores o, también, sobre los consumidores que importan dichos productos.

Un aspecto relativamente importante es que las tendencias evolutivas de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía están íntimamente ligadas a las de la economía global (figura 2.55), de modo que, en los últimos cuarenta años, los intervalos temporales en los que se ha constatado una disminución de dichas emisiones coinciden con acontecimientos tales como la crisis del precio del petróleo de los años setenta y recesiones globales. En general, la intensidad de carbono de la economía ha mejorado con el tiempo (el crecimiento del PIB global típicamente ha excedido el crecimiento de las emisiones de CO₂) pero en la última década hemos asistido a una aceleración de la demanda de energía y la velocidad de decarbonización ha sufrido una ralentización ligada a un aumento de la demanda de combustibles fósiles en los países en desarrollo.



Note: MER = market exchange rate.

Figura 2.55. Evolución histórica de las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía y del PIB mundial. (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map*, WEO Special Report, 2013)

La simple comparación entre los países europeos de la OCDE o de los Estados Unidos con China o India, revela una diferencia muy significativa entre las tendencias en la evolución temporal del PIB y de las emisiones de CO₂ (figura 2.56). En los dos primeros, en el transcurso de los últimos cuarenta años, el PIB se ha multiplicado por un factor superior a dos e incluso cercano a tres, mientras que las emisiones de CO₂ han aumentado un 2% en el caso de Europa, y un 18% en el caso de los EE.UU. Mientras tanto, durante el mismo lapso temporal, en China e India, el PIB y las emisiones de CO₂ han aumentado en paralelo, aunque los ritmos reflejan que ambos países se

⁴⁶ Brasil, Rusia, India, China y África del Sur

encuentran en estadios de desarrollo económico muy diferentes. Como resultado, las emisiones de China superaron en 2006 a las de los Estados Unidos, a pesar de que el tamaño de la economía de este último país supera por un factor de más de tres a la del gigante asiático.

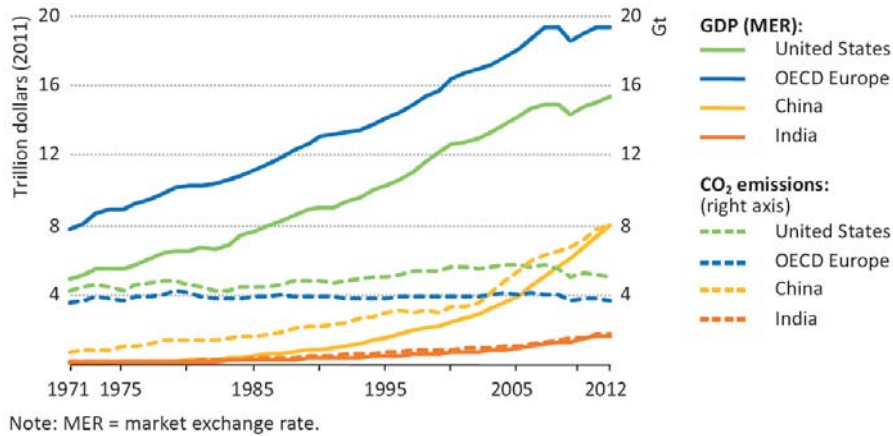


Figura 2.56. Comparativa de la evolución histórica de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía (escala a la derecha, en miles de millones de toneladas) y del PIB (escala a la izquierda, en billones de dólares de 2011) en la OECD, China e India. (IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013)

Por lo que se refiere a la evolución temporal de las emisiones de CO₂ por cápita a escala global, resulta interesante constatar como desde principios de la década de los 70, a comienzos de la década del 2000, estas fluctuaron entre 3,7 y 4 toneladas, para después incrementarse hasta 4,5 toneladas. Como muestra la figura 2.57, dentro de este marco global, está claro que los países desarrollados emiten mucho más CO₂ por persona que la media global, aunque algunas economías en desarrollo están aumentando rápidamente sus cifras. Así, por ejemplo, entre 1990 y 2012, China ha triplicado sus emisiones por cápita convergiendo rápidamente con los niveles de Europa, mientras que India los ha multiplicado por más de dos, aunque sus valores permanecen muy por debajo de la media global (ver apartado 2.4.2, figura 2.53). Durante el mismo periodo, las emisiones per cápita de CO₂ se han reducido de forma significativa en los Estados Unidos y Rusia, aunque todavía permanecen en un nivel relativamente alto.

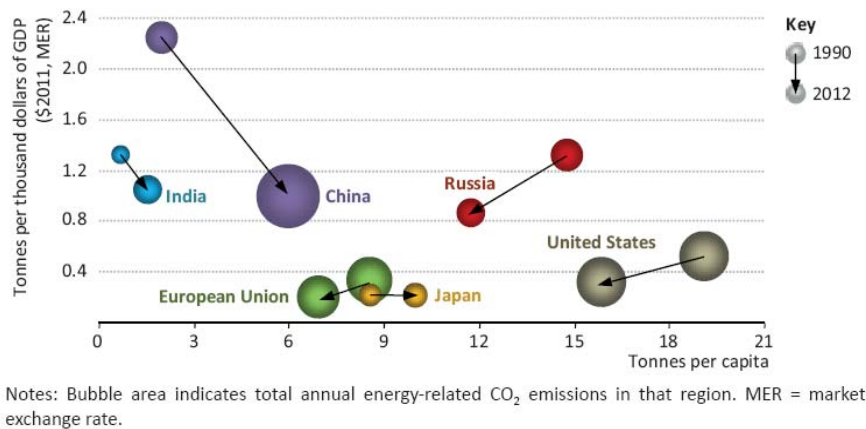


Figura 2.57. Evolución durante el periodo 1990-2012 de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por cápita (eje horizontal, en toneladas) y de la intensidad de CO₂ (eje vertical, en toneladas de CO₂ por cada mil dólares de PIB) en algunos países y regiones. (IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013)

2.4.4.- TENDENCIAS HISTORICAS DE LAS EMISIONES DE CO₂ RELACIONADAS CON LA ENERGIA POR SECTORES ECONOMICOS

En un informe reciente (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report*, 2013) la Agencia Internacional de la Energía proporciona los siguientes datos sobre las emisiones de CO₂ por los diversos sectores económicos:

1) En 2011, el **sector de producción eléctrica y de calor** fue la principal fuente de emisiones de CO₂ (figura 2.58), generando más de 13 gigatoneladas (Gt), una cifra que supera en un 40% las del año 2000. En un determinado país, la tendencia en las emisiones de CO₂ por kilovatio-hora de electricidad producida, depende en gran medida del tipo de combustible utilizado en la generación. Los países con un alto porcentaje de penetración de las fuentes de energía renovable o nuclear, como es el caso de Brasil, Canadá, Noruega y Francia, presentan los niveles más bajos. Por otra parte, entre los países con una mayor dependencia de los combustibles fósiles, aquellos en los que el gas natural adquiere una mayor participación porcentual suelen presentar valores por debajo de la media global. De hecho, a pesar de los esfuerzos realizados en muchos países para desarrollar las renovables, en términos globales, el sector de la electricidad es todavía muy dependiente del carbón, un combustible que es el responsable de las tres cuartas partes de las emisiones del sector. Australia, China, India, Polonia y África del Sur constituyen buenos ejemplos de países todavía muy dependientes del carbón para la producción de electricidad, reflejando en gran medida la abundancia de este combustible en su territorio. En los Estados Unidos, la generación de electricidad a partir del carbón ha disminuido en un 11% desde el año 2000, de forma que el consumo de dicho combustible con tales fines ha caído en 64 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que se ha traducido en una disminución media anual del 0,8% de las emisiones del sector.

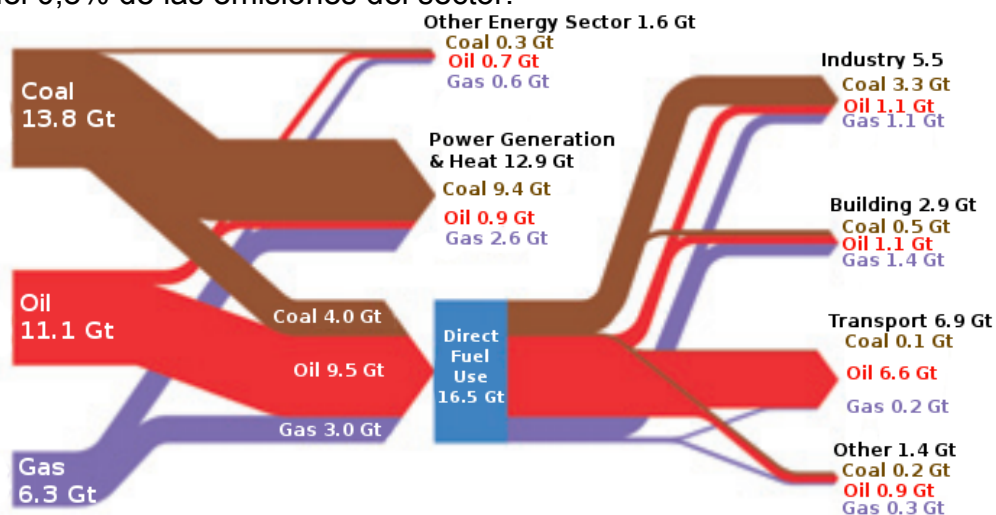


Figura 2.58. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por tipo de combustible y por sector, a escala global y en 2011. Cifras expresadas en miles de millones de toneladas o gigatoneladas (Gt). (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report*, 2013)

2) Las emisiones de CO₂ por el **transporte**, el principal contribuyente entre todos los sectores de consumo final de energía, se situaron en 2011 ligeramente por debajo de las 7 Gt (figura 2.58). Estas emisiones, mayoritariamente atribuibles al uso de los derivados del petróleo en el

transporte por carretera, se han incrementado desde el año 2000 a un ritmo medio anual del 1,7%, aunque este porcentaje muestra notables diferencias regionales. En los países de la OCDE, en 2011, las emisiones de CO₂ por el transporte se situaron en torno a las 3,3 gigatoneladas (Gt). Dichas emisiones cayeron hasta niveles cercanos a los del año 2000 como consecuencia de la recesión global iniciada en el 2008 y posteriormente han mantenido un perfil prácticamente plano. La saturación del mercado en algunos países, la mejora de la eficiencia y la introducción de límites de emisiones, parecen haber puesto freno al crecimiento de estas. En cambio, en los países ajenos a la OCDE, las emisiones de CO₂ por el sector del transporte han aumentado más de un 60% desde el año 2000, alcanzando las 2,5 Gt en 2011, principalmente debido al aumento de la adquisición de vehículos privados. Las emisiones en China e India han crecido considerablemente, aunque, sin embargo, la suma de ambas todavía se sitúa por debajo de la mitad de las de Estados Unidos. En la actualidad, existen más de cincuenta países que han establecido o promueven medidas para la mezcla de biocombustibles con los productos derivados del petróleo, con el propósito de disminuir el uso de estos en el sector del transporte. Las emisiones derivadas del uso de los bunkers internacionales por la aviación y el transporte marítimo se están incrementando paulatinamente, de modo que entre el año 2000 y el 2011 pasaron de 0,8 Gt a 1,1 Gt.

3) Por lo que se refiere a la **industria**, tras haber permanecido estables en torno a las 4 Gt durante gran parte de las décadas de los ochenta y los noventa, las emisiones de CO₂ relacionadas con el sector se incrementaron un 38% desde el año 2000, alcanzando las 5,5 Gt en 2011 (figura 2.58). La totalidad de este aumento es atribuible a los países no integrados en la OCDE, con China e India acaparando juntas cerca del 80% del citado incremento. En estos momentos, China contabiliza el 60% del consumo global de carbón de uso industrial. A escala global, las industrias del hierro y del acero suponen, aproximadamente, el 30% de las emisiones de CO₂ del sector industrial.

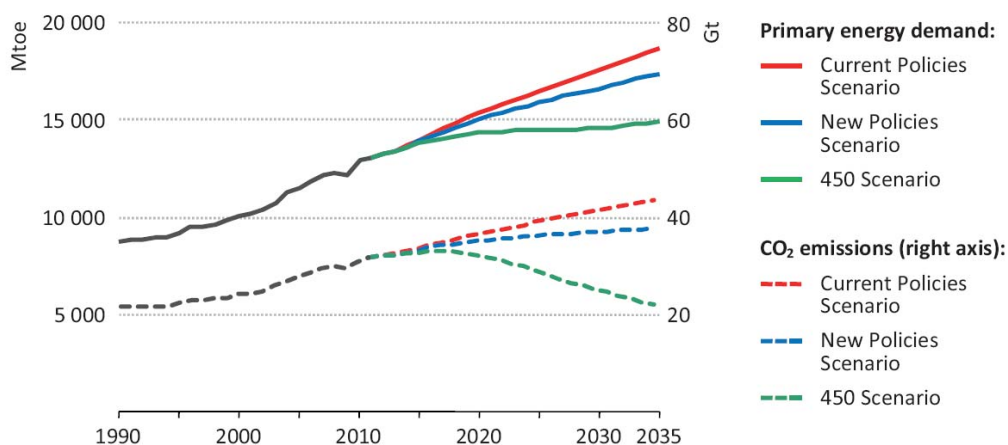
4) Las emisiones totales de CO₂ atribuibles a los **edificios** (incluyendo los sectores **residencial** y de **servicios**) se situaron en torno a las 2,9 Gt en 2011 (figura 2.58), lo que supone una continuación de la tendencia de crecimiento gradual observada en la última década. El gas natural constituye la principal fuente emisora del sector, con una participación cercana al 50%, mientras que, por regiones, los países industrializados de la OCDE, principalmente Estados Unidos y Europa, contabilizaron cerca de dos tercios del total mundial de las emisiones de CO₂ del sector. Las emisiones generadas en 2011 por el uso de petróleo por los países ajenos a la OCDE sobrepasaron las de los países industrializados, donde el uso de este combustible en los edificios está en franco declive. Gran parte de los cambios acaecidos en este sector entre 2000 y 2011, tales como el aumento de la demanda de alumbrado, aparatos de cocina y electrodomésticos, deben contabilizarse en el sector de generación de electricidad.

2.4.5.- PROYECCIONES SOBRE LAS EMISIONES DE CO₂ RELACIONADAS CON LA ENERGIA. EL 450 SCENARIO

Tal y como se resume en la figura 2.59, salvo en el caso del *450 Scenario*, las proyecciones energéticas de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) apuntan a un aumento continuado de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en el horizonte 2035.

Como se ha comentado en el apartado 2.4.1 (ver también tabla 2.25), según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013*) las proyecciones energéticas del *New Policies Scenario* conducen, con un 50% de probabilidad, a un incremento medio de la temperatura global (en comparación con los niveles preindustriales) de 3°C en el año 2100 y de 3,6° C a más largo plazo⁴⁷. Estas cifras contrastan con los aumentos medios previstos en el *450 Scenario*, cifrados en 1,9°C en 2100 y de 2°C a más largo plazo (ver apartado 2.4.1, tabla 2.25). La comparativa muestra a las claras hasta qué punto el mundo de la energía debe cambiar, ya que de continuar por la senda actual, incluso contando con la implementación de las nuevas medidas acordadas por los gobiernos (*New Policies Scenario*), nos enfrentamos a un preocupante escenario de cambio climático.

Según la Agencia Internacional de la Energía, para alcanzar los objetivos del *450 Scenario* es necesario que dichas emisiones alcancen su máximo hacia 2020, para después disminuir hasta las 22 gigatoneladas (Gt) en 2035, una cifra que supondría una reducción del 30% respecto a los niveles de 2011 y que nos situaría en unos niveles similares a los de mediados de la década de los noventa (figura 2.60). Durante el periodo 2011-2035, la diferencia de emisiones acumulada entre los dos escenarios ronda las 156 Gt, una cantidad mayor que la emitida por los Estados Unidos en el transcurso de todo el periodo considerado (2011-2035).



Note: Mtoe = Million tonnes of oil equivalent; Gt = gigatonnes.

Figura 2.59. Proyecciones sobre la demanda mundial de energía por escenario (líneas en trazos continuos arriba y eje de la izquierda; cifras en millones de toneladas equivalentes de petróleo) y emisiones de CO₂ relacionadas (líneas en trazos discontinuos abajo y eje de la derecha; cifras en miles de millones de toneladas o gigatoneladas de CO₂). (IEA, WEO 2013)

Sin duda, la trayectoria descendente de las emisiones prevista en el *450 Scenario*, requiere un cambio sin precedentes del modelo energético. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) detalla en varias de sus publicaciones (IEA, WEO 2012; IEA, *Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013*; IEA, WEO 2013) como pueden lograrse los objetivos del

⁴⁷ Este cambio de temperatura a más largo plazo se asocia a una estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, un hecho que no se espera que ocurra antes del año 2200.

450 Scenario, basándose en una combinación de medidas políticas y el despliegue de tecnologías ya existentes. En cualquier caso, la AIE subraya la urgencia de alcanzar un acuerdo internacional que deje paso inmediato a la acción.

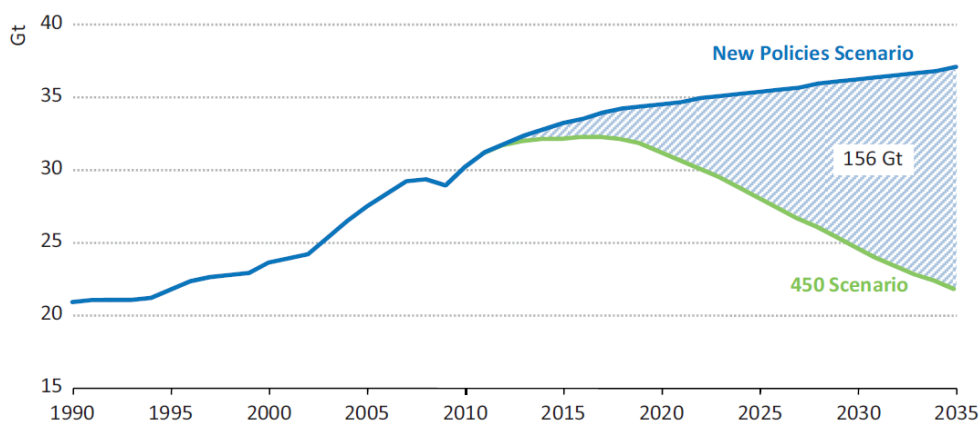


Figura 2.60. Emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía en el *New Policies Scenario* y en el *450 Scenario*. Cifras expresadas en miles de millones de toneladas o gigatoneladas (Gt). (IEA, *Redrawing the Energy Climate Map*, *WEO Special Report*, 2013)

En los dos escenarios previamente comentados, se asume un crecimiento medio del PIB global del 3,1% anual y un aumento medio de la demografía mundial del 0,9% por año, lo que impulsaría al alza la demanda total de energía primaria. Sin embargo, esta sería progresivamente cubierta por fuentes bajas o nulas en carbono. Ajustarse a la trayectoria requerida en el *450 Scenario*, supone que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía tendrían que empezar a declinar en el transcurso de esta década -incluso pese a que las expectativas son que el nivel de energía demandado aumente a un ritmo medio del 0,5% anual- para alcanzar su máximo en 2020 y, después, disminuir a una tasa media anual del 2,4% hasta 2035.

Por lo que respecta al uso de los combustibles fósiles, el *450 Scenario* contempla que entre 2011 y 2035 la demanda de gas aumente a un ritmo anual promedio del 0,7%, mientras que la del petróleo y el carbón descendería a una tasa media anual del 0,5% y 1,8%, respectivamente (figura 2.61).

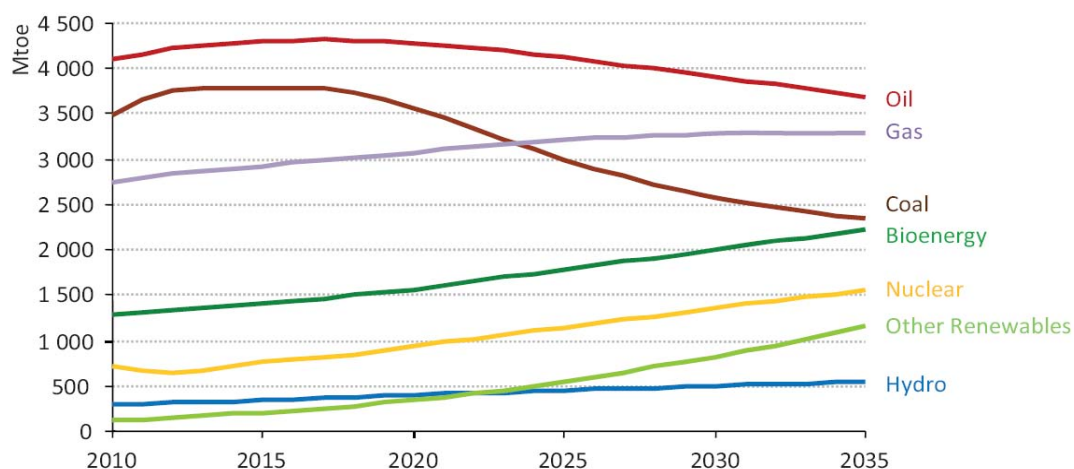
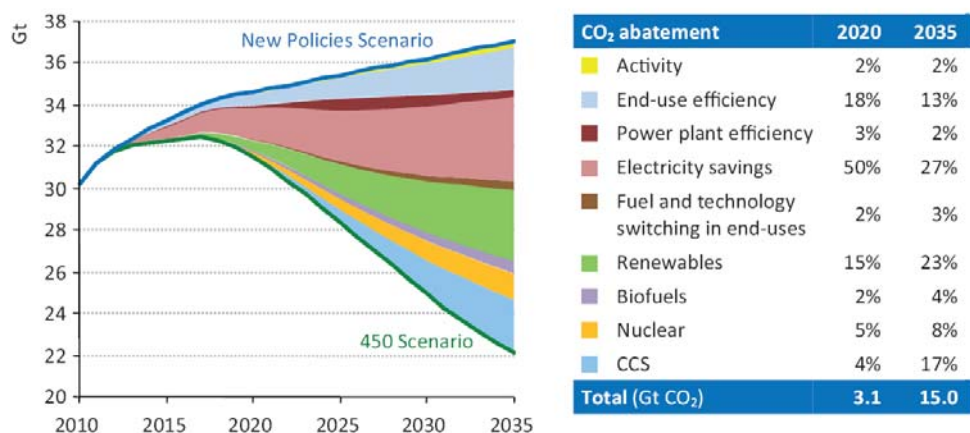


Figura 2.61. Demanda global de energía primaria por tipo de combustible en el *450 Scenario*. Cifras expresadas en millones de toneladas de equivalente de petróleo. (IEA, *WEO* 2013)

Las políticas de eficiencia energética constituyen la principal herramienta de mitigación de emisiones a corto plazo en el *450 Scenario* (figura 2.62). Así, por ejemplo, este asume que la implementación de medidas de mejora de la eficiencia energética se traduciría en 2035 en una rebaja de las emisiones de 6,4Gt, una cifra equivalente al 20% de todas las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía inyectadas en la atmósfera en 2011. La AIE considera que los periodos de retorno para muchas inversiones en eficiencia energética son relativamente cortos, pero que las barreras no-técnicas siguen siendo un obstáculo importante, de modo que los gobiernos deberían focalizar su actuación en la superación de tales obstáculos.



Notes: Activity describes changes in the demand for energy services, such as lighting or transport services, due to price responses. Power plant efficiency includes emissions savings from coal-to-gas switching. For more detail on the decomposition technique used, see Box 9.4 in Chapter 9.

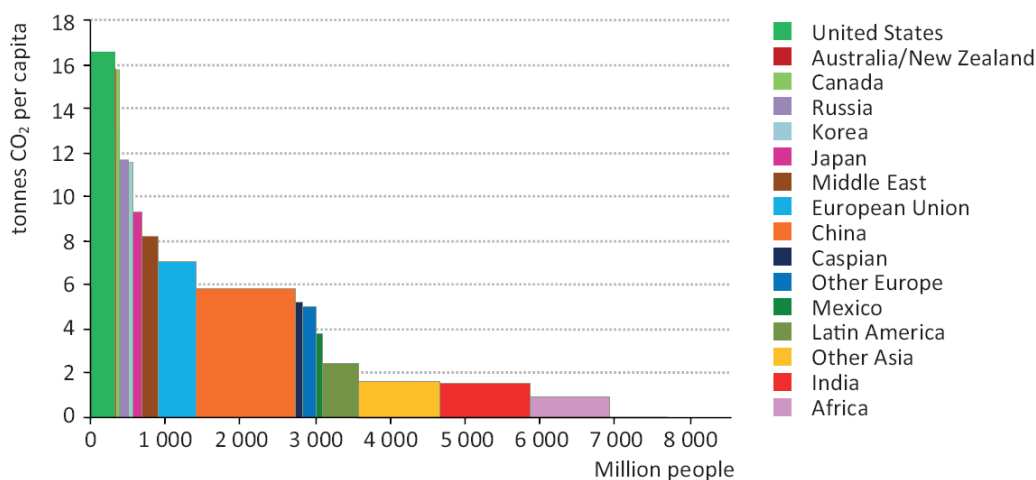
Figura 2.62. Impacto de las medidas contempladas en el *450 Scenario* en la reducción global de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía respecto a los niveles de emisiones del *New Policies Scenario*. Cifras en miles de millones de toneladas de CO₂ (Gt). (IEA, WEO 2013)

Por lo que se refiere a las emisiones de CO₂ per cápita (figura 2.63), el *450 Scenario*, prevé una disminución gradual de las mismas hasta 2020, para después, como resultado de la implementación de medidas políticas sólidas y contundentes, acelerar dicha caída, de modo que, en 2035, la media global se situaría en torno a las 2,6 toneladas de CO₂ per cápita, frente a las 4,3 toneladas contempladas en el *New Policies Scenario*. En cualquier caso, las diferencias entre regiones persistirían, de manera que, en la fecha citada, el nivel medio de emisiones per cápita en los países no integrados en la OCDE seguiría siendo menos de la mitad del de los países industrializados.

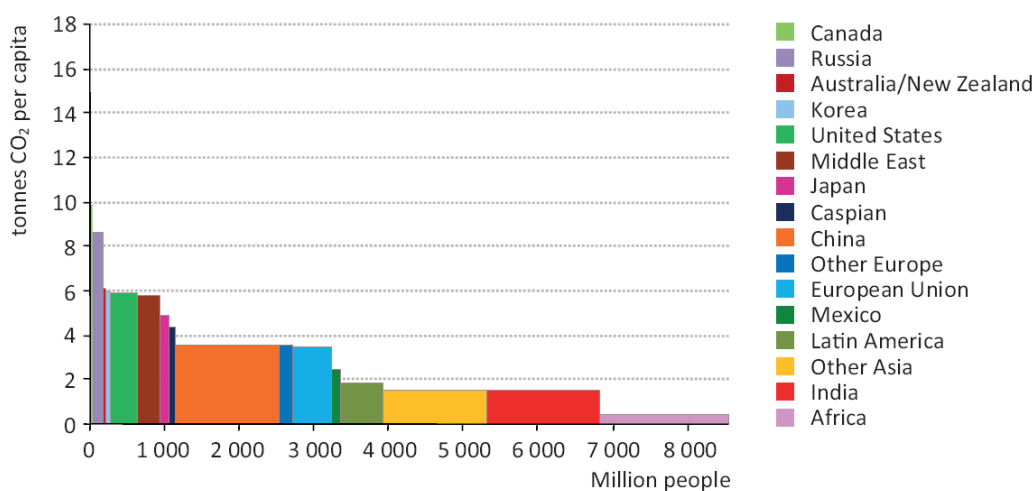
Como muestra la figura 2.64, las previsiones del *450 Scenario*, en cuanto a la evolución de la intensidad de carbono de la economía mundial, son que en 2035 haya disminuido hasta alrededor de una tercera parte de los niveles actuales, con los mayores descensos concentrados en los países en desarrollo no pertenecientes a la OCDE, en la medida que estos países apostarían de manera significativa por las fuentes energéticas bajas en carbono a la hora de concretar las grandes inversiones previstas para cubrir sus nuevas necesidades de consumo. Sin embargo, eso no significa que los países industrializados de la OCDE no deban afrontar también un importante reto, ya que, de acuerdo con las proyecciones del *450 Scenario*, deben disminuir sus emisiones de CO₂ relacionadas con la energía a un ritmo anual medio del 3%,

de forma que en 2035 serían la mitad de las actuales, situándose un poco por encima de las 6 gigatoneladas (Gt).

a) 2011



b) 450 Scenario, 2035



Note: Area in figures is equal to total emissions.

Figura 2.63. Emisiones per capita de CO₂ relacionadas con la energía y emisiones totales por países y regiones. El área del rectángulo equivale a las emisiones totales. El eje de la derecha informa de las toneladas de CO₂ emitidas per capita y el eje horizontal de la población en millones de personas. La figura superior (a) recoge datos de 2011 y la inferior (b) las proyecciones del 450 Scenario para 2035. (IEA, WEO 2013)

La evolución prevista en el 450 Scenario en la reducción de emisiones de CO₂ por los diferentes sectores se resume en la figura 2.65. Esta muestra que el sector eléctrico es el que debe afrontar una transformación más importante. En algunos aspectos, este cambio simplemente implica la aceleración de algunas tendencias actuales, tales como un mayor uso de tecnologías de generación más eficientes y una creciente participación de las fuentes de energía renovables. Sin embargo, la innovación también se hace necesaria, como es el caso de la adopción de la tecnología de captura y almacenamiento del CO₂ (*carbon capture and storage* o CCS) (figura 2.66).

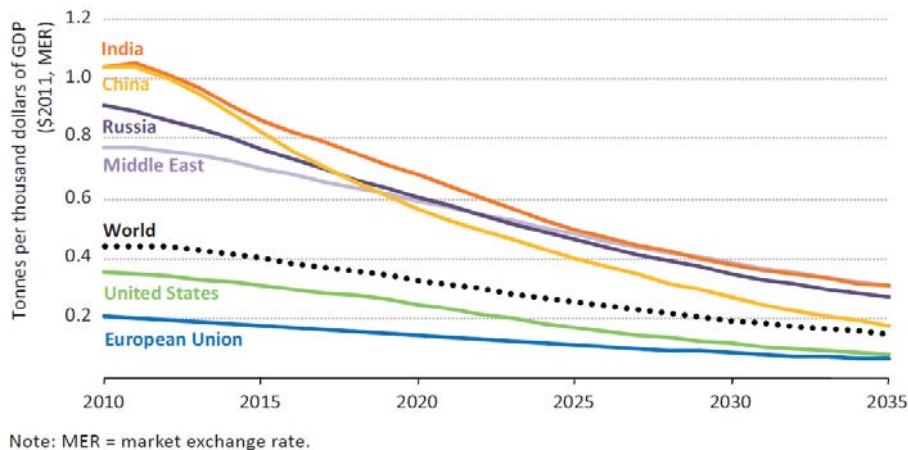
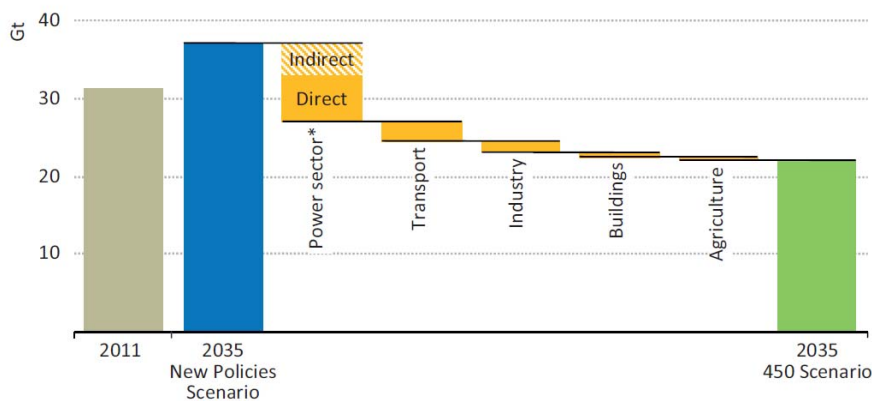


Figura 2.64. Intensidad de CO₂ (toneladas de CO₂ por cada mil dólares de PIB) en diversas regiones según el 450 Scenario. (IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013)

En conjunto, en 2035, la generación de electricidad es un 13% inferior en el 450 Scenario respecto al New Policies Scenario, aunque las emisiones de CO₂ por el sector eléctrico son un 70% inferiores (10Gt) en el primer escenario (figura 2.65). Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013) en el año citado, la demanda de electricidad por el sector del transporte es un 85% mayor en el 450 Scenario que en el New Policies Scenario, pero es un 17% inferior en los edificios, reflejando el uso de electrodomésticos, equipos de calefacción-refrigeración y sistemas de iluminación más eficientes. Por lo que se refiere a la industria, las previsiones son que la demanda de electricidad en 2035 sea un 12% inferior como resultado de las mejoras en eficiencia de los motores.

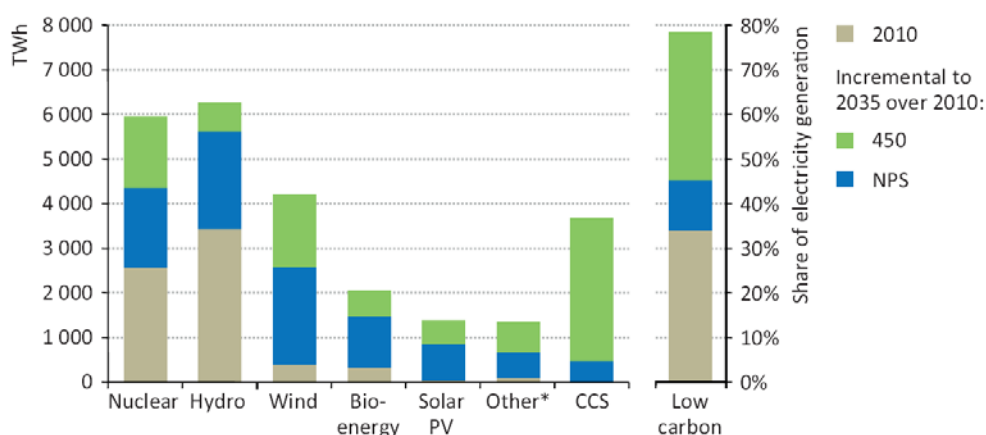


*Indirect electricity savings in the power sector result from demand reduction in end-use sectors, while direct savings are those savings made within the power sector itself (e.g. plant efficiency improvements). Direct savings include heat plants and other transformation.

Figura 2.65. Diferencias en las emisiones globales de CO₂ previstas en 2035 en el New Policies Scenario y el 450 Scenario y reducciones necesarias por sector (cifras en miles de millones de toneladas o gigatoneladas). La columna de la izquierda muestra las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en 2011. (IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013)

En el 450 Scenario, el porcentaje de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles cae de más de dos tercios en 2011 a un tercio en 2035. En particular, en 2035, la producción de electricidad a partir del carbón disminuye

a la mitad de los niveles actuales y la capacidad instalada es 1.100 gigavatios inferior a la del *New Policies Scenario*. En la OCDE, el mayor cambio en la capacidad de generación eléctrica por carbón ocurre en Estados Unidos, pero las mayores transformaciones tienen lugar en países ajenos a la OCDE, donde la reciente dependencia de una nueva capacidad basada en los combustibles fósiles (especialmente carbón) para satisfacer la demanda deja paso a un mayor uso de fuentes energéticas de bajo contenido en carbono. El gas natural es el único combustible fósil que en el *450 Scenario* aumenta su participación en la generación de electricidad, de modo que en 2035 su uso es un 18% más alto que en 2011, aunque alcanza su máximo antes de 2030, para después disminuir.



* Other includes geothermal, concentrating solar power and marine.

Note: 450 = 450 Scenario; NPS = New Policies Scenario.

Figura 2.66. Generación de electricidad a partir de tecnologías bajas en carbono y evolución del porcentaje de penetración desde 2010 a 2035 en el *New Policies Scenario* y el *450 Scenario*. Cifras en la columna de la izquierda en teravatios-hora. (IEA, WEO 2013)

A partir de 2020, el *450 Scenario* contempla que la captura y almacenamiento del CO₂ (*carbon capture and storage* o CCS) se erija en una importante tecnología de mitigación de las emisiones, contribuyendo en 2035 a eliminar 2,5 Gt de CO₂, un volumen que equivale a una vez y media las actuales emisiones de India.

Por lo que respecta a la capacidad nuclear instalada (figura 2.66), el *450 Scenario* prevé que se haya doblado en 2035 -lo que supone una penetración considerablemente más alta que la proyectada en el *New Policies Scenario*- con el principal incremento centrado en China, pero también, en mucha menor magnitud en Estados Unidos y Europa.

En cuanto a la generación eléctrica a partir de fuentes renovables (figura 2.66), las expectativas del *450 Scenario* en el horizonte 2035 son que se incremente en cerca de 11.000 teravatios-hora, con la eólica, la hidráulica y la solar fotovoltaica creciendo de manera más destacada. Resulta interesante destacar que en el escenario comentado, la Agencia Internacional de la Energía espera que la generación de electricidad basada en fuentes renovables cubra en 2035 cerca de la mitad del suministro global.

En el caso del transporte, el *450 Scenario*, prevé que las emisiones globales de CO₂ del sector alcancen su máximo alrededor de 2020, para a partir de esta fecha empezar a caer, de modo que en 2035 serían inferiores en un 5% a las de 2011, situándose 2,4 Gt por debajo de las proyectadas en el

New Policies Scenario. Para lograr estos objetivos, el *450 Scenario* incorpora una amplia gama de medidas, entre las que destacan, particularmente hasta 2020, las mejoras de la eficiencia y un incremento del uso de los biocombustibles (figura 2.67). Unas medidas que ya están en marcha en Estados Unidos, país que para 2022 se ha fijado el objetivo de consumir 36×10^9 galones de biocombustibles, y en la Unión Europea, donde la Directiva de Energía Renovables obliga a que un 10% de la energía utilizada por el sector del transporte en 2020 sea de origen renovable. Con posterioridad a esta última fecha, la mejora de la eficiencia adquiere aún más importancia a nivel global, al mismo tiempo que se espera una sustancial disminución del uso de vehículos como respuesta a la retirada de las subvenciones a los combustibles fósiles en diversos países (ver apartados 2.4.8 y 2.4.8.2).

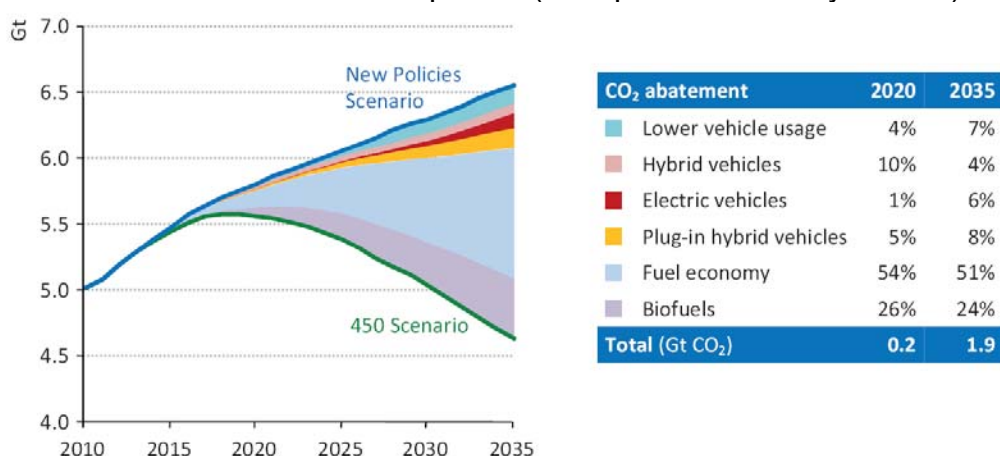


Figura 2.67. Impacto de las medidas contempladas en el *450 Scenario* para el sector del transporte por carretera, de cara a la reducción de las emisiones globales de CO₂ respecto a los niveles del *New Policies Scenario*. Cifras en millones de millones de toneladas de CO₂ (Gt). (IEA, WEO 2013)

En el sector industrial, el *450 Scenario* contempla que en 2035 las emisiones globales de CO₂ hayan disminuido un 5% en relación a las de 2011, situándose en torno a las 5,2 Gt, es decir, un 21% por debajo de las previstas en el *New Policies Scenario*. Las mejoras en eficiencia serían las responsables de más de la mitad de dicha reducción, aunque también se reserva un importante papel al cambio de combustible y a la aplicación de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (*carbon capture and storage* o CCS) en las industrias intensivas en energía. Las expectativas del *450 Scenario* son que más del 80% de la reducción de emisiones en el sector provenga de los países en desarrollo ajenos a la OCDE, liderados por China, India y Oriente Medio.

Por lo que se refiere al sector edificios, el *450 Scenario* prevé que las emisiones globales de CO₂ sean en 2035 un 11% inferiores a las de 2011, situándose en torno a las 2.6 Gt, con una reducción en relación al *New Policies Scenario* distribuida de forma relativamente equitativa entre los países industrializados de la OCDE y los no integrados en esta organización. La Agencia Internacional de la Energía espera que a partir de 2020 los edificios energéticamente eficientes experimenten una gran expansión.

Desde una perspectiva de costes económicos, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO, 2012) afirma que la transformación del sistema energético global demandado en el *450 Scenario* requiere una inversión acumulada adicional, respecto a la requerida en el *New Policies Scenario* para

el periodo 2011-2035, de 16 billones de dólares. Una inversión nada despreciable pero que, sin duda, se vería compensada por unos retornos aun más importantes, tanto en concepto de reducción de las facturas de importación de combustibles fósiles (figura 2.68), como por una disminución de los costes sanitarios asociados a la polución local del aire (tabla 2.26).

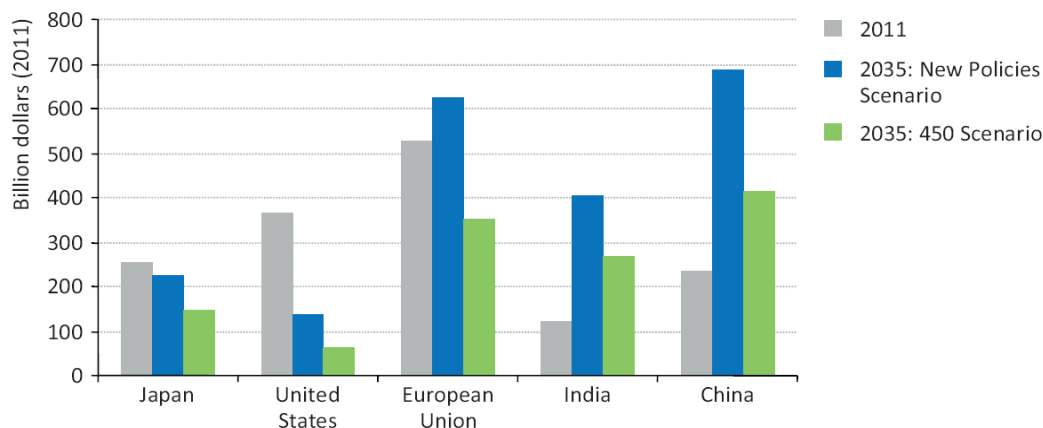


Figura 2.68. Facturas de la importación de combustibles fósiles en diferentes países y regiones en 2011 y previsiones para 2035 en el *New Policies Scenario* y en el *450 Scenario*. Cifras en miles de millones de dólares (de 2012). (IEA, WEO 2013)

	2010	Current Policies		New Policies		450 Scenario	
		2020	2035	2020	2035	2020	2035
SO ₂ emissions	86.3	79.1	84.2	75.1	72.4	69.3	54.1
NO _x emissions	84.7	80.2	92.2	77.7	82.5	73.0	62.9
PM _{2.5} emissions	42.8	42.8	43.0	42.2	41.2	41.3	38.2

Source: IIASA (2012).

Tabla 2.26. Polución del aire a escala global según diferentes escenarios en millones de toneladas. (IEA, WEO 2013)

2.4.6.- LAS “RESERVAS DE CARBONO”. RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS Y SUS EMISIONES POTENCIALES DE CO₂

Un dato particularmente relevante, aportado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) en relación con el *450 Scenario* y la mitigación del cambio climático, es que si el mundo pretende cumplir el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media del planeta a 2°C, de aquí hasta el año 2050, tan solo se podrán consumir algo menos de un tercio de las reservas probadas de combustibles fósiles, a menos que se generalice el uso de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (*carbon capture and storage*, CCA). Esta conclusión se basa en la evaluación de las "reservas de carbono" mundiales, medidas como emisiones potenciales de CO₂ procedentes de la combustión de las actuales reservas probadas de combustibles fósiles en todo el mundo (figuras 2.69 y 2.70). Dichas emisiones potenciales equivalen a 2,86x10¹² toneladas de CO₂, de las cuales, con las limitaciones impuestas en el *450 Scenario*, tan solo podrían utilizarse 0,9x 10¹² toneladas.

Cerca de dos tercios de dichas “reservas de carbono” provienen del carbón, un 22% del petróleo y un 15% del gas (figura 2.70). Geográficamente, dos tercios se sitúan en Norteamérica, Oriente Medio, China y Rusia (figura 2.69). Otro dato de interés es que, a escala global, el 74% de todas las

“reservas de carbono” son propiedad de empresas estatales mientras que el 26% restante está en manos de compañías privadas. En los países en desarrollo ajenos a la OCDE, el primer porcentaje se eleva al 84%, mientras que en los países industrializados desciende a aproximadamente el 40%.

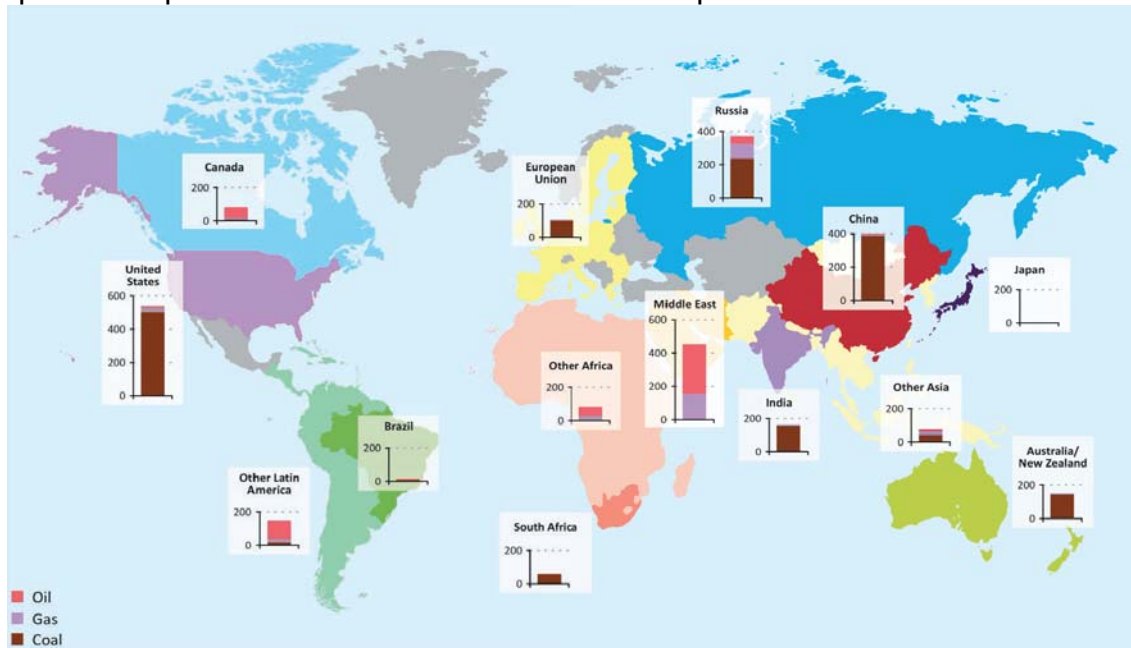


Figura 2.69. Emisiones potenciales de CO₂ (en miles de millones de toneladas o gigatoneladas, Gt) a partir de la combustión de las reservas probadas de combustibles fósiles existentes a finales de 2011, por región. En rojo se muestran las reservas probadas de petróleo, en violeta las de gas natural y en marrón oscuro las de carbón. (IEA, WEO 2012)

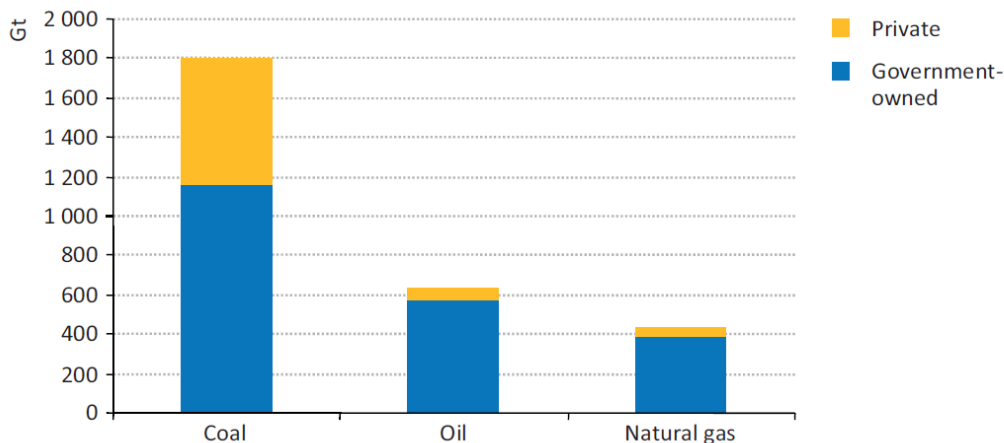


Figura 2.70. Emisiones potenciales de CO₂ (en miles de millones de toneladas o gigatoneladas, Gt) a partir de la combustión de las reservas probadas de carbón, petróleo y gas natural. En amarillo se indican las reservas pertenecientes a compañías privadas y en azul las pertenecientes a empresas estatales. (IEA, WEO 2012)

Todos estos datos subrayan la importancia que reviste la captura y almacenamiento de carbono como alternativa fundamental para reducir las emisiones de CO₂, aunque su ritmo de implantación sigue siendo muy incierto, y actualmente solo existe un pequeño número de proyectos a escala comercial en funcionamiento.

2.4.7.- EMISIONES DE CO₂ POTENCIALES COMPROMETIDAS EN LAS INFRAESTRUCTURAS ENERGETICAS EXISTENTES. EL TIEMPO PARA AFRONTAR EL DESAFÍO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SE AGOTA

Las emisiones potenciales de CO₂ no solo se encuentran almacenadas bajo tierra en forma de carbón, petróleo y gas natural (ver apartado anterior), sino que también lo están de forma implícita en la propia naturaleza de las infraestructuras energéticas existentes. Podemos considerar que parte de las emisiones futuras de CO₂ provendrán del normal funcionamiento de las infraestructuras actualmente en uso o en construcción, de forma que tales emisiones potenciales se encuentran, de hecho, comprometidas o atrapadas. Y, además, lo están por muchos años, ya que el promedio de vida de las infraestructuras energéticas suele ser largo. Si no se producen cambios drásticos en los precios relativos de los combustibles y cambios tecnológicos significativos, las emisiones provenientes del uso de las infraestructuras existentes resultan inevitables, al menos que no se tomen decisiones políticas que impliquen cierres prematuros, costosas reformas o aumentos de la capacidad ociosa del sistema. Además, si no se alcanza un acuerdo global en materia de mitigación del cambio climático, la construcción de nuevas infraestructuras seguirá aumentando a buen ritmo, lo que atraparará o comprometerá más emisiones potenciales para las próximas décadas.

Tras un análisis detallado del stock de capital inmovilizado en todos los sectores energéticos -generación de electricidad, industria, transporte, edificios, usos no energéticos y agricultura- la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) concluye que la utilización bajo condiciones de normalidad de toda la infraestructura existente en la actualidad en el mundo, así como de aquellas que se encuentra en fase de construcción, supondría unas emisiones acumuladas en el horizonte 2035 de 550.000 millones de toneladas de CO₂.

Una conclusión que equivale a decir que cerca de las cuatro quintas partes (81%) de las emisiones totales de CO₂ permitidas en el *Scenario 450* para 2035 están ya comprometidas, de modo que, si no se toman medidas urgentes para reducir las emisiones antes de 2017, el conjunto de infraestructuras energéticas en funcionamiento para entonces tendrían ya comprometidas todas las emisiones de CO₂ admitidas en el *Scenario 450*. La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2012) advierte que tan solo un rápido despliegue de tecnologías energéticas eficientes (junto a otras medidas que se mencionan en el apartado siguiente) podría retrasar la fecha citada hasta 2022, lo que daría cierto margen de tiempo para suscribir un acuerdo mundial imprescindible para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Está claro que el objetivo climático de limitar el calentamiento global a 2°C se hace más difícil y costoso de conseguir cada año que pasa.

En las figuras 2.71 y 2.72 se detallan las emisiones de CO₂ comprometidas por sector en las infraestructuras existentes en 2001, así como la evolución prevista de dichas emisiones hasta 2035 en el *450 Scenario*.

2.4.8.- EL 4-FOR-2°C SCENARIO. ALGUNAS MEDIDAS URGENTES A TOMAR EN EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS EN LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMATICO

Como hemos visto (apartado 2.4.5), las nuevas políticas energéticas actualmente en vías de implementación (*New Policies Scenario*) resultan insuficientes para limitar el calentamiento medio global a largo plazo a 2°C, es

decir, para cumplir con el objetivo suscrito por los gobiernos en la *United Nations Framework Convention on Climate Change Conference of the Parties*, celebrada en Cancún (México) en 2010. El *450 Scenario*, analizado con cierto detalle en el apartado 2.4.5, muestra que alcanzar el objetivo citado es todavía técnicamente posible, aunque los datos expuestos en los apartados 2.4.6 y 2.4.7 nos indican la imperiosa necesidad de tomar medidas drásticas antes de 2020, año en que la comunidad internacional debe alcanzar un nuevo acuerdo en materia de cambio climático.

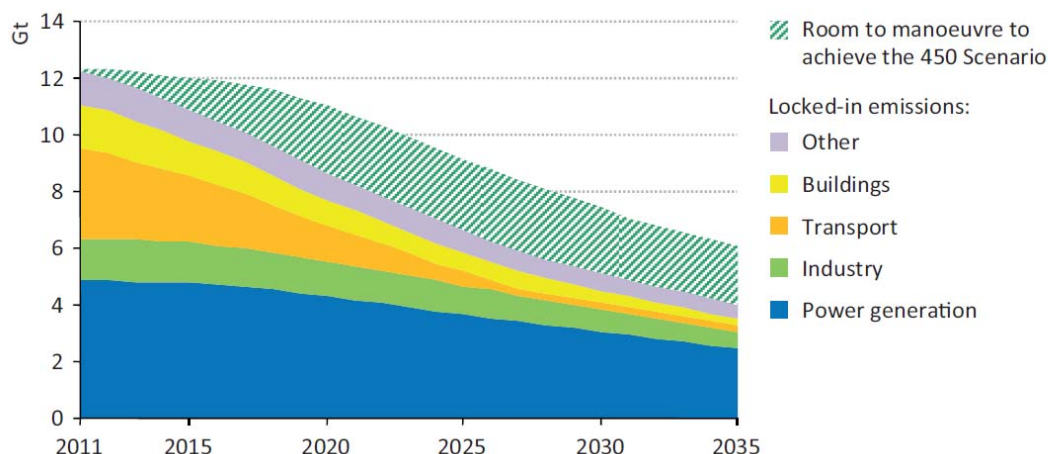


Figura 2.71. Emisiones potenciales de CO₂ comprometidas en infraestructuras en los países de la OCDE en 2011 y su evolución hasta 2035 en el 450 Scenario (cifras en miles de millones de toneladas o gigatoneladas, Gt). (IEA, WEO 2012)

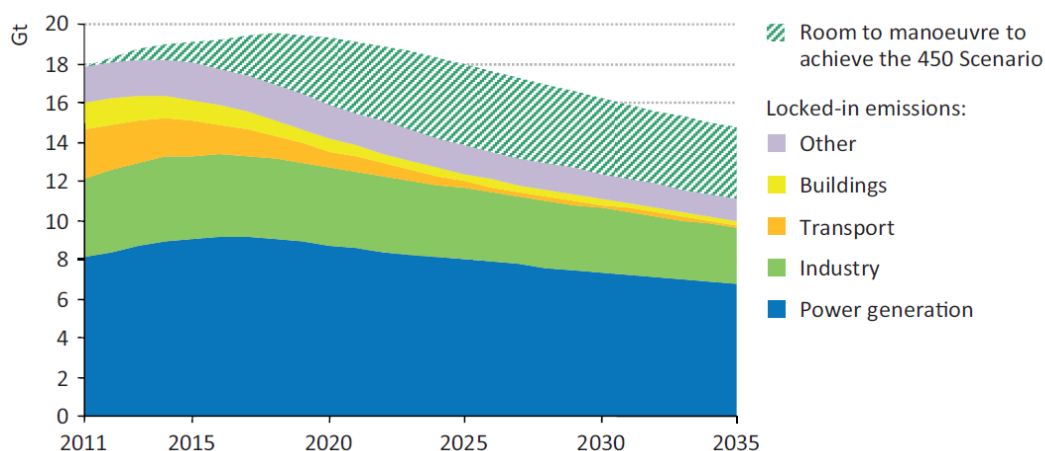


Figura 2.72. Emisiones potenciales de CO₂ comprometidas en infraestructuras en los países ajenos a la OCDE en 2011 y su evolución hasta 2035 en el 450 Scenario (cifras en miles de millones de toneladas o gigatoneladas, Gt). (IEA, WEO 2012)

En esta línea, la Agencia Internacional de la Energía ha propuesto (*IEA, Redrawing the Energy Climate Map, WEO Special Report, 2013*) cuatro medidas, sin coste económico neto, que de ser aplicadas de forma inmediata podrían rebajar en un 80% el exceso de emisiones de CO₂ previstas para 2020 en el *New Policies Scenario* respecto a las exigidas por el *450 Scenario* en la misma fecha (figura 2.73). Estas cuatro medidas-puente para la acción futura, están integradas en el denominado *4-for-2°C Scenario* y se caracterizan por apoyarse en tecnologías existentes, haber sido ya probadas con éxito en

algunos países y porque su aplicación conjunta no daña el crecimiento económico de ninguna región. Dichas medidas son:

- 1) La adopción de medidas de eficiencia energética (que representarían el 49% del ahorro de emisiones).
- 2) Limitar la construcción y uso de las plantas de generación eléctrica menos eficientes alimentadas por carbón (21% del recorte de emisiones).
- 3) Minimizar las emisiones de metano (CH₄) ligadas a la exploración y producción de petróleo y gas (18% de disminución de emisiones).
- 4) Acelerar la eliminación (parcial) de los subsidios al consumo de combustibles fósiles (12% de rebaja de las emisiones).

En los dos sub-apartados que siguen nos ocuparemos brevemente de las razones que justifican las dos últimas medidas, directamente relacionadas con los hidrocarburos y su industria.

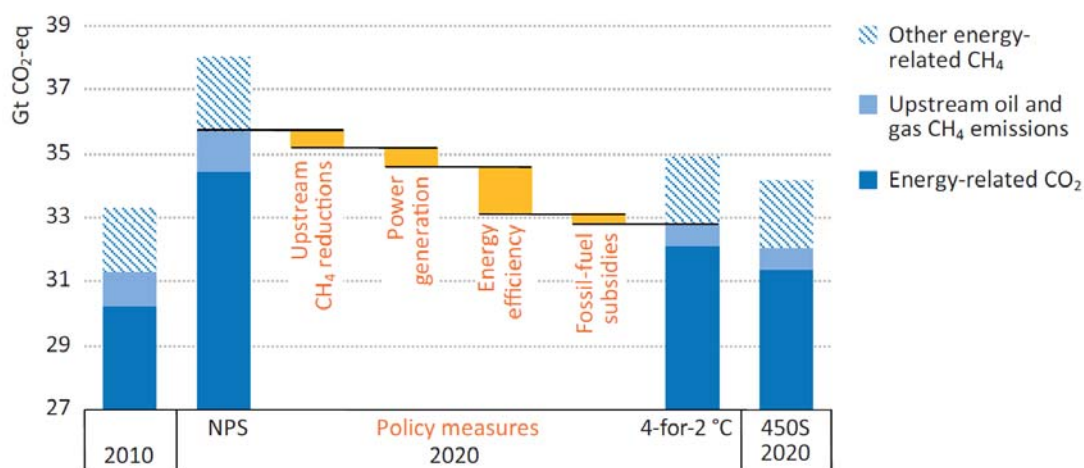


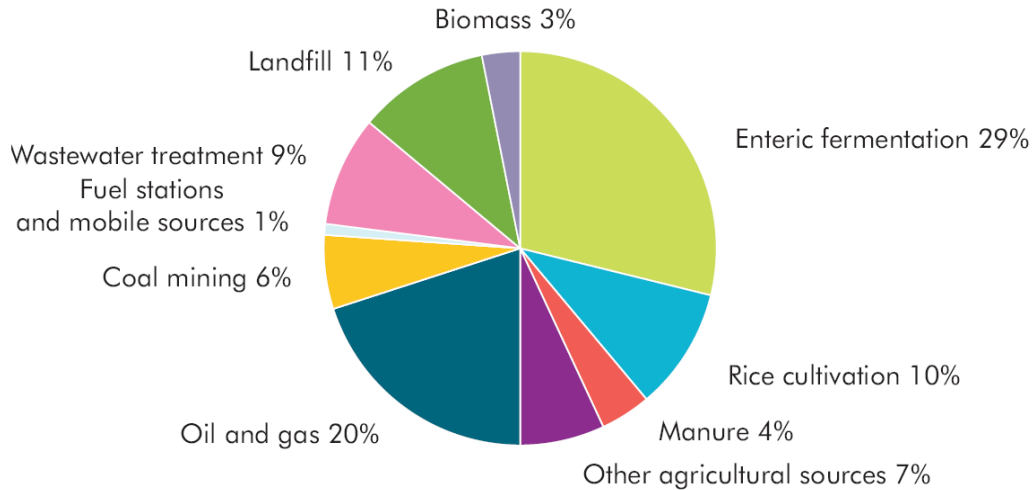
Figura 2.73. Cambios en las emisiones globales de CO₂ relacionadas con la energía en el 4-for-2°C Scenario por tipo de medida (ver explicación en el texto). Cifras en miles de millones de toneladas equivalentes de CO₂ (Gt); NPS: *New Policies Scenario*; 450S: *450 Scenario*. (IEA, WEO 2012)

2.4.8.1.- Las emisiones de metano (CH₄) ligadas a la exploración y producción de combustibles fósiles

El metano es un gas veinticinco veces más potente como gas de efecto invernadero (GEI) que el CO₂ y, por lo tanto, su influencia en el cambio climático es notoria. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Resources to Reserves*, 2013) las emisiones totales de GEI han aumentado de forma substancial en las últimas décadas: desde 38.000 millones de toneladas equivalentes de CO₂ en 1990, a 40.000 millones en el año 2000 y 48.700 en el 2010 (ver tabla 2.24). Debido a su alto potencial como factor de calentamiento global y a que su tiempo de residencia en la atmósfera es relativamente corto (alrededor de 12 años) el metano es un importante GEI a tener en cuenta de cara a la mitigación del cambio climático.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, *Resources to Reserves*, 2013) considera que, aproximadamente, algo más de la mitad de las emisiones de metano a la atmósfera terrestre son de origen antropogénico, incluyendo: la producción de combustibles fósiles, la agricultura (fermentación entérica del ganado, gestión del estiércol y cultivo de arroz), la combustión de la biomasa y la gestión de residuos. Según la fuente citada, a su vez, las actividades relacionadas con la energía y la gestión de residuos, representaron en 2010 la

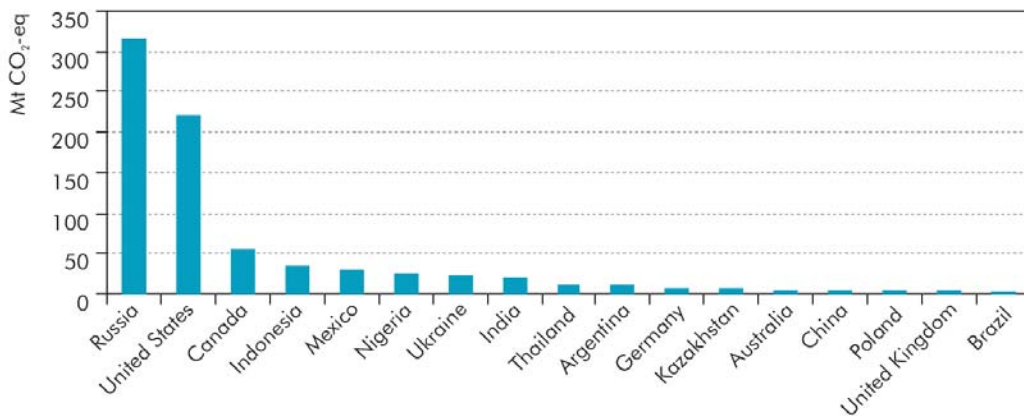
mitad de las emisiones antropogénicas globales de metano, con las emisiones provenientes de la exploración y producción de petróleo y gas, junto a las generadas por la minería del carbón, contabilizando un 26% del total (figura 2.74). La distribución por países de estas emisiones relacionadas con la exploración y producción de combustibles fósiles se resumen en las figuras 2.75 y 2.76.



Source: GMI, 2011a.

Figura 2.74. Emisiones globales antropogénicas de metano en 2010. (IEA, Resources to Reserves, 2013)

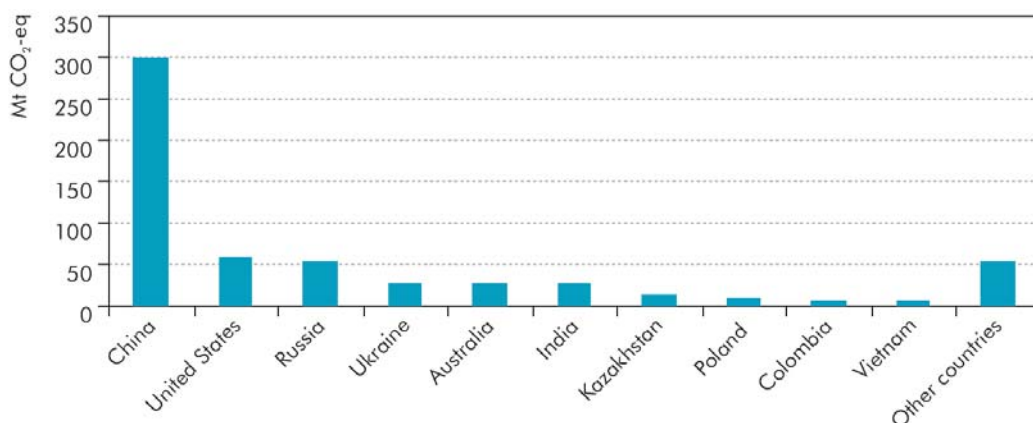
Las concentraciones de metano en la atmósfera han aumentado en más del 150%, respecto a las 700 ppb⁴⁸ de mediados del siglo dieciocho, a comienzos de la revolución industrial. Y, aunque la tasa de crecimiento se ha ralentizado en los últimos años gracias a los esfuerzos de mitigación realizados, actualmente la concentración de este gas oscila entre 1.750 y 1.871 ppb, dependiendo del lugar de medición (Blasing, 2012).



Source: GMI, 2011b.

Figura 2.75. Emisiones de metano por la industria del petróleo y el gas en diferentes países en 2010. Cifras en millones de toneladas equivalentes de CO₂. (IEA, Resources to Reserves, 2013)

⁴⁸ ppb = parts per billion; 1 ppb equivale a 1 microgramo (10⁻⁶ gramos) por litro.



Source: GMI, 2011c.

Figura 2.76. Emisiones de metano generadas por la minería del carbón en diferentes países en 2010. Cifras en millones de toneladas equivalentes de CO₂. (IEA, *Resources to Reserves*, 2013)

2.4.8.2.- Los subsidios a los combustibles fósiles

Las ayudas gubernamentales a los combustibles fósiles distorsionan los mercados energéticos en muchos países, impulsando el consumo de energía, aumentando las emisiones de CO₂ e induciendo serios desequilibrios en las balanzas comerciales de dichos países.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) estima que en 2012, a escala global, los subsidios a los combustibles fósiles totalizaron 544.000 millones de dólares. Esta cifra, incluye tanto los destinados al consumo final de dichos combustibles y sus derivados, como los asignados a la generación de electricidad, aunque excluyen los relacionados con los combustibles fósiles utilizados como materia prima por la industria petroquímica. En 2012, los productos derivados del petróleo fueron los más subvencionados, totalizando 277.500 millones de dólares (51% del total), mientras que las ayudas al consumo final de gas natural y carbón sumaron 124.500 y 7.000 millones de dólares, respectivamente. En el caso de la generación de electricidad la cifra se elevó a 135.000 millones.

Un dato, sin duda interesante a efectos comparativos, subrayado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, WEO 2013) es que en 2012, a escala global, las subvenciones a las renovables totalizaron 102.000 millones de dólares, experimentado un incremento del 11% respecto a las cifras del año anterior.

La AIE considera que los países que subsidian los combustibles fósiles pueden catalogarse en dos grandes grupos: 1) aquellos que importan productos energéticos a los precios dictados por los mercados internacionales y que luego los venden en el mercado doméstico a precios más bajos, y 2) aquellos que son exportadores netos de combustibles fósiles y que fijan precios en el mercado interior por debajo de los precios internacionales de referencia. La inmensa mayoría de los subsidios al consumo de combustibles fósiles tiene lugar en países en desarrollo (figura 2.77), mientras que en los países industrializados de la OCDE la práctica más extendida es la de subsidiar la producción de combustibles fósiles para expandir el suministro autóctono. Los subsidios al consumo constituyen una práctica habitual en los países

exportadores netos de materias primas energéticas, de forma que estos países contabilizaron en 2012 alrededor del 75% del total global.

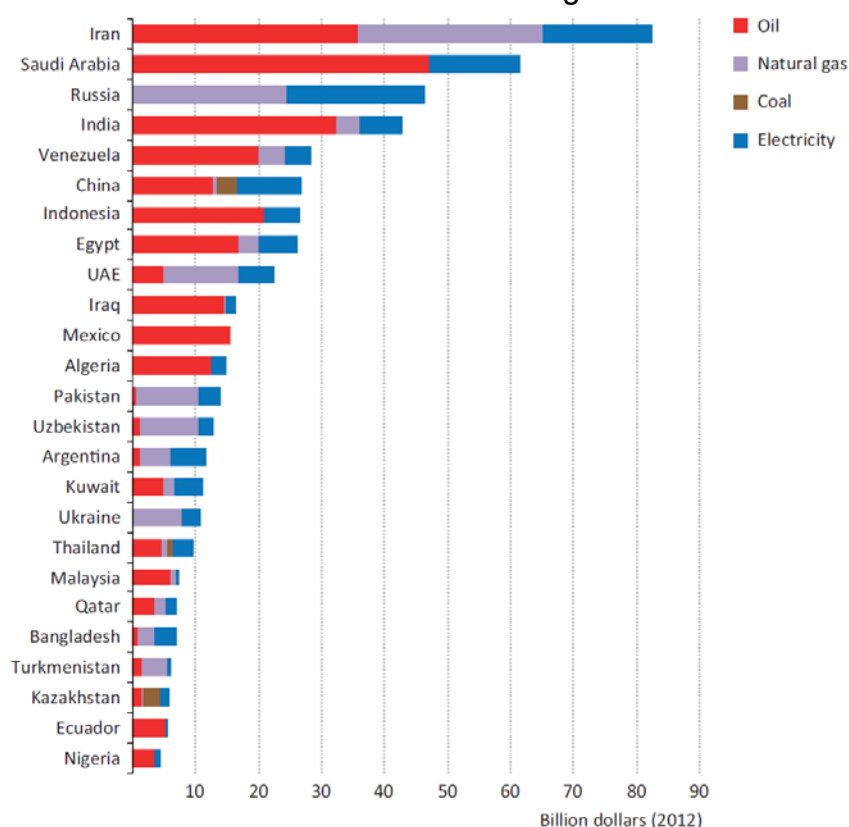


Figura 2.77. Valor económico de los subsidios a los combustibles fósiles en 2012 en los veinticinco principales países implicados en esta práctica (cifras en miles de millones de dólares). (IEA, WEO 2013)

El valor de los subsidios a los combustibles fósiles aumentó en 2012 respecto a 2011, debido a que el incremento moderado de precios en los mercados internacionales y el aumento del consumo de combustibles subsidiados, compensaron el considerable progreso realizado en algunos países para reducir las subvenciones.

2.5.- UNA REFLEXIÓN FINAL A MODO DE CONCLUSIÓN

Con anterioridad a la Revolución Industrial, el desarrollo de las sociedades humanas quedaba acotado por la tasa a la que estas eran capaces de aprovechar la radiación solar y sus transformaciones al incidir sobre nuestro planeta.

La producción de alimentos y de combustibles quedaba limitada por la baja eficiencia de la fotosíntesis, así como por un suministro insuficiente de nutrientes a las plantas. Los rendimientos medios de los cultivos eran bajos, ocasionando desnutrición crónica y hambrunas recurrentes, mientras que el almacenamiento de la energía estaba seriamente coartado por la baja densidad energética de la biomasa y la escasa potencia específica de las principales fuerzas motrices (los músculos de los humanos y de los animales de tiro). Aun así, las sociedades antiguas fueron capaces de aumentar gradualmente el uso per cápita de la energía aprovechando el agua y el viento y desplegando una creciente fuerza de trabajo, mayoritariamente integrada por esclavos y animales.

La extracción a gran escala y la combustión del carbón, petróleo y gas natural significaron un cambio fundamental en el tipo e intensidad de los usos de la energía.

Los tres hidrocarburos citados abarcan un amplio muestrario de moléculas orgánicas, generadas tras un complejo y largo proceso: la lentísima transformación, durante periodos de entre cien mil a cien millones de años, de la materia orgánica inicialmente sintetizada por la fotosíntesis en la biosfera y luego acumulada como detritus vegetales y animales en el fondo de cuencas sedimentarias (lagos, mares y océanos). En ausencia de oxígeno, parte de esta materia orgánica puede escapar a la descomposición bacteriana para, posteriormente, a medida que va siendo enterrada bajo sucesivos acúmulos de sedimento, transformarse bajo la acción combinada de presiones y temperaturas crecientes. La madre naturaleza ha posibilitado, a través de la fotosíntesis y del proceso geológico descrito, el almacenamiento de la energía solar en los enlaces químicos de los átomos de hidrógeno y carbono que integran las moléculas de los hidrocarburos o combustibles fósiles.

Durante milenios, los humanos obtuvieron los alimentos, el calor y la potencia mecánica necesarios para su supervivencia de la radiación solar y su transformación casi inmediata (flujos de agua y viento), así como de la energía proporcionada por conversiones metabólicas y de la biomasa que ocurrían en cuestión de meses, unos pocos años o, a lo sumo, unas pocas décadas. Por contra, los combustibles fósiles, con la excepción de la turba, son el resultado de intensos cambios de la biomasa durante lapsos de tiempo geológicos.

Utilizando un símil económico, podemos considerar que las sociedades pre-modernas dependían para su desarrollo de unos ingresos solares, instantáneos o mínimamente retardados, que se reponían de forma constante. En cambio, la civilización moderna basa su esplendor en el uso de una herencia solar. Un capital que estamos dilapidando a gran velocidad y que, a la postre, tan solo habrá sido disfrutado durante una pequeña fracción del tiempo que se necesitó para acumularlo.

Las sociedades preindustriales eran, en teoría, energéticamente sostenibles en un horizonte temporal de miles de años, aunque en la práctica muchas de ellas comprometieron su desarrollo por una excesiva deforestación y erosión del suelo. En cambio, la civilización moderna se basa en el aprovechamiento, sin duda insostenible, de una herencia solar única que no puede ser repuesta a la escala temporal de una civilización. Pero esta herencia nos ha dado acceso a unos recursos energéticos muy concentrados y fáciles de almacenar y que han podido ser utilizados a un ritmo creciente. El uso de los combustibles fósiles ha permitido a los humanos superar los límites al consumo de energía impuestos por la baja eficiencia de la fotosíntesis y por los bajos rendimientos de las corrientes de agua y aire. Como resultado, el consumo energético global ha aumentado a unos niveles sin precedentes.

Un intento de reconstrucción del consumo mundial de energía primaria (biomasa, combustibles fósiles, renovables y nuclear) muestra un ascenso desde algo más de 10×10^{18} julios (10 EJ) en 1750 a casi 20 EJ un siglo después, para luego alcanzar los 45 EJ en 1900, aproximarse a los 100 EJ a mitad del siglo pasado y, finalmente, situarse por encima de 400 EJ a principios de este. A pesar de que en el transcurso del siglo veinte la población mundial se multiplicó por un factor cercano a cuatro (de 1.600 a 6.100 millones) el promedio global de consumo anual de energía primaria per cápita se duplicó,

(pasando de 28 a 65×10^9 julios), mientras que el consumo anual promedio de combustibles fósiles per capita se multiplicó por más de cuatro. Y estas cifras resultan aun más impresionantes si las expresamos en términos de energía útil, ya que los continuos avances técnicos han mejorado las eficiencias medias de todas las conversiones energéticas comerciales, muchas de ellas por un orden de magnitud.

En 2011, los combustibles fósiles representaron el 81,6% de toda la energía primaria consumida en el mundo. Un porcentaje que se repartió de la siguiente manera: 31,5% para el petróleo, 28,8% para el carbón y 21,3% para el gas. Y las previsiones de futuro nos indican que el dominio de dichos combustibles se prolongará en las próximas décadas.

A menudo leemos o escuchamos que el petróleo, el gas o el carbón se acaban de forma inminente. En realidad, como hemos explicado a lo largo de este trabajo esto no es así. La disponibilidad de recursos minerales en general y de combustibles fósiles en particular, puede visualizarse mediante una pirámide. La superficie que ocupa cada nivel en la pirámide da una idea de la cantidad de recursos de la que disponemos, de modo que a medida que descendemos desde la cúspide, dicha cantidad aumenta. Sin embargo, también ocurre que cuando bajamos de nivel en la pirámide, la concentración del recurso es cada vez menor, de modo que la extracción se hace cada vez más dificultosa, tanto desde el punto de vista tecnológico, como del coste económico, del impacto ambiental y de la cantidad de energía necesaria para su extracción. Ello conduce a que a partir de un determinado nivel de la pirámide, los costes económicos, ambientales y energéticos son tan altos que no sale a cuenta continuar el proceso extractivo. Lo que significa que, con toda seguridad, el mundo dejará de explotar los combustibles fósiles antes de que estos se acaben.

Hasta el momento hemos utilizado los combustibles fósiles más fáciles de extraer, así que en el futuro no quedará más remedio que ir descendiendo en la pirámide. Por ejemplo, en el caso del petróleo y del gas natural, primero hemos explotado los recursos convencionales y en la actualidad estamos abordando el aprovechamiento de los no convencionales.

Nuestra civilización depende en demasía de fuentes energéticas ricas en carbono, cuya combustión en cantidades crecientes ha situado a la humanidad frente a un inesperado desafío: las elevadas cantidades de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero emitidas a la atmósfera están sobrecalentado el planeta. Existe un amplio consenso científico en que estamos asistiendo a un cambio climático global forzado por la acción humana.

Ciertamente, tenemos evidencias de que con anterioridad al uso intensivo de los hidrocarburos nuestro planeta había experimentado ya diversos episodios de calentamiento, tal vez provocados por episodios de inusitada actividad volcánica y/o por la liberación a la atmósfera de ingentes cantidades del metano almacenado en compuestos como los hidratos de gas. Por ejemplo, en el Cretácico, más concretamente durante el periodo que va desde hace unos 120 a los 90 millones de años, la temperatura media del planeta se incrementó en unos 5°C . También sabemos que hace unos 56 millones de años, durante el denominado máximo térmico del límite Paleoceno-Eoceno, el planeta experimentó otro calentamiento de magnitud similar, aunque mucho más rápido ya que este ocurrió durante un lapso de tiempo del orden de unos 20.000 años. Una rapidez que resulta irrisoria frente a la prevista para el actual

calentamiento global: si seguimos al ritmo actual de emisiones de gases de efecto invernadero, en 2035 la temperatura media del planeta podría haberse incrementado en más de 3,5°C y en 6°C en 2050.

Resulta que en el transcurso de la segunda mitad del siglo XX y lo que llevamos del XXI, los humanos no hemos sabido gestionar adecuadamente la fabulosa herencia recibida en forma de hidrocarburos. Quizás por la creencia de que el hombre es la medida de todas las cosas. Con anterioridad a la revolución industrial, los átomos de carbono de los hidrocarburos atesorados en las profundidades de la corteza terrestre eran reciclados de nuevo a la atmosfera en el devenir de un ciclo geológico de millones de años de duración. Pero, la frenética exhumación de los combustibles fósiles emprendida por el hombre ha acelerado exponencialmente el tiempo de retorno de dichos átomos a la atmosfera (en forma de CO₂) sin tener en cuenta que la Tierra funciona a un ritmo muy diferente al que rige los destinos humanos. Sin duda, como ya ha hecho en el pasado, nuestro planeta encontrará de nuevo un equilibrio, deshaciéndose del exceso de CO₂ inyectado en su atmosfera. Pero esto llevará centenares de miles de años.

El calentamiento del sistema climático es inequívoco y muchos de los cambios observados desde la década de 1950 no tienen precedentes en una escala temporal de decenas a miles de años. La atmósfera y el océano se han calentado, las cantidades de nieve y de hielo han disminuido, mientras que el nivel del mar y las concentraciones de gases de efecto invernadero han aumentado. Estos párrafos, junto a otro en el que se afirma que la influencia humana sobre el clima resulta clara, son algunos de los titulares más destacados del informe *Climate Change 2013. The physical basis*, elaborado por el Grupo de Trabajo 1 del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático con el propósito de actualizar los fundamentos científicos del quinto informe que prepara dicho organismo.

Ante esta aplastante evidencia científica podemos preguntarnos ¿por qué se hace tan difícil la lucha contra el cambio climático? Medios y responsables políticos insisten que todo se reduce a una cuestión de lograr un acuerdo mundial para reducir las emisiones de los gases contaminantes, en particular del dióxido de carbono (CO₂), lo que requiere de una transformación del actual sistema energético. Pero la cosa es más complicada.

La Identidad de Kaya, formulada por el economista energético japonés Yoichi Kaya, relaciona el CO₂ emitido por la actividad humana con el producto de cuatro variables, consideradas a escala global: 1) la población, 2) el producto interior bruto (PIB) per cápita, 3) la energía utilizada por unidad de PIB (o intensidad energética), y 4) las emisiones de CO₂ emitidas por unidad de energía consumida (o intensidad de carbono del mix energético).

Para que el resultado final de una multiplicación de cuatro factores sea cero, basta con que uno de ellos lo sea. Pero, hoy por hoy, este supuesto constituye un sueño lejano. Lo que si esta en nuestra mano es tratar de reducir las emisiones de CO₂. Ahora bien, para lograr este objetivo no podemos obviar dos hechos. El primero es que las proyecciones de Naciones Unidas sugieren que, aunque en la actualidad estamos ya asistiendo a un descenso de las tasas de fertilidad, la población mundial seguirá creciendo en los próximos cincuenta años, pasando de 7.000 millones de personas a un máximo de 9.500 millones, para después estabilizarse en respuesta a una mejora generalizada de las condiciones de vida. El segundo, es que el vigente paradigma socioeconómico

asume como un dogma indiscutible que el PIB mundial per cápita puede y debe seguir creciendo indefinidamente.

Los dos condicionantes comentados han llevado a la comunidad internacional a concluir que la lucha contra el cambio climático debe centrarse en la segunda parte de la ecuación de Kaya, tratando de rebajar la intensidad energética y la de carbono. En el caso de la primera, se busca mejorar la eficiencia (es decir, hacer más, o lo mismo, con menos) tanto desde el punto de vista de la oferta como del de la demanda, mientras que en el caso de la intensidad de carbono se persigue avanzar hacia la de-carbonización del mix energético, promoviendo el despliegue de fuentes de energía limpias en CO₂ (renovables y nuclear). Paralelamente, de forma complementaria a las actuaciones citadas, se pretende rebajar la cantidad de CO₂ antropogénico mediante su secuestro, ya sea por medios artificiales o naturales (por ejemplo, inyectándolo y almacenándolo en el subsuelo o evitando la deforestación).

Esta estrategia para reducir las emisiones de CO₂ da por sentado que la innovación tecnológica en el sector energético será capaz por si sola de compensar los efectos derivados del crecimiento demográfico y económico previstos en el futuro. Ahora bien, las proyecciones en el horizonte 2040 contenidas en un reciente informe del gobierno de los EE.UU. (*US EIA, International Energy Outlook 2013*) no son precisamente optimistas al respecto. Según esta fuente, en los próximos veintisiete años, el mundo podría reducir su intensidad energética e intensidad de carbono en relación a los valores de 2010. Sin embargo, estas mejoras se verían ampliamente contrarrestadas por el crecimiento del PIB per cápita y por el aumento de la demografía, de forma que, en conjunto, la multiplicación de los cuatro factores de Kaya arrojaría el resultado de que las emisiones globales de CO₂ se incrementarían cerca de un 46% en el transcurso del periodo 2010-2040.

Esta conclusión puede resultar sorprendente, en la medida que de ella parece desprenderse que las actuales políticas de reforma del modelo energético no serán suficientes para reducir sustancialmente la inyección antropogénica de CO₂ a la atmósfera. O dicho de otra manera, que en ausencia de una verdadera revolución energética, todavía por concretar, se hace necesario cuestionar el actual paradigma de crecimiento económico y demográfico, si de verdad pretendemos rebajar las emisiones citadas. Una verdad, más incómoda que la predicada hace años por el ex vicepresidente de los EE.UU., Al Gore, a propósito de la aceptación de la realidad del cambio climático.

Nos guste o no, todo apunta a que esta es la verdadera raíz del problema. A la luz de la identidad de Kaya, el análisis de la historia del consumo energético, así como del crecimiento económico y demográfico de la humanidad en los últimos cien años, nos indica que el cambio climático es, en buena parte, consecuencia de un desarrollo económico y demográfico sin precedentes, posibilitado por el uso masivo de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas).

Afirmar, como a menudo se hace, que el cambio climático es tan solo el resultado del uso masivo de dichos combustibles es una verdad a medias. Equivale a culpar a la bala, o la pistola que la dispara, de un asesinato, sin analizar quien aprieta el gatillo.

Ciertamente, el CO₂ que (junto a otros gases de efecto invernadero) provoca el actual desequilibrio climático proviene en su mayor parte de la

quema de combustibles fósiles, pero no deberíamos olvidar que el uso masivo de estos ha sido requerido por un paradigma socioeconómico basado en el crecimiento global, continuo e ilimitado. Hoy en día los combustibles fósiles representan algo más del 80% del mix de energía primaria mundial y sin ellos el sistema colapsaría. Pero aún hay más: sin carbón, petróleo y gas, el consumo energético mundial no podría haberse multiplicado por un factor cercano a cinco durante el periodo 1950-2000, posibilitando que durante el mismo periodo el PIB mundial se multiplicara por siete y la población mundial por algo más de dos. Desgraciadamente, el precio a pagar ha sido que las emisiones de CO₂ se han multiplicado por casi cinco durante los cincuenta años considerados.

BIBLIOGRAFIA

Aleklett K., Höök M., Jakobsson K., Lardelli M., Snowden S., Söderbergh B. (2010), The peak of the oil age: analysing the world oil production reference scenario in World Energy Outlook 2008. *Energy Pol.* **38**, 1398–1414.

ANL (Argonne National Laboratory) (2012), GREET (Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy Use in Transportation) Model 2012_1, Argonne National Laboratory, Chicago.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2009), *Energy Resources 2009*, BGR, Hannover.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2012), *Energierohstoffe 2012, Reserven, Ressourcen, Werfugbarkeit, Tabellen*, Hannover-

Blasing T.J. (2012), *Recent Greenhouse Gas Concentrations*, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.

Boden T., Marland G. and Andres R. (2012), *Global, Regional, and National FossilFuel CO₂ Emissions*, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Tennessee.

BP (2013), *Statistical Review of World Energy 2013*, BP, London.

Brandt A. R. (2008), Converting oil shale to liquid fuels: energy inputs and greenhouse gas emissions of the Shell in situ conversion process, *Environmental Science&Technology*, **42**, **19**, American Chemical Society, Washington, DC.

Brandt A. R. (2009), Converting oil shale to liquid fuels with the Alberta Taciuk processor: energy inputs and greenhouse gas emissions, *Energy&Fuels*, **23**, **12**, American Chemical Society, Washington, DC.

Brandt A. R. (2010), Review of mathematical models of future oil supply: historical overview and synthesizing critique. *Energy*, **35**, 3958–3974.

Brandt A .R. and. Farrell A. E. (2007), Scraping the bottom of the barrel: greenhouse gas emission consequences of a transition to low-quality and synthetic petroleum resources, *Climatic Change*, **84 (3-4)**, 241-263.

Campbell C. J. (2002), Petroleum and people. *Popul. Environ.* **24**, 193–207.

Charpentier A. D., Bergerson J. A. and MacLean H. L. (2009), Understanding the Canadian oil sands industry's greenhouse gas emissions, *Environmental Research Letters*, **4, 1**, IOP Publishing, Bristol, United Kingdom.

Eysell J. H. (1978), The supply response of crude petroleum—new and optimistic results. *Bus. Econ.* **1393**, 338–346.

Höök M., Hirsch R. L., Aleklett K. (2009), Giant oil field decline rates and the influence on world oil production. *Energy Pol.* **37**, 2262–2272.

Hubbert, M. K. (1956), Nuclear energy and the fossil fuels. Meeting of the Southern District, Division of Production, American Petroleum Institute. Shell Development Company: San Antonio, Texas.

IEA (International Energy Agency) (2008), *World Energy Outlook 2009*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2009), *World Energy Outlook 2009*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2010), *World Energy Outlook 2010*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2011), *World Energy Outlook 2010*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2011a), *Technology Roadmap: Biofuels for Transport*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2012), *World Energy Outlook 2012*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2013), *World Energy Outlook 2013*, OECD/IEA, Paris.

IEA, (International Energy Agency) (2013), *Redrawing the Energy Climate Map, World Energy Outlook Special Report*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2013), *Resources to Reserves*, OECD/IEA, Paris.

IEA (International Energy Agency) (2013), *Key World Energy Statistics*, OECD/IEA, Paris.

IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg) (2008), *Evaluation of Studies Assessing the Environmental Impact of the Use of Palm Oil as a Bioenergy Carrier*, 53rd Meeting of the IEA Renewable Energy Working Party, 2 April, OECD/IEA, Paris.

Jackson P. M. and Smith L. K. (2014), Exploring the undulating plateau: the future of global oil supply. *Phil. Trans. R. Soc. A* 372:20120491.

Jacobs Consultancy (2012), *EU Pathway Study: Life Cycle Assessment of Crude Oils in a European Context*, Jacobs Consultancy, Calgary.

Laherrere J. (2006), Oil and gas: what future? Groningen annual Energy Convention 21 November 2006, <http://oilcrisis.com/laherrere/groningen.pdf>

Lynch M. C. (1999), Oil scarcity, oil crises, and alternative energies—don't be fooled again. *Appl. Energy* 64, 31–53.

Marzo M. (2010), El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres. Publicaciones de Cuadernos de Energía. Separata del nº 29 (Octubre, 2010) de Cuadernos de Energía, 56 pp. Madrid.

Miller R. G. and Sorrell S. R. (2014), The future of oil supply. *Phil. Trans. R. Soc. A* 372: 20130179.

Mohr S. H. and Evans G. M. (2007), Model proposed for world conventional, unconventional gas. *Oil & Gas Journal*, December 17, 2007, pp 46-51.

Mohr S. H. (2010), *Projection of world fossil fuel production with supply and demand interactions*, Ph. D Thesis, University of Newcastle, Australia, 291 pp.

Mui S., Tonachel L., McEnaney B. and Shope E. (2010), *GHG emission factors for high carbon intensity crude oils*, NRDC (Natural Resources Defense Council), New York.

Murphy D. J. (2014), The implications of the declining energy return on investment of oil production. *Phil. Trans. R. Soc. A* 372: 20130126.

NETL (National Energy Technology Laboratory) (2008), *Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels*, United States Department of Energy/NETL, Washington, DC.

NRCan (Natural Resources Canada) (2012), GHGenius Version 4.02 – A Model for Lifecycle Assessment of Transportation Fuels, Ottawa, www.ghgenius.ca/news.php.

OGJ (Oil and Gas Journal) (2012), Worldwide Look at Reserves and Production, *O&GJ*, **110, 12** (3 December):28-32.

OGP (2012), *Environmental Performance in the E&P Industry, 2011 Data*, Report No. 2011e, OGP, London.

Oliver J., Janssens-Maenhout G. and Peters J. (2012), *Trends in Global CO₂ Emissions*, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency and Joint Research Centre, The Hague, Netherlands and Ispra, Italy.

PRMS (Petroleum Resources Management System) (2007), *Petroleum Resources Management System*, Society of Petroleum Engineers, Houston.

Sorrell S., Speirs J., Brandt A. R., Miller R., Bentley R. W. (2009), *Global oil depletion: an assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production*. London, UK: UK Energy Research Centre.

Sorrell S. , Miller R., Bentley R. W., Speirs J. (2010), Oil futures: a comparison of global supply forecasts. *Energy Pol.* **38**, 4990–5003.

Sorrell S., Speirs J., Bentley R., Miller R., Thompson E. (2012), Shaping the global oil peak: a review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy* **37**, 09–724.

UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) (2009), *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources 2009*, UNECE, New York and Geneva.

US EIA (2011), *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States*, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

US EIA (2013), *International Energy Outlook 2013*, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

US EIA (2013a), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

US EIA (2013b), *Annual Energy Outlook 2013*, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (USGS) (2000), *World Petroleum Assessment 2000*, USGS, Washington.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (USGS) (2012), *In-Place Oil Shale Resources Examined by Grade in the Major Basins of the Green River Formation, Colorado, Utah, and Wyoming*, Fact Sheet FS2012- 3145, USGS, Boulder, United States.

Zapp A. D. (1961), World petroleum resources. In *Domestic and world resources of fossil fuels, radioactive minerals and geothermal energy*. Preliminary report prepared by members of the US Geological Survey for the Natural Resources Sub-Committee of the Federal Science Council.