

ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

- **EL CARBÓN EN EL CONJUNTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES**
- **EVOLUCIÓN DE LOS CARBURANTES E INCIDENCIA EN EL MERCADO DEL CARBÓN**

EL CARBÓN EN EL CONJUNTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

COMBUSTIBLES FÓSILES

USOS DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Es importante reflexionar sobre el papel que tienen los combustibles fósiles en el sistema energético, la posibilidad de sustituirlos por otras fuentes de energía, y los cambios o sustituciones que se pueden dar entre los tres combustibles fósiles básicos: petróleo, gas natural y carbón.

Un esquema simplificado de nuestro sistema energético se recoge en la figura 1. Del lado derecho, el del consumo final nos encontramos con tres vectores de uso: carburantes de automoción, combustibles de uso diverso y electricidad, con magnitudes correspondientes del mismo orden. Del otro lado, el de la energía primaria están los tres combustibles fósiles, y también otras fuentes de energía, se adelanta que los primeros son mayoritarios, suponen el 80% del aporte de energía primaria al sistema.

Los carburantes de automoción representan del orden de un tercio del consumo final de energía, aunque es una cifra variable en función de la tipología social y estructural del país o la región:

- La media para la Unión Europea es de algo menos del 30%. La estructura urbanística es buena.
- En España este uso supone casi el 40% del consumo final, pero en las zonas de alto grado de urbanización como es el caso de la Comunidad de Madrid se llega al 50%. La mala evolución y estructura urbana, junto con el desarrollo del turismo condicionan esa demanda de carburantes.

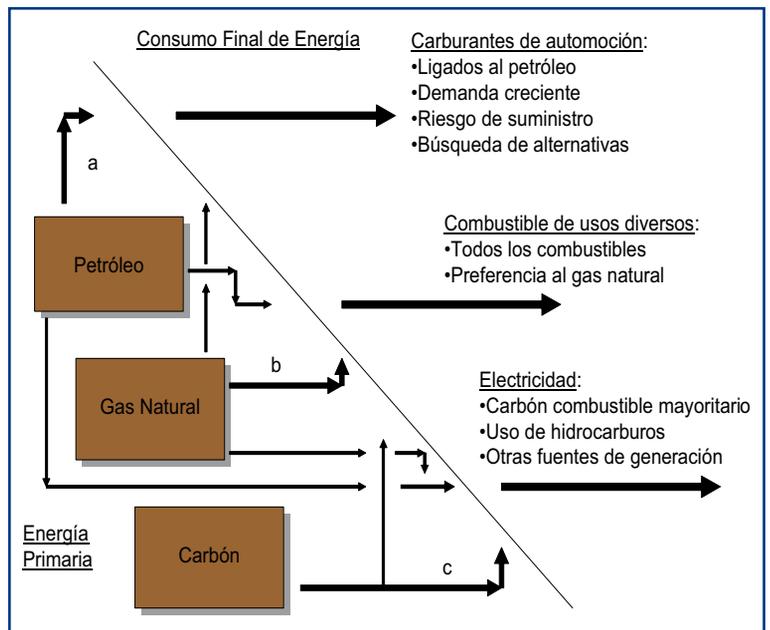


Figura 1. Esquema simplificado del sistema energético general.

- La media mundial sólo llega al 20% de los carburantes en el consumo final de energía. Es un ratio en rápido crecimiento en la medida que el comercio y el turismo son motores de su desarrollo económico, y progresivamente se dispone de más infraestructuras de comunicación.

Los carburantes de automoción y transporte provienen casi exclusivamente del petróleo, las previsibles restricciones en su disponibilidad provocan miedos a su falta y al encarecimiento de los mismos. Más adelante se analizan las diferentes opciones de sustitución, bien con otros combustibles fósiles, bien con opciones distintas como son los biocarburos.

Los combustibles de uso diverso cubren las demandas de suministro de calor

para diferentes usos, desde los domésticos a los industriales. El suministro de los mismos ha pasado por tres etapas:

- En una primera hace un siglo fue el carbón el combustible mayoritario en uso simultáneo con la leña. La industria siderúrgica se desarrolló en base al uso de hulla coquizable, que en la actualidad se mantiene como uno de los usos básicos del carbón.
- El desarrollo de la industria petrolera hizo que desde mediados del siglo XX se impusiera el uso de los derivados de este combustible, desde los gases licuados para usos domésticos hasta el fuel oil para usos industriales.
La crisis de los precios del petróleo de los años setenta, y el miedo a su escasez, redujeron su utilización, retornando el carbón a algunas industrias, por ejemplo la cementera.
- A partir de esas fechas se avanza en la diversificación entre derivados del petróleo y el gas natural como combustibles de uso directo, el segundo gana áreas de utilización en base a su carácter de combustible limpio.

La electricidad es un vector energético de uso fácil y limpio, que tiende a crecer de forma rápida en su utilización, aunque a este respecto tiene una limitación

importante en la inversión necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico, y consecuentemente en los precios que resultan para ella.

En la figura 2 se indican las inversiones previstas por la Agencia Internacional de la Energía a lo largo de las tres primeras décadas de este siglo XXI para el sistema energético global, y en ella destaca la parte correspondiente al sistema eléctrico que supone dos tercios del total. Es un tema sobre el cual se volverá en el capítulo V.

En la generación de electricidad participan todas las fuentes primarias de energía con distinto esquema según sea el país y sus diferentes disponibilidades de recursos: energéticos y financieros:

- **Energías renovables.-** La hidráulica ha sido la base del desarrollo eléctrico de muchos países, y todavía es factible su extensión en ciertas áreas del mundo: Asia, África y América. Hoy surge la energía eólica como nueva opción de generación eléctrica que progresivamente se extenderá con algunas cuestiones técnicas de las que se hablará en otro capítulo.
- **Combustibles fósiles.-** Son la opción mayoritaria de producción de electricidad. El carbón entre ellos ocupa el primer lugar. Los hidrocarburos avanzan en este uso en razón de la menor inversión específica

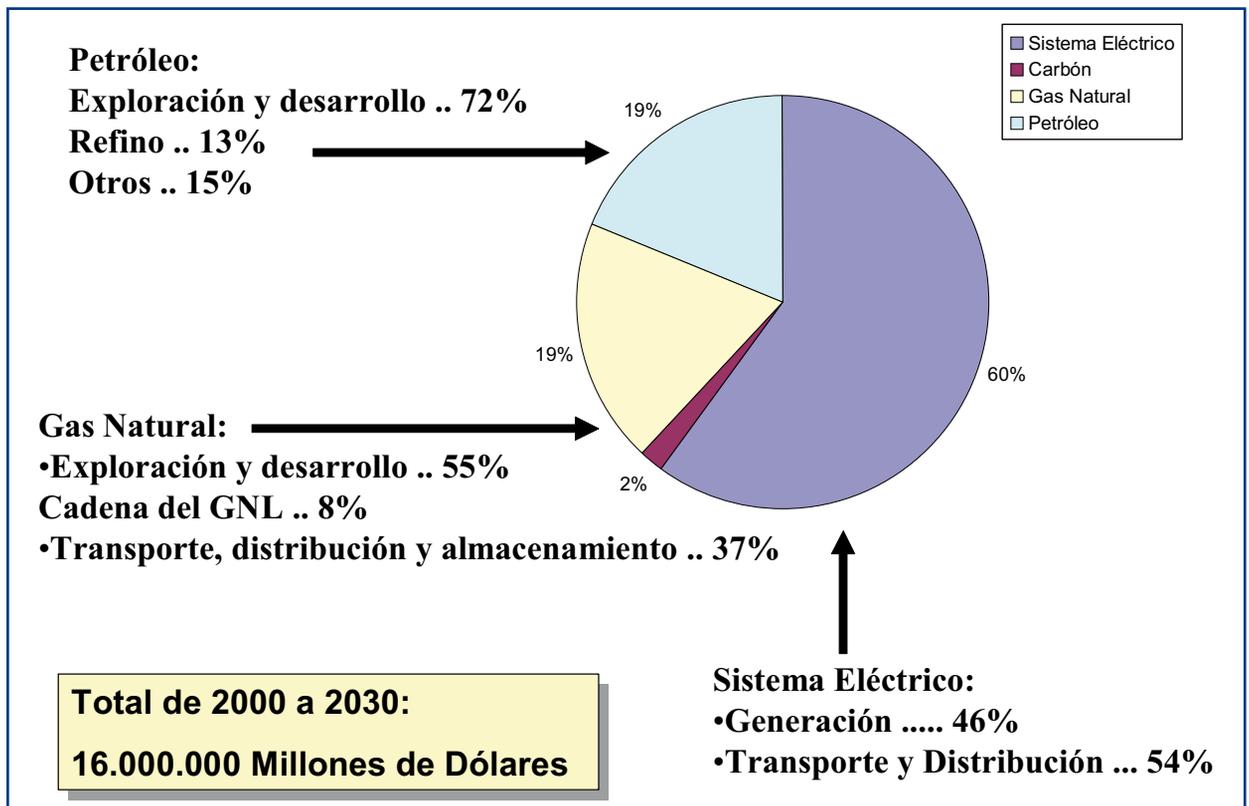


Figura 2. Inversiones previstas en el sistema energético del año 2000 al 2030.

que requieren sus plantas de generación, y también de sus menores emisiones de CO₂. Los países menos desarrollados instalan motores de combustión con derivados del petróleo, y los más avanzados ciclos combinados con gas natural.

- **Energía nuclear.**- Es una fuente de generación desarrollada en países con capacidad industrial, supone casi la quinta parte de la producción de electricidad en el mundo. Su extensión a otros países suscita miedos a la accesibilidad incontrolada a los productos del ciclo nuclear.

Los combustibles fósiles son la base del sistema energético, suponen el 80% de la energía primaria y su participación no es fácil que decaiga de forma significativa en los próximos años aunque esto se enfrente con sus emisiones de CO₂ y en menor medida de CH₄, que como ya se ha visto son los dos gases de efecto invernadero mayoritarios.

Otra cuestión a la que dar respuesta es que haya que plantearse esquemas de intercambio en las demandas y las transformaciones de esos combustibles fósiles en función de su disponibilidad, tal como se comenta en este capítulo y siguientes; o bien de otras razones ambientales o económicas.

RESERVAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Desde la década de los setenta del siglo pasado se plantea la cuestión de cual es la disponibilidad de combustibles fósiles en el mundo. Coincidieron dos hechos significativos: la publicación de “Los límites del crecimiento” por el Club de Roma y la crisis de los precios del petróleo derivada de la guerra árabe israelí de 1973. Al reflexionar sobre este tema hay que aclarar antes dos conceptos de las ciencias geológica y minera:

- **Reservas.**- Es el volumen de mineral de los yacimientos conocidos y valorados, que además es factible de extraer con la actual tecnología a un coste coherente con el valor de mercado.
- **Recursos.**- Son el volumen total de mineral que se estima existe en una cuenca, en un país o en el mundo, que no está bien valorado y cuya extracción puede ser o no económicamente viable.

Bien, con estos conceptos de partida se puede decir que las reservas de combustibles fósiles en el mundo se sitúan en torno a 1.000.000 de millones de toneladas equivalentes de petróleo, tep. La distribución de las mismas es la que se refleja en la figura 3. El ritmo actual de consumo es de 10.000 millones de tep anuales para el conjunto de los combustibles fósiles, eso supone que las reservas de estos tienen 100 años de vida útil, que se distribuye de la siguiente manera:

- Petróleo convencional, sus reservas suponen 40 años al ritmo actual de consumo.
- Gas natural convencional, tiene unas reservas equivalentes a 70 años de consumo.
- Carbón, cuyas reservas suponen unos 300 años de consumo al ritmo actual.

Esos valores se mantienen durante las últimas décadas, pues en la medida que se extraen reservas, nuevos yacimientos son valorados, a la vez que se mejoran las tecnologías de extracción, o se incrementan los precios de mercado de esos combustibles; es decir se pasan recursos a reservas.

Los recursos de combustibles fósiles en su conjunto se estiman que equivalen a tres veces las reservas, con una distribución similar a la que presentan las reservas; esto ya supone de por sí una llamada de atención, sobre la cual es preciso reflexionar en razón de las peculiaridades de los diferentes combustibles fósiles.

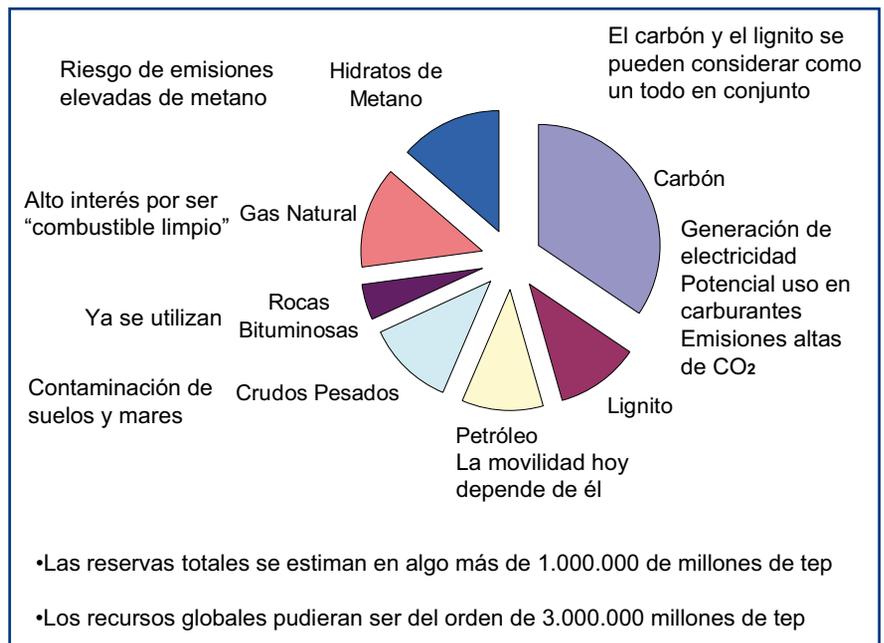


Figura 3. Desglose de las reservas mundiales de combustibles fósiles.

- **Carbón y lignito.-** Suponen casi la mitad del conjunto de reservas de combustibles fósiles, están distribuidos por todos los continentes. En ese sentido suponen una seguridad de suministro energético en este siglo XXI, aparte los problemas ambientales que de su uso se puedan derivar, que se comentan más adelante.
- **Petróleo, crudos pesados y rocas bituminosas.-** Representan la cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles, la disponibilidad de petróleos ligeros está descendiendo y ya se extraen crudos pesados y rocas bituminosas. Se estima que las reservas conocidas tienen una vida útil de cuarenta años, y que adicionalmente los recursos pendientes de valoración podrían elevar esa vida a más de un siglo.
- **Gas natural e hidratos de metano.-** Ambos suponen otra cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles. La vida útil de las reservas de gas natural se estiman en unos setenta años, y los recursos de gas más hidratos de metano pudieran suponer un periodo de utilización cercano a los dos siglos al ritmo actual de consumo, bien es verdad que se prevé un incremento significativo del uso del gas natural y consecuentemente una reducción de esa vida útil. Otra cuestión grave es que previsiblemente la explotación de los campos de hidratos de metano no va a ser fácil, habrá que inyectar vapor para calentarlas y romper esa “gelatina helada” que los conforma. En esta labor previsiblemente habrá pérdidas de metano a la atmósfera, CH₄, y esto agravará sensiblemente la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Conviene recordar que respecto a ese problema del cambio climático que preocupa de forma progresiva, las emisiones de CO₂ por el uso de cada uno de los combustibles fósiles es la siguiente:

- **Carbón.-** Se emiten casi 5 toneladas de CO₂ por la unidad energética: tonelada equivalente de petróleo de los diferentes tipos de carbón. En la generación de electricidad con carbón se emite del orden de 1 kg de CO₂ por kWh en las tecnologías convencionales, y unos 750 gr/kWh con las nuevas tecnologías.
- **Petróleo.-** La emisión por tonelada equivalente de petróleo, tep, es algo mayor de 3 t de CO₂. En la generación de electricidad el valor de referencia medio es de unos 800 gr/kWh.
- **Gas natural.-** La emisión en destino final es de algo más de 2 t de CO₂ por tep, en la generación de electricidad con plantas de ciclo combinado la emisión se sitúa en unos 350 gr/kWh. Ahora bien en la cadena de transporte de gas natural

se consume energía que implica una cierta emisión de CO₂, pero sobre todo puede haber pérdidas de metano, CH₄, lo que incrementaría el valor global de la emisión.

EL PICO DEL PETRÓLEO

Los miedos a no disponer de todo el petróleo que se demandará en los próximos años están presentes en los medios energéticos y en los de comunicación. Se vive un aumento del precio del crudo, que parece se consolida en un nivel por encima de los 70 \$/bbl. Las causas son el aumento de la demanda mundial, se achaca a China parte de este problema, y a las incertidumbres en la extracción y comercialización de petróleo.

Ese segundo aspecto está presente en los análisis de los expertos energéticos, que constatan que se invierte con lentitud en los proyectos de extracción y transporte, en parte por las incertidumbres políticas en las cuencas petroleras, pero quizás también por una disponibilidad reducida de recursos financieros a nivel global.

El hecho es que mientras en el año 2007 se estimaba que existía una cobertura entre demanda y oferta de crudo de un 3,6%, ésta se reducirá sólo al 2,3% en el año 2012, valor demasiado bajo para cubrir cualquier contingencia que se pueda presentar. Véase la figura 4. Esto apunta a que al menos los precios del crudo en el mercado internacional se mantendrán en los valores actuales, o que incluso pueden elevarse al final de esta década.

Las reservas de crudo convencional se concentran en Oriente Medio, las dos terceras partes del mismo

EL MIEDO ACTUAL A LA DISPONIBILIDAD DE PETRÓLEO

- Año 2007, demanda global 86,13 millones de bbl día
 - + Oferta de los países de la OPE: 34,40 M bbl/d
 - + Oferta de otros países: 54,83 M bbl/d
 - Exceso de cobertura: 3,6%
- Año 2012, demanda previsible 95,82 millones de bbl día
 - + Oferta necesaria de los países de la OPEP: 38,36 M bbl/d
 - + Oferta previsible de otros países: 59,64 M bbl/d
 - Exceso de cobertura: 2,3%

Figura 4. Esquema de evolución de demanda y oferta de crudo en el mundo.

se localizan allí. No es necesario comentar el grado de inestabilidad política de la región y la posibilidad de que el conflicto actual se intensifique y extienda, lo cual incidiría negativamente en el suministro de crudo.

Se están incrementando las labores de extracción en África, tanto en el conjunto del Golfo de Guinea en tierra firme y en aguas marinas, desde Nigeria a Angola, que tiene buenas reservas, como en otras zonas de África Central y Oriental, fundamentalmente en Sudán y su entorno. Estados Unidos ya se ha posicionado en este Continente, pero también lo hace con fuerza China.

Hacia futuro se mira a los recursos que puedan ponerse en explotación en el Océano Ártico, aumentando las reservas de Alaska, Canadá, Noruega y sobre todo Rusia. Aquí aparece un apunte de valoración del “poder” de este último país que trata de volver a ser una potencia en el conjunto internacional. Esta nueva disponibilidad de hidrocarburos en el Círculo Polar Ártico puede que frene la lucha contra el Cambio Climático, fomentando la aparición de un “Nuevo Mediterráneo” de comercio y poder en ese entorno.

Venezuela, en su cuenca del río Orinoco y áreas adyacentes en la Amazonía de: Ecuador, Perú y Brasil, son un entorno de amplias reservas de petróleo, en buena medida de crudo pesado y extra pesado; si se valoran en conjunto aparece uno de las mayores reservas de petróleo en el mundo.

En la actualidad suponen la décima parte de la extracción mundial de petróleo y podrían incrementar su producción en el futuro llevando el mercado internacional a situaciones más tranquilas, aunque sin resolver la cuestión de abastecimiento a largo plazo. Hay no obstante algunos aspectos que introducen interrogantes:

a) **Posiciones políticas.-** Por un lado la de líderes de algunos países: Bolivia y Venezuela en primer lugar, que son conscientes de que exportar los recursos minerales no les ha dado históricamente soluciones para la mayoría de sus poblaciones. La búsqueda de un entorno de América del Sur fuerte conlleva en el criterio de estos políticos una gestión propia de los hidrocarburos de la región, cuyas reservas garantizarían un siglo de suministro interno. Otras posiciones, por ejemplo desde Brasil o Chile, éste sin recursos de hidrocarburos, proponen mayor predisposición al diálogo y comercio con terceros países, en primer lugar con Estados Unidos. La gestión de este

entramado no será una tarea fácil, sobre todo si la potencia del norte no actúa con inteligencia y generosidad.

La Unión Europea, en particular España y sus empresas, no parece que hayan sabido llegar de forma aceptable para esos países. Algunas de ellas sugieren la venta de activos en hidrocarburos comprados en un pasado reciente. Esto puede desconectar a nuestro entorno de un abastecimiento alternativo de hidrocarburos.

b) **Cuestiones técnicas.-** Por un lado la extracción de los crudos extra pesados obliga a inyectar en los yacimientos vapor de agua o eventualmente CO₂ comprimido, lo que encarece el proceso y le confiere una cierta lentitud en el desplazamiento del petróleo a través de la roca almacén. Son cuestiones que ya tienen solución.

El transporte de crudos pesados supone un mayor riesgo ambiental en el mar, sus hipotéticos vertidos forman un conjunto más estable en el tiempo y de mayor agresividad, recuérdese el desastre del Prestige con un producto petrolífero de características similares a estos petróleos.

De otro lado el refinado de esos crudos obliga a nuevos diseños de las plantas, en las cuales obtener grandes cantidades de los productos de tipo medio: carburantes para automoción y aviación, va ser más difícil. Aparte el contenido en azufre y metales pesados de estos crudos es un factor medioambiental negativo.

Todo este conjunto de reflexiones conlleva a pensar en que el mercado del petróleo a lo largo del siglo XXI verá unos cambios importantes. Por un lado la crecien-

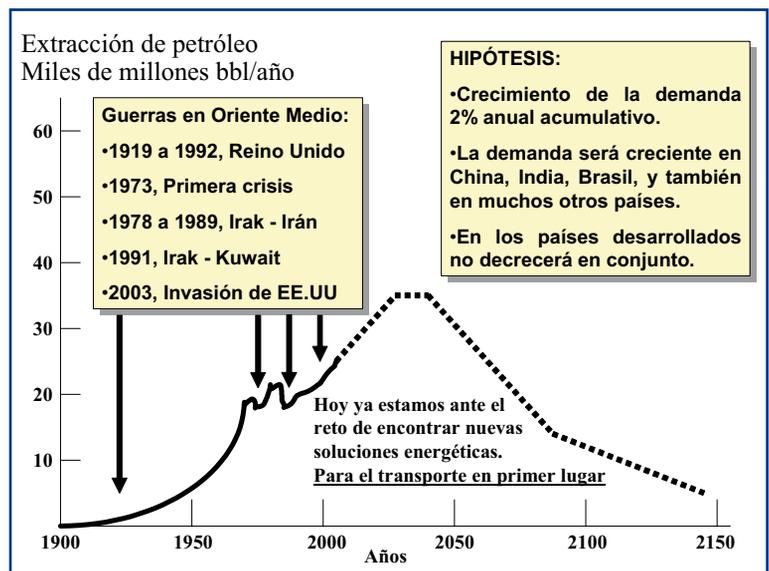


Figura 5. El “Pico del Petróleo” en un contexto internacional tranquilo.

te demanda llevará a que la extracción siga creciendo, pero después de unas décadas, los límites de disponibilidad de nuevos yacimientos, más los problemas técnicos y ambientales con los crudos extra pesados, harán que la oferta decrezca en el mercado, alargándose a menor ritmo que el actual por el siglo XXII.

Nos referimos al “Pico del Petróleo” que puede presentar diferentes configuraciones, pero que en esencia supone que en algún momento del siglo XXI la oferta de crudo será menor que la hipotética demanda, lo cual creará un vacío en el suministro energético que podrá ser o no cubierto por otras fuentes primarias dependiendo de diferentes aspectos económicos y ambientales. Figura 5.

Si la evolución política y social del mundo no experimenta situaciones críticas, por ejemplo extensión del conflicto en Oriente Medio, o falta de recursos financieros para invertir en la cadena del petróleo, se estima que ese pico se situará cerca de mediados de este siglo, y que para esas fechas la extracción de crudo se habrá incrementado al menos un tercio sobre el valor actual.

No parece que a pesar de las expectativas de nuevos descubrimientos de campos petrolíferos, como por ejemplo los del océano Ártico o los del entorno del Mar de las Islas Malvinas, se pueda pensar en llevar el pico del petróleo más allá de mediados de este siglo.

Un hecho que se constata es la reducción progresiva de la participación del petróleo en el abastecimiento mundial de energía primaria: En el año 1973 era el 46%, en el 2004 fue el 35,2%, y se estima de acuerdo a los datos de la Agencia Internacional de la Energía que en el año 2030 estará ligeramente por encima del 30%.

Por el contrario es factible que la situación política se complique en diferentes áreas del mundo, en particular en Oriente Medio, en ese supuesto el pico del petróleo se puede dar antes. De hecho a veces se mantienen apuestas a que esa situación crítica en el abastecimiento energético puede aparecer antes de una década.

EL FUTURO DEL GAS NATURAL

La distribución geográfica de las cuencas de gas natural tampoco es favorable para un mercado internacional fácil. Las dos terceras partes de las reservas se localizan en Oriente Medio, otra tercera parte se encuentra en Asia Central y Rusia, que progresivamente pasa a ser el suministrador más fiable, pero imponiendo sus criterios de comercio. Las demás cuencas son pequeñas a nivel de la demanda mundial, aunque jugarán un papel importante en los próximos años.

Las infraestructuras para el comercio internacional del gas natural: plantas de licuación o gasoductos, avanzan en su desarrollo, pero no tan aprisa como la demanda necesita, una de las razones son esas inseguridades en el futuro suministro. A la vez aparecen reflexiones sobre cual será el futuro comercial de este combustible, que se resumen en la figura 6.

La liberalización del sistema eléctrico en los años noventa indujo a las empresas a decidirse por las soluciones de menor inversión específica, el modelo regulatorio pasaba a valorar la amortización a corto plazo, y dejaba de reconocer las inversiones realizadas en el mismo como una obligación de retorno a las empresas a través de las tarifas.

Esta demanda creciente de gas por parte de la generación de electricidad es la que ha justificado la construcción de algunas de las recientes infraestructuras de transporte desde los países exportadores a los importadores. Ha crecido el número de puertos con capacidad de regasificación de gas licuado, progresivamente se construyen nuevos metaneros.

Los países exportadores mantienen dudas en realizar inversiones en plantas de licuación o eventualmente en gasoductos, en la medida que ello requiere contratos a largo plazo de venta de ese gas natural. Demandan el compromiso de los países receptores a involucrarse en esas inversiones y también requieren mayor participación de ellos en la venta de gas en destino.

Es sintomático el caso de la exportación de gas natural desde Argelia a España, la mitad se realiza por vía marítima y la otra mitad mediante un gasoducto a través del estrecho de Gibraltar; la construcción de un segundo gasoducto,

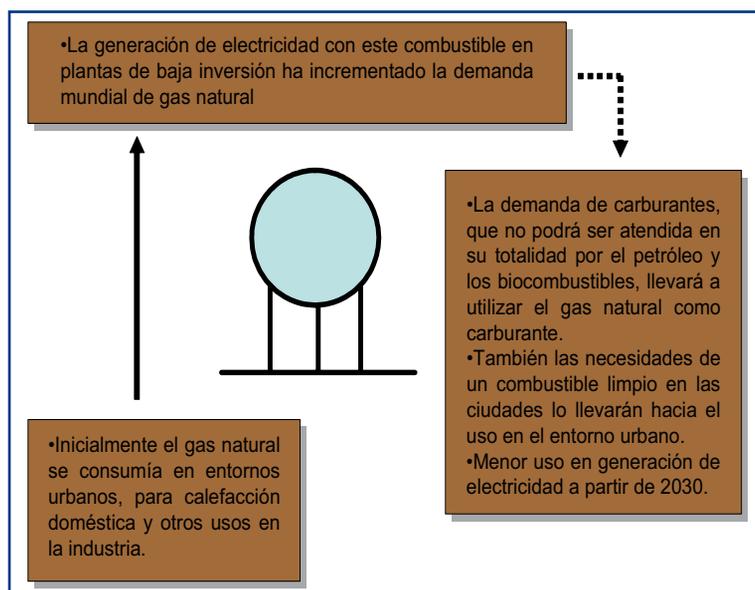


Figura 6. Esquema de evolución de los usos del gas natural.

MEGAZ, se ha retrasado en función de esas negociaciones en las cuales cada uno defiende sus intereses.

Hay un tema que previsiblemente incidirá en el futuro del mercado del gas, es el relacionado con los riesgos de la falta parcial de derivados del petróleo para automoción y transporte y en paralelo la demanda de carburantes más limpios que se da en ciertos entornos, por ejemplo en la Unión Europea. Esto va a llevar a incrementar la participación del gas natural como combustible de transporte.

En determinados países se utiliza gas natural comprimido o licuado para autobuses y automóviles, es el caso de Argentina, Brasil u Holanda. Esta misma solución ya se ve en las grandes ciudades españolas para los autobuses de transporte colectivo, por ejemplo en Barcelona el 40% de estos se mueven con gas natural. Hay que señalar que el mercado de automoción es el que paga precios más elevados por unidad energética de sus combustibles.

Los países exportadores ven la transformación del gas natural en un combustible líquido en condiciones normales de manejo y transporte como una solución muy adecuada para el futuro comercial de esta materia prima. No requiere barcos especiales ni instalaciones de recepción en puerto; se abre así el mercado futuro del gas natural a muchos países que hoy no pueden pagar las infraestructuras de recepción.

A efectos de la idea básica de este libro, cual es el futuro de la utilización del carbón en la generación de electricidad, ese cambio haría progresivamente más necesaria la reflexión y consecuentemente la visión de la necesidad de contar con el carbón, al menos en determinados países, como España, en los cuales hay dependencias graves en el abastecimiento de gas natural.

CARACTERÍSTICAS DE LOS CARBONES

La formación del carbón tuvo lugar en grandes áreas boscosas que se hundían a la vez que crecían nuevos árboles, a esa cuenca llegaban arrastres de rocas debidos a la erosión del entorno; se originaba un proceso sedimentario en el cual las capas de materia orgánica quedaban cubiertas de materia mineral, la presión y la temperatura de esa materia vegetal, ya cubierta por una espesa capa de sedimentos, se incrementaban y daban lugar a un largo proceso de transformación que la lleva a la estructura carbonosa que conocemos.

En un carbón cualquiera aparecen tres componentes básicos, tal como se esquematiza en la figura 7.

a) **Materia carbonosa.-** Son compuestos de carbono derivados de la materia mineral, de tipo orgánico, en combinaciones del propio carbono con: hidróge-

| | |
|--|---|
| <u>Materia Carbonosa:</u> | <u>Agua:</u> |
| | Humedad Superficial Humedad Intrínseca |
| Carbono Fijo | <u>Materia Mineral:</u> |
| Materias Volátiles | |
| Presencia de azufre en forma de compuestos orgánicos | • En base a silicatos • En base a carbonatos - Compuestos de hierro, calcio, álcalis y otros • Sulfuros metálicos y sulfatos |

Figura 7. Composición genérica del carbón.

no, oxígeno, nitrógeno y azufre. A efectos del uso del carbón en combustión, o en otros procesos como gasificación, es preciso distinguir dos fracciones en esta materia carbonosa:

- Carbono fijo, que es el residuo de alto contenido en el elemento carbono que resulta de un ensayo normalizado de calentamiento del carbón, en ausencia de oxígeno, en el cual se desprenden los compuestos orgánicos más volátiles. Esa fracción se denomina “char” en lenguaje internacionalmente admitido.
- Materias volátiles es esa fracción de compuestos orgánicos que destila en ese ensayo antes citado, son fundamentalmente hidrocarburos ligeros. En la combustión del carbón, las materias volátiles son las que primero se queman y facilitan el proceso, fraccionando el char en su desprendimiento e incrementando la temperatura del mismo.

El ratio entre materias volátiles y carbono fijo es básico a la hora de clasificar los carbones y su idoneidad para el proceso de combustión, aparte de las precauciones que haya que tomar en su manejo, tal como se ve más adelante.

b) **Materia mineral.-** Procede del aporte de rocas en el proceso sedimentario de formación del carbón, puede tanto haberse mezclado con la masa vegetal como simplemente cubrirla en el mismo. La materia mineral derivada del primer proceso acompañará siempre al carbón, la segunda puede evitarse en cierta medida en el proceso minero de extracción. Esta materia mineral básicamente puede ser de dos tipologías diferentes:

- Silicatos de aluminio, de calcio, de magnesio y de hierro, son compuestos de difícil descomposición, que funden a temperaturas elevadas; en

la combustión darán lugar a escorias más o menos fluidas según sea la mezcla de los metales antes citados, y adicionalmente la presencia de determinados óxidos metálicos en su composición, los alcalinos: de sodio y potasio, reducen el punto de fusión y la viscosidad de la escoria.

- Carbonatos de calcio, de magnesio y de hierro, que se descompondrán en el proceso de combustión liberando los óxidos que los integran, facilitando su participación en mezclas entre ellos, y con los silicatos antes citados, que tienen bajo punto de fusión, “eutécticos”.

En estos compuestos, silicatos y carbonatos, habrá también la presencia de determinados óxidos de metales minoritarios, que en general serán elementos contaminantes. Hay que llamar la atención sobre la existencia de mercurio en determinados carbones, en los procesos de combustión se volatiliza y se emite a la atmósfera; se estima que la mitad del mercurio que hay en ella procede de la combustión del carbón.

La presencia de óxidos alcalinos puede ligarse también a procesos de sedimentación en zonas marinas, que aportan sales, cloruros de sodio y potasio. El cloro es otro elemento no deseado en los procesos de combustión, aparte de la corrosión que induce puede facilitar la formación en pequeña cantidad de dioxinas, que son compuestos contaminantes a los que se hará mención más adelante.

En la materia mineral hay además compuestos de azufre: piritas y sulfatos, que aportan este elemento contaminante. Pueden estar presentes en cualquier tipo de carbón, pero son más frecuentes en los de formación en cuencas cerca del mar; en ellas el pH de las aguas favorece la formación y precipitación de sulfuros de los elementos disueltos en ellas, en particular el hierro.

En los procesos analíticos de los carbones no se suele determinar la materia mineral, sino las cenizas, estas son el resultado de la oxidación de la materia mineral en un proceso de combustión normalizado; hay una cierta diferencia con esa materia mineral ya que en el proceso se desprende dióxido de carbono, CO_2 , en la descomposición de los carbonatos, y se fija oxígeno, O_2 , en la oxidación de hierro y otros metales que no estuvieran en esa forma.

- c) **Agua.**- Nos aparece ligada a la propia masa carbonosa, en sus poros más pequeños, como humedad intrínseca, o bien empapando esa masa, tanto por que estuviera así en la estructura del yacimiento, como por aportes de lluvia en el proceso de extracción minera. También se encuentra en la composición de cierta materia mineral, por ejemplo en los yesos que son sulfatos hidratados.

El agua resta poder calorífico neto al carbón, pues su evaporación en el proceso de combustión demanda una cierta cantidad de energía. De hecho a la hora de determinar el poder calorífico del carbón, o de cualquier combustible fósil, se dan dos valores:

- Poder calorífico superior, que es el que se determina en la bomba calorimétrica midiendo toda la energía desprendida en las reacciones de oxidación de la masa carbonosa y los elementos que también se oxidan como el azufre o el hierro.
- Poder calorífico inferior que resulta de restar al anterior el calor necesario para la evaporación del agua que acompaña al carbón y la originada en la oxidación del hidrógeno presente en el combustible en cuestión.

El azufre, como se ha visto anteriormente, puede ser de tipo orgánico o mineral; el primero es el de la materia carbonosa, en este supuesto suele ser una baja proporción, pues la vegetación suele tener en torno a un 0,3% de azufre; el de origen mineral es muy variable en su contenido, dependiendo del proceso de formación. En conjunto el azufre en un carbón puede variar entre 0,3% y 10%, lo habitual es trabajar con carbones cuyos contenidos se sitúan entre 1,5 y 3%, aunque el carbón del mercado internacional se suele situar en un 0,7%.

El poder calorífico del carbón es muy variable, condicionado por su contenido en materia mineral y agua, pero también por la presencia de materias volátiles y su composición. En un carbón ideal, sólo compuesto por carbono, sería de 29.260 kJ/kg, los carbones reales tienen valores por debajo de este.

La formación de los distintos carbones ha ocurrido en un periodo largo, se inició hace más de 300 millones de años, aparecen así distintos tipos de ellos según sea la duración del proceso de transformación de la materia vegetal y los fenómenos geológicos que lo hayan acompañado, en estos últimos hubo más o menos incidencia de la presión de sedimentos y temperatura por profundidad en la tierra y por los movimientos tectónicos que se dieran.

En la figura 8 se muestran esos tipos de carbones, ordenados por antigüedad de formación, e indicando también su contenido en humedad y el ratio entre materias volátiles y carbono fijo.

- I. **Antracitas.**- Son los carbones más antiguos, tienen un bajo contenido en materias volátiles por lo que queman mal, aunque con un bajo desprendimiento de humos, se han utilizado por ello en la calefacción y cocina de viviendas y edificios. Hoy también se emplean para generación de electricidad. Su poder calorífico se sitúa entre 21.000 y 25.000 kJ/kg.

II. Hullas.- Son carbones de contenido medio en materias volátiles, aunque estas cubre un amplio campo de variación; las de mayor contenido fueron las primeras empleadas en las calderas de barcos y ferrocarriles, se denominan hullas de vapor. Se utilizan mayoritariamente en la generación de electricidad, pero también en otros usos como combustible de proceso en la industria, en particular en la del cemento. Su poder calorífico varía entre algo menos de 21.000 y algo más de 25.000 kJ/kg.

Un tipo especial de hullas, las coqueizables, se transforman en cok para uso como reductor en la industria siderúrgica, en la obtención de arrabio que es el primer paso en la fabricación de acero o eventualmente hierro fundido. Su consumo supone un volumen importante de este tipo de carbón y del conjunto de los carbones, algo más del 12% del total.

III. Carbones subbituminosos.- Son de más reciente formación y por ello su contenido en materias volátiles es elevado, también la humedad intrínseca de la masa carbonosa; arden bien, es preciso tomar precauciones por su posible auto combustión e incluso por su tendencia a la explosividad, sobre todo si están en forma de polvo seco. El poder calorífico se sitúa entre 14.500 y 19.000 kJ/kg.

Su estructura es terrosa, a diferencia de los dos anteriores que se conocían hace tiempo como “carbón de piedra”. Se han utilizado de forma amplia desde la aparición de las grandes máquinas que han facilitado la minería a cielo abierto, así como el cambio de las calderas a carbón pulverizado, tal como se verá en el capítulo V.

IV. Lignitos.- Son carbones más jóvenes que los anteriores, con un elevado contenido en materias volátiles, pero también con alta presencia de agua, tanto intrínseca como de empape, puede sobrepasar el 50% de la masa total. Como en el caso anterior se utiliza para generación de electricidad. Su poder calorífico es bajo, del orden de 8.500 kJ/kg.

RESERVAS DE CARBÓN EN EL MUNDO Y EXTRACCIÓN

Las diferentes evaluaciones de carbón en el mundo apuntan a 1.000.000 de millones de toneladas como reservas conocidas, cuya distribución aproximada es la que se recoge en la figura nº 9; las dos terceras parte de

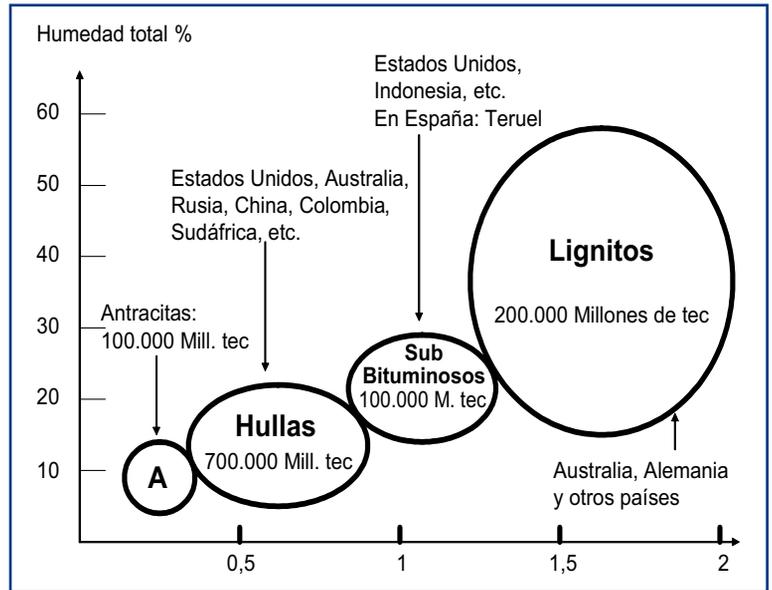


Figura 8. Tipos de carbones y ratio entre materias volátiles y carbono fijo.

ellas son antracitas y hullas, se suele incluir entre estas últimas algunos carbones que pudieran considerarse como subbituminosos.

Se pueden hacer algunos comentarios respecto a esas reservas y posibles recursos en las distintas zonas del mundo, en las cuales en conjunto se extraen unos 5.000 millones de toneladas anuales, repartidas tal como se muestra en la figura 10.

- Estados Unidos y Canadá.- Cuentan con las mayores reservas mundiales, muchas más el primero de ambos países, en gran medida de hulla, pero también carbones subbituminosos. La geología está bien conocida y los datos parecen fiables. Ambos son países exportadores de carbón.

Estados Unidos es un país propenso a incrementar el uso del carbón, que ya tiene un peso importante, la mitad de su electricidad proviene de la generación con este combustible. Se plantea nuevas tecnologías de gasificación así como de almacenamiento de CO₂.

- Federación Rusa.- Dispone de amplios recursos en Siberia, así como otras cuencas en la Rusia Europea. Puede que una investigación geológica más profunda incrementara sus reservas, en particular en el lado asiático del país. Previsiblemente incrementará la generación de electricidad con este combustible, incluso pensando en exportarla a Europa Central.
- China.- Tiene grandes reservas de hulla y antracita, posiblemente con recursos adicionales no estudiados en la zona norte y occidental. El carbón es su fuente

mayoritaria de energía primaria. No dispone de grandes infraestructuras portuarias para exportar carbón, pero participa en la décima parte de la exportación mundial.

- India.- También cuenta con amplias reservas de carbón, aunque de momento hace un uso menos intensivo que China de él, pero es uno de los mayores productores del mundo. Tampoco es un país exportador.
- Australia.- Cuenta con buenas reservas de hulla, que adicionalmente tienen bajos contenidos en azufre, a veces del orden del 0,5%. Es un gran exportador de este carbón. También dispone de amplias reservas de lignito, que se propone explotar en algún momento si el mercado energético lo permite.
- Unión Europea.- Sus reservas de carbón son menos significativas que los países antes citados, a ello se une la necesidad en muchos casos de una explotación a minería subterránea que encarece los costes de extracción. Polonia es el país con mayores reservas e índice de producción, un 90% de su electricidad proviene de este combustible. Alemania explota lignitos a cielo abierto para también generar electricidad con este combustible. Se está reduciendo la actividad minera en todos los países, sólo se mantiene de manera significativa en Polonia, que además de su fuerte consumo propio es exportador sobre de carbón siderúrgico.
- África del Sur.- Cuenta con buenos yacimientos de hulla, que en cierta medida son de explotación por minería subterránea. Utilizó ampliamente su carbón para atender sus necesidades energéticas en la época del Apartheid, cuando se vio sometida a un aislamiento internacional, produjo carburantes de automoción a partir del carbón en instalaciones que siguen operativas. Es uno de los grandes exportadores de carbón.
- Ucrania.- No dispone de grandes reservas fáciles de explotar a cielo abierto, previsiblemente se extrac-

ción de carbón disminuya a medio plazo, posiblemente siga la tónica de evolución europea.

- Kazajistán.- Dispone de buenas reservas extraíbles a cielo abierto, cuya minería en la actualidad se realiza preferentemente para consumo propio. Su ubicación en el centro de Asia hacen difícil su participación en el comercio internacional salvo a través de Rusia.
- América Latina.- Concentra el 3% de las reservas mundiales, fundamentalmente en el sur de Brasil, pero también en Colombia, Venezuela y Argentina. No ha habido una explotación amplia ya que se dispone de otros recursos energéticos en la región. Sólo Colombia participa de manera significativa en la extracción y en el comercio internacional de este combustible, tal como se muestra en la figura 10. No es descartable un aumento de una cierta minería a medio plazo en la región, quizás en Argentina y Brasil, sobre todo si no se llega a acuerdos de acceso fácil de todos estos países a los hidrocarburos de la región que fundamentalmente controla Venezuela.
- Otros Países.- Hay reservas de carbón en numerosos países, que en general se explotan para usos propios. Es significativo el caso de Indonesia, que concentra el 0,5% de las reservas mundiales, es uno de los mayores extractores tanto para consumo propio como para exportación, teniendo un lugar destacado en el comercio internacional.

La figura 10 se ha dibujado en base a diferentes fuentes estadísticas, todas ellas similares pero no iguales. Se destaca la participación de China en esa extracción mundial de carbón, que vista de otra forma se concentra en torno al Océano Pacífico, aproximadamente las dos terceras partes de la total.

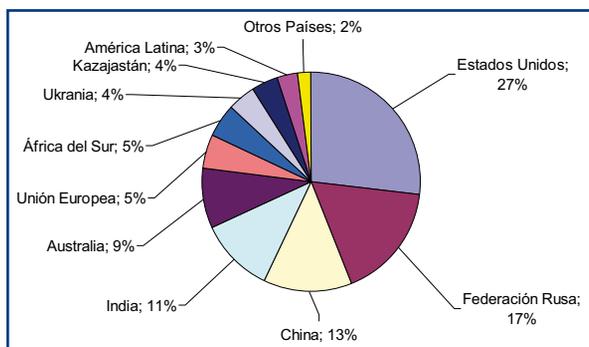


Figura 9. Reservas probadas de carbón en el mundo.

- Las reservas totales de carbón se estiman en algo más de 1.000.000 de Mt.
- Las dos terceras partes de ese total corresponden a hullas y antracitas.

Elaboración propia.

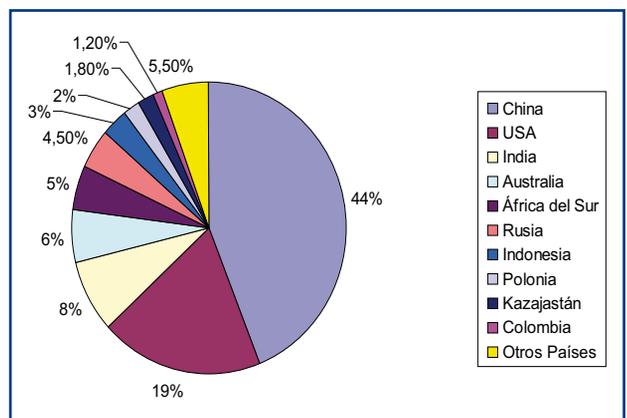


Figura 10. Principales países extractores de carbón.

Año 2004: extracción total 5.000 Mt.

Fuente: elaboración propias.

EL CARBÓN EN ESPAÑA

En España las reservas de carbón son poco significativas en el conjunto mundial, en torno al 0,1% del total. La minería ha ido perdiendo peso en el suministro energético, que hace medio siglo atendía la mitad del total de la demanda de energía primaria con extracción propia de carbón. En la actualidad se mantiene una minería ligada a la generación de electricidad, aunque con previsiones de reducción siguiendo la tónica europea.

Se pueden hacer las siguientes breves reflexiones de futuro con respecto a las cuencas carboníferas más significativas del país:

- Hullas asturianas.- En los valles del Caudal y del Nalón hay formaciones de hullas con capas de no mucha potencia y elevada pendiente, lo cual lleva a una compleja minería de interior. Han sido el gran suministrador de carbón en España en el pasado, pero en la actualidad los costes de extracción elevados llevan esta minería a su progresiva desaparición.
- Antracitas de León y Palencia.- Las capas son en general de poca potencia, la minería es de pequeñas explotaciones, y aunque existen reservas se prevé un descenso paulatino de la extracción, que en la actualidad se destina a generación de electricidad y a consumos domésticos.
- Hullas de León.- Hay capas de hulla de bajo contenido en materias volátiles, con buena potencia que previsiblemente continuarán explotándose en las próximas décadas mediante minería de interior, a costes algo mayores que el precio del carbón de importación, pero asumibles en el contexto energético en el que nos encontramos. Se destinan a generación de electricidad.
- Hullas en Ciudad Real.- La cuenca de Puertollano dispone de reservas para mantener activa la actual explotación a cielo abierto durante varias décadas, incluso incrementando su nivel de extracción. Se consume en un grupo térmico convencional y en una planta de gasificación integrada con ciclo combinado.
- Lignitos Negros de Teruel.- Son carbones subbituminosos, las mayores reservas españolas, de las cuales unos 200 millones de toneladas son extraíbles a cielo abierto. El contenido en azufre de estos carbones es elevado, en torno al 6%, esto ha frenado el interés por su explotación, que no obstante se mantiene y alimenta varios grupos de generación eléctrica provistos de instalaciones de lavado de gases de combustión.

No hay que descartar en el futuro un incremento de la extracción de lignito negro, tanto para generación de electricidad en base a la aplicación de nuevas tecnologías que permitirían su uso limpio, tal como se expone en el capítulo V, como, eventualmente, para

su transformación carboquímica hacia la obtención de carburantes.

- Lignitos Pardos de Galicia.- Se está finalizando la explotación a cielo abierto de dos cuencas en la provincia de A Coruña: As Pontes y Meirama, cuyo lignito se dirigió mayoritariamente a la generación de electricidad con unos resultados económicos empresariales muy satisfactorios.

Existe otra cuenca en la provincia de Ourense, Xinzo da Limia, cuyas reservas son 100 millones de toneladas, pero ubicadas bajo la antigua laguna de Antela, lo cual hace difícil su extracción, que en cualquier caso daría un combustible de alto contenido en humedad. No parece que se vaya a poner en explotación.

El carbón que se ha extraído en España en general es de alto contenido en cenizas, 30% e incluso con valores mayores. Se dirige fundamentalmente a la generación de electricidad, está siendo sustituido progresivamente por el de importación, y ese cambio continuará previsiblemente en los próximos años.

USOS DEL CARBÓN

El carbón fue la base de la Revolución Industrial, ya se conocía en Europa y en China desde hacia bastantes siglos, en el primer caso como “piedra inglesa”, aunque también se extraía en Flandes y otros lugares de Centro Europa. En la actualidad es la fuente mayoritaria de energía primaria en la generación de electricidad, tal como se indica en la figura 11, pero también tiene otros usos como se verá más adelante.

Ya desde el siglo XVIII se fomentó su uso para evitar el consumo excesivo de madera que estaba deforestando determinadas zonas, en esa complejidad que conlleva la

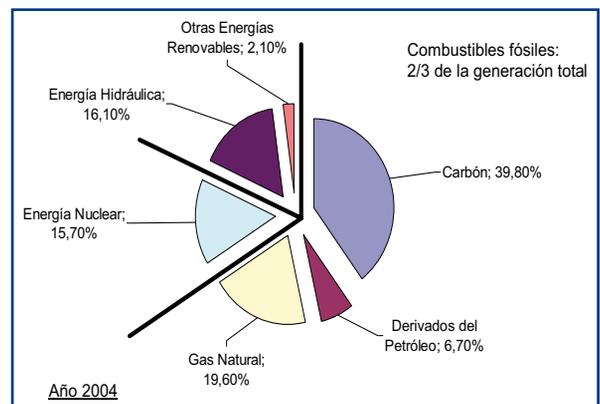


Figura 11. Desglose de la generación de electricidad según fuentes primarias.

- Generación mundial de electricidad: 15.000.000 GWh.
- Emisiones de CO₂ en generación de electricidad: 8.000 Mt.

evolución del hombre y su relación con el medio ambiente conviene recordar que a veces el carbón ha tenido un papel de contrapunto a problemas ecológicos:

- Una pragmática del rey Carlos III demanda el uso de carbón de piedra en las fundiciones militares para evitar el excesivo consumo de madera de Carballo, lo cual estaba dañando los bosques. Las primeras siderurgias utilizaron carbón vegetal como reductor, hoy todavía se hace en Brasil, pero por falta de leña se pasó pronto al cok de hulla.
- A finales del siglo XIX en torno a las ciudades, en un área amplia, se daba una deforestación importante a causa de la demanda de leña para los hogares. La aparición de la denominada “cocina económica” o “bilbaína” facilitó el uso del carbón en las casas, añadiendo a la vez algunas comodidades como era el pequeño depósito de agua caliente que incluía esa cocina.

Bien, volviendo a la Revolución Industrial, durante el siglo XIX coexistió el uso de la leña y el carbón para cubrir las diferentes demandas térmicas, incluidas las calderas de vapor en los ferrocarriles y en los barcos, aunque poco a poco el uso del carbón se fue imponiendo.

A finales de ese siglo XIX se desarrolla la tecnología de pirólisis que permite obtener gas del carbón y comienza su utilización urbana, tanto para alumbrado directo con gas, como para atender las necesidades de ciertos edificios públicos o privados, como para aportar combustible a los primeros motores de generación de electricidad; es la época de las fábricas de gas, que se mantuvieron utilizando carbón hasta principios de la segunda mitad del siglo XX.

En la actualidad el carbón tiene una serie de usos reales y potenciales sobre los cuales se hacen a continuación unas reflexiones buscando cuales pueden ser los más significativos en el futuro, y cual puede ser la incidencia en la minería y el mercado del carbón:

I. Usos domésticos.- Como combustible para calefacción o cocina, es una alternativa en los países que no disponen de otras opciones, aunque en España se siguen utilizando los granos de antracita a este fin. Previsiblemente las normas que condicionan la calidad de los combustibles de uso urbano reducirán progresivamente este uso en nuestro país.

En el caso español, es previsible que en la década próxima decaiga significativamente este uso e incluso desaparezca, esto afectará negativamente a la minería de antracita de León, que pudiera tener problemas de continuidad, unidos a otros aspectos relacionados con la generación de electricidad.

II. Combustible industrial.- Básicamente en la industria del cemento y en algunas otras que precisan aportes al proceso de calor a alta temperatura, por ejemplo la cerámica roja. En la actualidad existe un cierto exceso de oferta de fuel oil en el mercado internacional, que es un excedente en la estructura de refino; no se puede pensar que eso siga siendo así en el futuro ante la demanda creciente de carburantes.

Por ello no hay que descartar que siga habiendo demanda de carbón como combustible de uso industrial. Bien es verdad que en el caso español es previsible una reducción en la producción de cemento en la medida que la construcción y la obra pública reduzcan su actividad como se prevé para la próxima década.

III. Industria siderúrgica.- Requiere un carbón de características específicas, es la hulla coquizable que al transformarse en este reductor lo hace proporcionándole unas propiedades de porosidad, resistencia mecánica y reactividad, etc, adecuadas para su empleo en el horno alto.

En el mundo se consumieron en el año 2004 para uso siderúrgico 664 millones de toneladas, es decir el 13% de la demanda total de carbón.

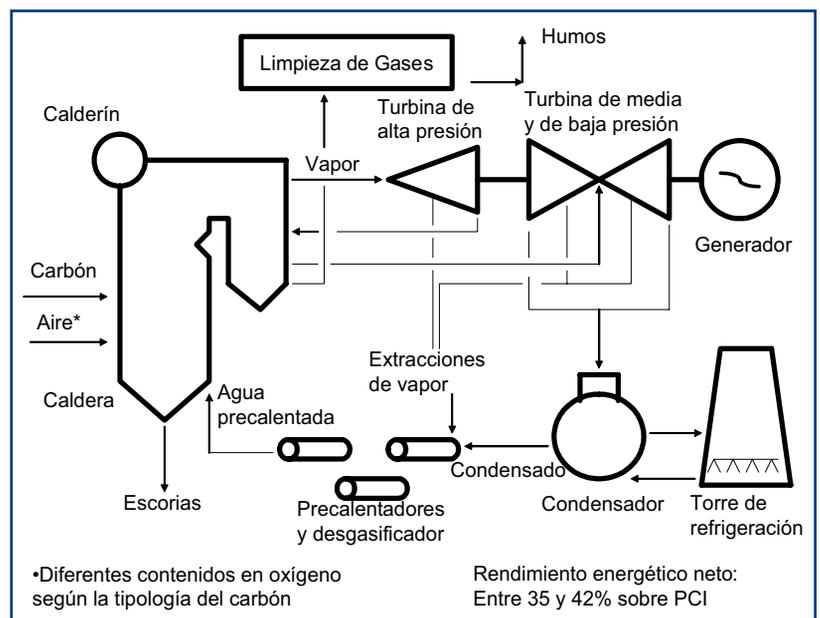


Figura 12. Esquema de una central de generación de electricidad con carbón.

IV. Generación de electricidad.- Se realiza en centrales térmicas con un proceso como el que se esquematiza en la figura 12 siguiendo un ciclo termodinámico agua – vapor, con evaporación de agua en una caldera y expansión del vapor procedente de ella en turbina, para cerrar el ciclo condensando el vapor y alimentando con él la caldera.

Este ciclo no ha cambiado en su concepción a lo largo de un siglo de utilización, pero sí el diseño de detalle y los materiales empleados, las calidades de acero en la caldera y en la turbina. Esto ha supuesto una mejora de eficiencia energética y un crecimiento en la potencia de las instalaciones, como se verá en próximos capítulos. Aquí si nos debemos referir brevemente en la incidencia de la tipología del carbón en el diseño de las calderas y sistemas auxiliares de las mismas. En un principio las calderas eran de combustión sobre parrilla, y desde hace unas décadas son de quemadores de carbón pulverizado, es a estas segundas a las que nos referiremos.

- **Antracitas.-** Son carbones que precisan de una elevada finura de grano para su combustión, así como elevada temperatura de hogar, en torno a 1.800 °C, y alto exceso de aire de combustión, del orden del 20%. La molienda del carbón se hace en molinos de bolas, con arrastre por corriente de aire precalentado, las calderas tienen los quemadores dispuestos en “U” para conseguir un tiempo largo de recorrido de la llama. En este contexto la formación de óxidos de nitrógeno es elevada.
- **Hullas y carbones subbituminosos.-** La combustión es más fácil que en el caso anterior, en el hogar de la caldera la temperatura se sitúa en unos 1.400 °C, el exceso de aire se reduce al entorno del 15% la formación de óxidos de nitrógeno es sensiblemente más baja. La molienda del carbón se realiza en molinos de pistas, con aire precalentado para arrastrar las partículas hacia los quemadores de la caldera. Aquí ya hay que tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón, sobre todo en los combustibles con mayor contenido en materias volátiles y baja presencia de cenizas, es necesario recircular gases de combustión para reducir la presencia de oxígeno en el medio de arrastre de las partículas, y controlar la temperatura de la operación.
- **Lignitos.-** Son carbones de elevada reactividad una vez secos, por lo cual la molienda se realiza en equipos especiales, de rueda batidora, también es preciso tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón. Las calderas tiene un diseño especial, en general de torre con quemadores en las esquinas de la misma en forma de ventanas verticalmente alargadas. Las emisiones de óxidos de nitrógeno son bajas.

En la combustión del carbón se forman óxidos de azufre, que en las instalaciones más antiguas se emiten en los humos por la chimenea. En la actualidad se instalan sistemas de lavado de gases para reducir estas emisiones, en el cual se incluyen otros detalles de diseño.

V. Obtención de carburantes.- Como se ha dicho es una opción ya empleada, se basa en gasificar el carbón para obtener un gas que contiene CO, H₂ y CH₄, limpio de azufre y otros contaminantes; con el se sintetizan hidrocarburos parafínicos de alta calidad, en los que se puede hacer la formulación adecuada para tener un carburante de alto octanaje. Es una opción que no se puede descartar en el futuro, incluso pensando en los lignitos negros de Teruel.

VI. Productos químicos y combustibles limpios.- Partiendo del gas de síntesis de la gasificación antes mencionada se puede obtener amoniaco, metanol y otros productos. Hay que recordar que en España, en Puertollano y en As Pontes, se produjo amoniaco a partir del carbón para fabricar fertilizantes. En el futuro cabe la hipótesis de que, en algunas cuencas de carbón explotables a cielo abierto con costes bajos de extracción, se produzca metanol con destino potencial de carburante de automoción o para centrales de ciclo combinado.

COMERCIO INTERNACIONAL DEL CARBÓN

El carbón se utiliza en su mayor parte en los países que lo extraen, sólo la sexta parte del mismo se mueve en comercio internacional, tal como muestra la figura 13. En ella se ha hecho un desglose entre carbón de alto poder calorífico, hard coal en terminología internacional, en el cual se incluyen los carbones subbituminosos, este conjunto es el que participa en el comercio internacional, y lignitos, de bajo poder calorífico que se utilizan in situ.

En el año 2005 se llevaron al comercio internacional 775 millones de t, de las cuales 548 fueron carbón de uso

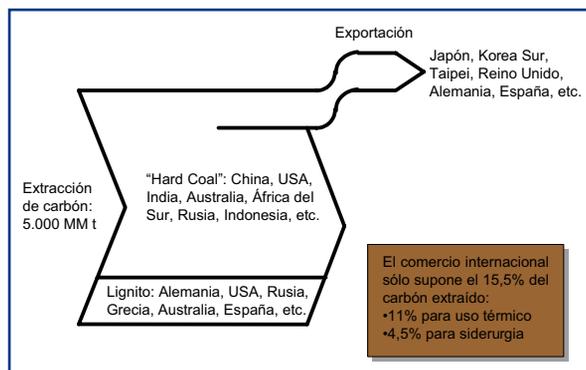


Figura 13. Esquema de extracción y comercio internacional de carbón.

térmico y el resto siderúrgico. Los mayores exportadores fueron Australia e Indonesia, y los mayores importadores Japón, Corea del Sur y Taipei. Lo que nos confirma el papel del entorno al océano Pacífico en el tráfico de carbón.

En el año 2005, la región de Asia – Pacífico supuso el 63% del consumo mundial de carbón, América del Norte el 19%, la Ex Unión Soviética el 6% y Europa sólo el 6%; estas dos últimas áreas han reducido sensiblemente su demanda en las dos décadas pasadas.

En la figura 14 se muestra la participación de los diferentes países en la exportación de carbón. Se observa el papel relevante de los países más lejanos, en parte como ya se ha citado desde el Océano Pacífico, lo que induce a que el tráfico hacia Europa tienda a diseñarse con barcos de gran calado, lo que introduce la necesidad de habilitar algunos puertos adecuados para recibirlos, aunque posteriormente desde él se haga trasvase hacia otros destinos finales.

España importa aproximadamente el 4% de ese movimiento internacional de carbón, con orígenes diversos: Rusia y Polonia para parte del carbón siderúrgico, y África del Sur, Colombia y USA en parte del carbón térmico; en este último hay que citar el suministro de carbón subbituminoso de Wyoming y de Indonesia, que ha permitido la reconversión de la central de lignito de As Pontes, en la medida que agotan el yacimiento propio de que se aprovisionan, con sólo modificaciones de las calderas de esa central, pero sin cambiarlas completamente.

Un problema que es importante en nuestra importación de carbón es el del transporte desde puerto a central térmica, en buena parte se hace en camiones, con elevado consumo energético y congestión en las carreteras. Parece lógico demandar una actuación decidida hacia el uso del ferrocarril.

Otra cuestión a considerar es la posibilidad de disponer de un gran puerto carbonero en la costa noroccidental del país, bien El Musel en Gijón, bien el Puerto Exterior de Ferrol, desde los que atender a un futuro tráfico

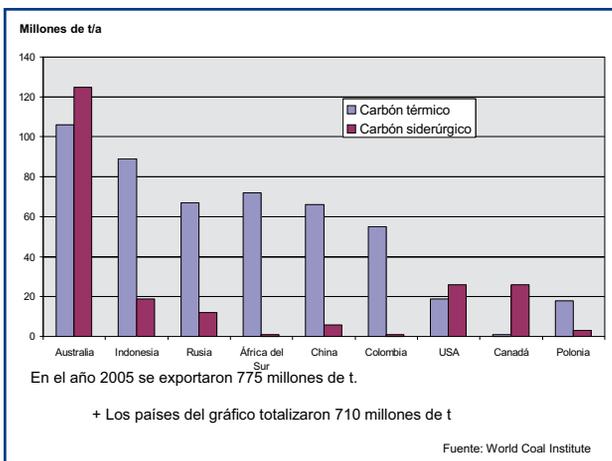


Figura 14. Países exportadores de carbón.

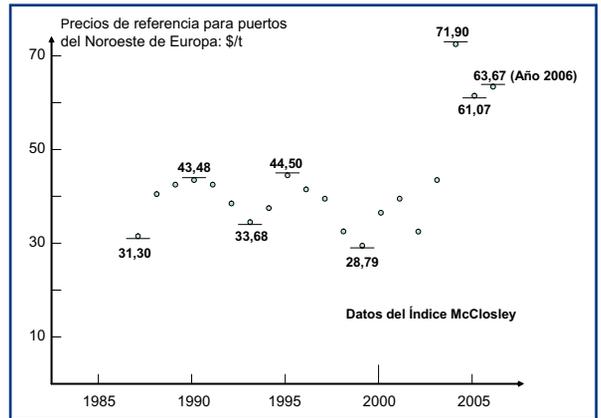


Figura 15. Evolución de los precios del carbón de importación en Europa.

intereuropeo, así como suministrar a nuestras centrales térmicas de Asturias, Galicia y León. En este supuesto la reflexión anterior sobre el ferrocarril se hace prioritaria.

PRECIOS DEL CARBÓN

El carbón siempre ha tenido un precio menor que el petróleo si ambos se valoran por contenido energético, en la actualidad con él del crudo que ha llegado a estar próximo a los 100 \$/bbl y un precio de algo menos de 70 \$ para la tonelada del carbón que llega a los puertos europeos, esa relación es de uno a tres, es decir la unidad energética de petróleo es tres veces más cara que la de carbón.

Los precios del carbón están influidos por el coste de extracción y del conjunto de su transporte, pero también y cada vez en mayor medida por la relación entre la demanda y la oferta. En los primeros ha incidido la elevación del precio del petróleo, que afecta a la operación de las máquinas de arranque y transporte en mina, y sobre todo a los costes del tráfico marítimo y terrestre.

No obstante en la evolución de precios habida para los combustibles fósiles desde 1991, el petróleo los ha multiplicado por tres, el gas natural por dos y medio y el carbón por uno y medio.

En la figura 15 se muestra la evolución de los precios del carbón puesto en puerto del noroeste de Europa, se puede observar un alza significativa en los mismos en los años 2004 y 2005, cuando se inició la subida de los precios del petróleo. En la actualidad no aparecen tendencias a subidas a niveles por encima de los 70 \$ por tonelada.

Si la demanda de carbón se incrementa en el futuro, tal como se prevé, es posible que haya un incremento de precios ligado al factor de oportunidad de mercado. Adicionalmente, los exportadores no dispondrán de exceso de puertos de carga, y es posible que en el tráfico marítimo y en la arribada a destino también se den carencias.

EVOLUCIÓN DE LOS CARBURANTES E INCIDENCIA EN EL MERCADO DEL CARBÓN

EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LA DEMANDA Y OFERTA DE CARBURANTES

El crecimiento económico en nuestro actual modelo se basa en buena medida en el aumento del transporte de mercancías y de la movilidad de los ciudadanos, tanto a escala de país como a nivel global. Los aspectos y factores que inciden en ello son de muy variado tipo y entre ellos se citan los siguientes:

- El comercio internacional y doméstico ha de seguir creciendo en ese esquema buscado y asumido de evolución económica, una parte muy importante del mismo se desarrolla por carretera en camiones o en furgonetas ligeras. La figura 1 nos da una información cuantitativa de lo que representa éste y los demás conceptos incluidos en el sector transporte, sólo en lo referente al ámbito español, pero que no deja de ser una referencia para entender la evolución de otros países en el mundo o en el conjunto.
- El turismo es otro de los motores de crecimiento económico actual y para el futuro previsto de muchos países. En España representa en torno al 12% del PIB y a nivel mundial sólo alcanza el 1% del producto Global Bruto. Es previsible que muchos países avancen hacia el esquema español, con mayor o menor acierto.
- El crecimiento de las ciudades y de las áreas urbanas supone unas necesidades de movilidad personal que sólo en una parte se realizan con transporte colectivo, se utiliza en exceso el automóvil privado. En Europa se dispone de unos 600 automóviles por cada mil, mientras que la media mundial se queda en poco más de 10 automóviles por mil habitantes.

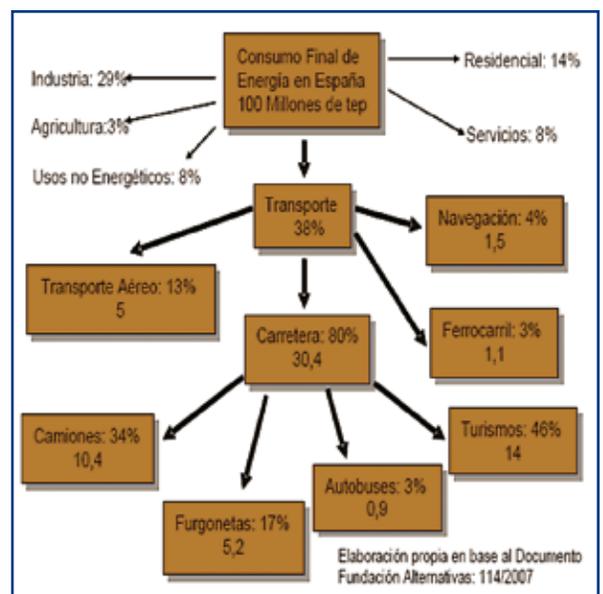


Figura 1. Desglose del consumo final de energía para transporte en España.

El fenómeno del crecimiento urbano en los países en vías de desarrollo es preocupante por distintos aspectos sociales y ambientales, que no son objeto de este documento, pero otro que si nos afecta serán las necesidades de carburantes para hacerla posible; la creación de buenas infraestructuras para transporte colectivo sólo será una parte de la solución.

En la actualidad el consumo de carburantes en el mundo se cifra en algo más de 2.000 millones de tep, y dadas las previsiones de evolución es factible llegar a una demanda en torno a los 3.500 millones de tep en el año 2030, lo que significa un crecimiento de ésta de sólo un 2% anual acumulativo, mientras que se espera que el producto económico global del mundo lo haga a un ritmo algo

mayor, sobre todo en los países en vías de desarrollo. Las dudas de si se dispondrá de ese suministro de carburantes son parte de las incertidumbres en el crecimiento económico global y en el necesario equilibrio social del mundo.

En el supuesto lógico de que se busquen soluciones para disponer de esos carburantes a escala global nos aparecen una serie de reflexiones al respecto. Adelantando en primer lugar que la gran cuestión es si la oferta de petróleo en cantidad y calidad será suficiente para atender esa demanda de carburantes, o si habrá que recurrir a otras fuentes primarias de energía.

Por un lado se supone que la extracción de crudo seguirá creciendo en el futuro, pero no es fácil apostar a que lo haga a un ritmo del 2% anual, más bien se supone que el 1% puede ser un parámetro más realista. De otro lado se camina hacia una oferta mayor de crudos pesados que ligeros o medios, de los pesados es más difícil conseguir una producción amplia de carburantes, que no olvidemos son fracciones ligeras en el refinado del petróleo, mientras que como se ha dicho en el capítulo anterior aparecerán fracciones pesadas en mayor cantidad, que se pueden destinar a generación de electricidad.

Por ello hay que pensar en que el petróleo del futuro no proporcionará todos los carburantes que se demanden, quizás una cifra razonable para el entorno del año 2030 se sitúe en unos 2.500 millones de tep. Aun así para alcanzar esta cifra es preciso que se incrementen además las inversiones en la cadena de refinado, lo cual no está ocurriendo al ritmo que se desea, y adicionalmente que siga creciendo la oferta de crudo, que no se vea afectada por cuestiones políticas o por conflictos armados.

Quedaría así al menos una cuarta parte de la potencial demanda de carburantes que posiblemente no sea cubierta por la cadena del petróleo, es decir entre 500 y 1.000 millones de tep. Las opciones alternativas para cubrir esa falta son: los biocarburantes, el uso del gas natural o sus derivados, la obtención de carburantes a partir del carbón, y en un futuro llegar a dominar la tecnología del hidrógeno. Se analizan a continuación las posibilidades de cada opción.

En cada país las propuestas a corto plazo serán distintas, aunque previsiblemente a largo plazo se caminará a soluciones comunes que afecten a entornos más amplios, por ejemplo el conjunto de la Unión Europea. Aquí ya hay un aspecto a resaltar cual es el consumo elevado de gasóleo respecto al de gasolina; en el caso concreto de España esto supone una importación de unos 12 millones de tep de gasóleo, adicionales a lo que proporcionan las refinerías ubicadas en nuestro país; a la vez hay una exportación de gasolina excedente de la cadena de refinado.

En España se está produciendo un exceso de oferta de gases licuados de petróleo, el descenso del consumo doméstico de la tradicional bombona de butano, y el pequeño crecimiento en la demanda de propano para usos industriales, hacen que haya un excedente que se propone utilizar en automoción, en particular en flotas cautivas de operación en entornos urbanos.

BIOCARBURANTES

Se denominan biocarburantes a los combustibles líquidos, o eventualmente gaseosos, derivados de diferentes tipos de biomasa. Básicamente las posibilidades son las cuatro siguientes, aunque las dos primeras, bioetanol y biodiesel, son actualmente las de mayor significado comercial y potencial de desarrollo a corto plazo:

- **Bioetanol.**- Se obtiene de materias primas vegetales que contienen azúcares, si estos se encuentran liberados caso de la caña de azúcar, se llega al bioetanol mediante un simple proceso de fermentación, si no lo están es preciso un paso previo de hidrólisis, bien encimática o bien ácida, en esta segunda etapa se requiere un consumo adicional de energía.

El etanol es un combustible de alto contenido en oxígeno, su composición le confiere un valor de octanaje de 128, muy por encima de los carburantes convencionales; se puede así utilizar como aditivo en la formulación de las gasolinas o bien en mezclas con éstas o como carburante único. Un litro de gasolina se puede sustituir por 1,2 litros de etanol dado que el poder calorífico de este es algo menor que el de la gasolina. La productividad final en etanol está muy ligada al tipo de materia de partida y a las características de la zona de cultivo. La caña de azúcar permite obtener unos 5.000 litros de etanol por hectárea, e incluso más, y el cultivo del maíz en zonas de dos cosechas anuales puede dar hasta unos 3.000 l/Ha. En estos casos los costes del bioetanol oscilan entre 30 y 70 cts de euro por litro.

En el caso de Brasil se emplea este alcohol tanto en mezclas con gasolina como en forma de carburante único, se atiende así a más de un tercio de la demanda de combustibles de automoción con etanol. Su producción alcanza los 10 millones de toneladas equivalentes de petróleo, tep y previsiblemente se incrementa en el próximo futuro.

En lo referente a volumen de producción le sigue Estados Unidos, que alcanza ya los 8 millones de tep, en este caso a partir de grano de maíz como materia prima, con la cual se obtienen entre 2.000 y 3.000 litros por hectárea de cultivo. Se trabaja para

conseguir utilizar también la paja de estos y otros cereales como fuente de producción de etanol.

Con otras materias primas: trigo y cebada o tubérculos, las productividades son menores y los costes lógicamente más elevados. En la Unión Europea se utilizan trigo y cebada para obtener etanol que se utiliza en la formulación de gasolinas antes citada a través de un compuesto que resulta de la reacción del etanol con el isobutileno, ETBE, de alto octanaje.

Resulta previsible pensar que en la Unión Europea a corto plazo habrá excedentes de remolacha, ya que hay que abrir los mercados al azúcar procedente de otros países, que previsiblemente desplazará al obtenido de remolacha. Parece lógico avanzar en el uso de remolacha para obtener bioetanol.

- **Biodiesel.-** A partir de los aceites vegetales, por esterificación con un alcohol, metanol fundamentalmente, se obtiene un nuevo producto líquido que es un carburante, el biodiesel, que se puede mezclar con gasóleo o utilizar directamente como carburante único. Su poder calorífico es cercano al del gasóleo, un litro de éste se sustituye por 1,1 litros de biodiesel. Es un producto limpio, con bajo contenido en azufre o metales, inferior al que tiene el gasóleo procedente del refinado del petróleo.

Las materias primas más empleadas para su producción son las habas de soja, las semillas de colza, las semillas de girasol y el aceite de palma. La productividad de sus cultivos es del orden de unos 2.000 litros por hectárea en los mejores supuestos, por ejemplo las habas de soja, pero que baja a poco más de 500 l/Ha cuando se utilizan las semillas de girasol. Ya existe un comercio internacional de materias primas o de aceites para esta industria, en particular soja y aceite de palma.

Hay posibilidades de buscar otras semillas oleaginosas, por ejemplo la jatropha, que en la actualidad se utiliza como linde en las tierras de cultivo de África ya que sus semillas dan un olor desagradable que aleja a los animales silvestres que pueden dañar las cosechas. Es una opción para las zonas de baja disponibilidad de agua, incluso como cultivo masivo, pero pensando que en ningún caso dará los índices de productividad arriba citados, ni los de las habas de soja ni los correspondientes a la caña de azúcar.

En la figura nº 17 se esquematizan las líneas de producción y utilización de estos dos tipos de biocarbu-

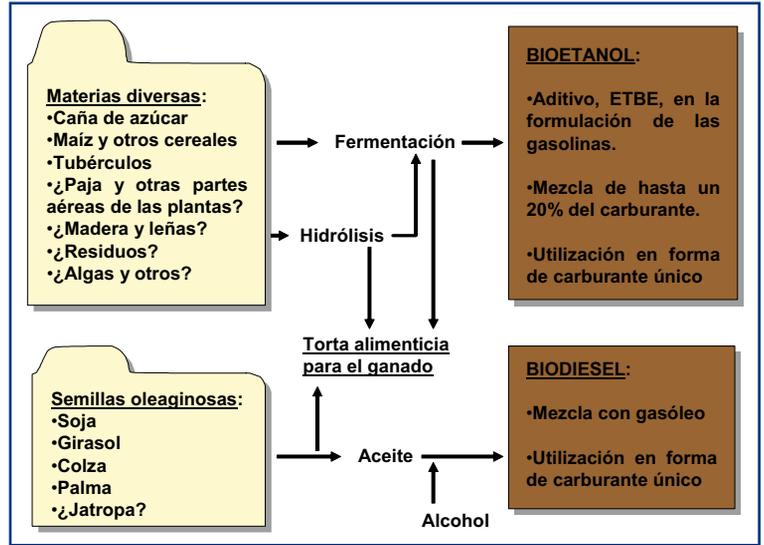


Figura 2. Procesos de obtención de bioetanol y de biodiesel.

rantes: bioetanol y biodiesel, procedentes de cultivos diversos. El volumen actual de producción en todo el mundo se sitúa en los 40 millones de tep, pero el ritmo de propuestas de nuevas plantas hará que esa cifra se quede pequeña en pocos años.

- **Biogas-** Por fermentación anaerobia de residuos orgánicos de diverso tipo se obtiene un gas con alto contenido en metano, hasta el 60%, más dióxido de carbono, que puede utilizarse como carburante. Esto sucede en entornos específicos, por ejemplo en vertederos de residuos sólidos urbanos, y con volúmenes de producción pequeños, por lo que no se puede considerar una opción de sustitución significativa. Son carburantes que se pueden utilizar en motores del tipo diesel, preferentemente en flotas cautivas que tienen relación con las empresas o entornos de gestión de esos residuos urbanos o de otro tipo.
- **Biocarburantes de segunda generación.-** Son opciones en las que se busca la utilización de materias primas que no colisionen con la obtención de productos alimentarios, es el caso de la paja residual del cultivo de los cereales, la paja de maíz u otros cereales antes citada, o directamente de materias obtenidas en los cultivos de herbáceas específicas, por ejemplo el mijo listado, o una nueva silvicultura de bosques que se talan en periodos de corta ración para utilizar toda su materia leñosa.

Es este esquema de búsqueda de cultivos distintos a los clásicos aparece el desarrollo de la producción de algas, que pueden fijar CO₂ a velocidades significativamente mayores que otras especies, creciendo sobre láminas de agua, u otros soportes, en los que incida la radiación solar y a los que se aporta CO₂

residual de procesos industriales, por ejemplo la generación de electricidad. De ellas se puede obtener tanto bioetanol como biodiesel.

Todavía estamos ante hipótesis y experiencias de pequeña dimensión, pero es un tema al que habría que prestar más atención. Algunas universidades españolas han trabajado en el tema de cultivos de algas pero es pronto para ilusionarse. Que su cultivo pudiera ser una vía biológica de captura de CO₂ es un tema a considerar con atención.

Ya se construyen plantas de demostración para utilizar la paja, y hay una línea de investigación relevante en la cual participan entre otros institutos el CIEMAT, tanto en proyectos españoles como en programas internacionales. Se precisa emplear procesos de hidrólisis previos a llegar a la fermentación. Previsiblemente los costes de obtención serán más elevados que los correspondientes al uso de caña de azúcar o maíz, en torno a 1 euro por litro de etanol, pero asumibles en el futuro esquema energético que parece que se aproxima.

- **Biomass to liquids.**- Con los procesos BtL que pasan por la gasificación de biomasa seguida de la síntesis de Fischer – Trosch, de la que se habla más adelante, se puede llegar a carburantes que directamente sustituyan a la gasolina o al gasóleo. Es una tecnología teóricamente conocida y que no se emplea aun de manera industrial ya que son procesos adecuados para volúmenes significativos de materias primas.

Es una opción a considerar para el procesamiento de las materias herbáceas y leñosas, en este supuesto si se quiere ir a una planta de 1.000 millones de litros anuales, que es de muy grandes dimensiones si se piensa en los procesos bioquímicos antes citados, hay que pensar en conseguir unos 5 millones de t de materias primas, lo que corresponde a una superficie variable según los casos, pero en el entorno de 1 millón de hectáreas, lo cual no es fácil plantear en muchos casos y países, tanto por lo dispersa que pudiera encontrarse esa superficie en una región determinada, como por los problemas logísticos del aprovisionamiento de tal cantidad de biomasa.

LAS POSIBILIDADES DE LOS BIOCARBURANTES

La Unión Europea y Estados Unidos han mostrado claro interés por disponer de suministro de biocarburos en su mercado. La primera se plantea que en año 2020, estos aporten el 10 % de las demandas de combustibles de automoción, se aducen para ello básicamente razones de lucha contra el cambio climático; estaríamos pensando en llegar a unos 40 millones de tep como suministro de biocarburos; es decir un volumen similar a la actual producción total en el mundo.

En el caso de Estados Unidos la preocupación por disponer de biocarburos para reducir la dependencia del petróleo de suministro exterior no fiable es una cuestión que se plantea de forma clara. Se asume que para el año 2012 el consumo de 28.000 millones de litros de biocarburos estará fomentado y protegido por medidas gubernamentales respecto a la producción propia de materias primas o a la importación desde terceros países.

Parece además que ya ciertos senadores norteamericanos piensan en llegar en el año 2030 a un 30% del abastecimiento de carburantes, en base a bioetanol y también biodiesel, quizás a unos 100 millones de tep, o incluso más cerca de 150 millones de tep, para esas fechas. Aquí quizás están más claras las previsiones de que habrá problemas en los mercados de petróleo y sus derivados. (BOURNE)

En la Unión Europea en el año 2005, la producción de biodiesel alcanzó los 3,9 millones de toneladas, Alemania es con diferencia el primer país productor en el mundo, y el bioetanol casi los 2 millones de t. El interés europeo se centra más en el biodiesel ya que aquí el parque de vehículos es mayoritariamente de tipo diesel. Se utilizan básicamente como materias primas: grano de cereal para el bioetanol y colza para la obtención de biodiesel.

En España la producción de bioetanol está en torno a los 300 millones de litros, se parte de trigo y cebada, mayoritariamente de importación. La de biodiesel avanza rápidamente, con una capacidad de transformación actual para obtener unas 400.000 t/a y previsiones de alcanzar los 2 millones de t hacia el año 2012; se importarían materias primas: semillas o aceite, para atender el abastecimiento de las mismas.

Hay que señalar que en España hay más de 1 millón de t/a de aceites residuales de fritura que se pueden transformar en biodiesel, ya hay algunas instalaciones de pequeño tamaño funcionando, la principal cuestión para su empleo es la gestión de la recogida de esos aceites, que por otro lado son un problema ambiental, pues la mayor parte va por los desagües a las plantas de tratamiento de agua donde crean problemas operativos.

En América y en África existen tierras que se pueden dedicar a cultivos energéticos, en la visión más optimista varios cientos de millones de hectáreas en cada continente, pero hay que considerar aspectos limitantes al respecto: no atentar contra la seguridad alimentaria de las poblaciones de esos entornos, conservar las masas forestales, y no incidir en problemas ambientales como la erosión, las distorsiones en la disponibilidad de agua, o agresiones a la biodiversidad.

En América, desde México al norte de Argentina o Uruguay, se podría llegar a cultivar unos 50 millones de hectáreas con caña de azúcar adicionales a las hoy uti-

lizadas, es decir doblar la superficie de tierra dedicada a este cultivo, quizás incluso se podría llegar a ocupar mayores extensiones, por ejemplo 200 millones de Ha destinadas a caña de azúcar para el conjunto de sus destinos: azúcar y bioetanol, pero no parece fácil asumirlo en primera instancia, nos estaríamos yendo a deforestaciones importantes o a nuevos esquemas de gestión del agua.

Se puede pensar en una extensión destinada a plantaciones de soja de otros 100 a 200 millones de hectáreas, y superficies sensiblemente menores de palma aceitera, todo ello en países de Centro y Sur América; evidentemente con las consideraciones limitantes antes señaladas de deforestación o uso del agua.

En el futuro si se desarrolla la segunda generación de biocarburantes son posibles hasta unos 200 millones de hectáreas de cultivos de herbáceas o de silvicultura específica en las zonas frías del continente, Canadá, Estados Unidos, en primer lugar y también en Argentina y Chile.

En conjunto se puede estar hablando de unos 300 millones de tep en un supuesto de evolución controlada de los cultivos, tanto en aspectos ambientales como sociales. Pero no es descartable llegar a volúmenes significativamente mayores, incluso por encima del doble de esa cifra.

Todo ello podría cubrir con creces las carencias en el abastecimiento de gasolina y de gasóleo en el conjunto de los países del continente, derivadas de la baja en la oferta del petróleo antes citada. Aunque previsiblemente buena parte de esta producción se dirigirá a la exportación hacia la Unión Europea, en particular la correspondiente al biodiesel.

En África las cosas aparecen más complejas, aunque hay disponibilidad de tierras para cultivos alimentarios y energéticos, la proporción de población que pasa hambre y se encuentra sumida en la miseria es muy elevada. Sólo una actuación decidida de la Unión Europea en cooperación amplia podría dar soluciones a los problemas de este continente, incluyendo una cierta producción de biocarburantes, tanto para uso propio como para exportación. No parece fácil estructurar y cumplir un objetivo de este tipo.

En Asia Meridional y Oriental no hay disponibilidad global de tierras para agroenergía, es necesario atender la seguridad alimentaria que ya tiene problemas de diverso tipo, recordemos que por ejemplo China es un fuerte importador de soja desde Argentina y Brasil. No obstante en algu-

nos países como Filipinas, Indonesia y Malasia, se está incrementando la extensión de cultivo de palma con destino a la obtención de aceite para su exportación y transformación en biodiesel; la Unión Europea es uno de los destinos de este producto.

Centrándonos en nuestro entorno, el principal problema de la Unión Europea es que no hay tierras disponibles de forma significativa para estos cultivos, el objetivo del 10% de participación de los biocarburantes en el 2020 se condiciona a que se haya desarrollado la tecnología de biocarburantes de segunda generación. Hoy es factible el cultivo de colza, soja y girasol para obtener biodiesel, así como cereal o tubérculos para producir bioetanol; todo ello para alcanzar en torno al 5% de la demanda y a un coste que se situaría en el nivel de 1 euro por litro.

El desarrollo y aplicación de las tecnologías de obtención de biocarburantes de segunda generación permitiría que en la Unión Europea se pudieran producir cantidades mayores, quizás las equivalentes a ese 10% de nuestra demanda de carburantes, e incluso proporciones algo mayores. Ahora bien los costes se supone que serían algo o bastante mayores que ese de 1 €/l citado anteriormente.

Previsiblemente los países de la Unión Europea importarán biocarburantes y sus materias primas, fundamentalmente desde América Latina; ya se comienza a hacer esto desde algunos de los países de ese entorno. Las razones para esto se unen a la búsqueda de precios más bajos y a las dificultades para conseguir un volumen importante de producción en nuestra agricultura.

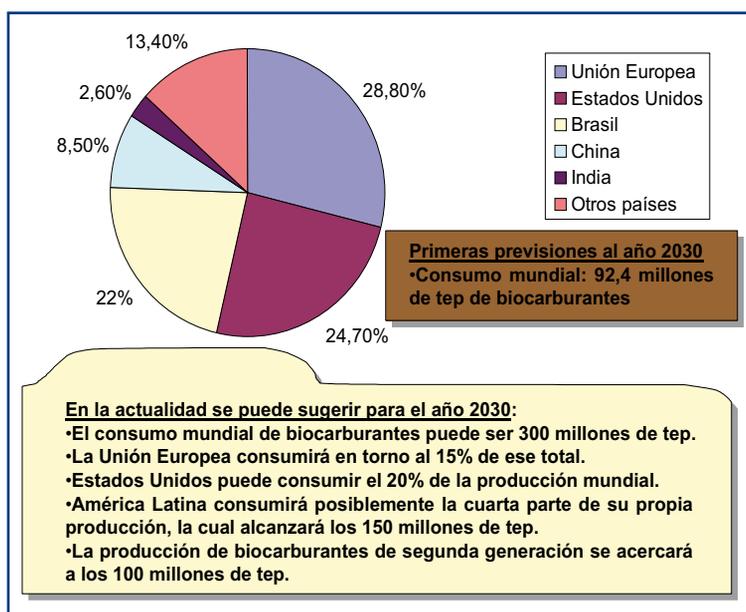


Figura 3. Reflexiones sobre la evolución de la producción de biocarburantes.

En la figura 3 se reflejan por un lado las previsiones más formales, de la Agencia Internacional de la Energía y otras fuentes sobre la producción de biocarburantes, que las situaban en algo menos de 100 millones de tep. Ahora bien con los cambios que se observan en el mercado del petróleo y en las propuestas de desarrollo de los biocarburantes, hoy es factible pensar en volúmenes significativamente mayores.

Aquí se ha supuesto para el año 2030 que se puede llegar a esa cifra en torno a los 300 millones de tep, que ya se ha citado anteriormente aunque de manera distinta; se han incluido comentarios sobre el origen y posible destino de esos biocarburantes, de los cuales previsiblemente habrá un importante comercio internacional. En cualquier caso se supone que el papel de América Latina será relevante.

Hay que reflexionar también sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que se derivan del uso de los biocarburantes respecto a las correspondientes al uso de carburantes convencionales:

Se asume de forma generalizada que el CO_2 desprendido en la combustión de los biocarburantes se fija en el crecimiento de la materia vegetal. Mientras que las resultantes del uso de carburantes convencionales se contabilizan lógicamente como emisiones netas.

En el análisis de la obtención de biocarburantes aparecen líneas productivas muy distintas con consumos energéticos diferentes, pero también cultivos muy distintos por ejemplo con empleo o no de abonos nitrogenados, que dan lugar a emisiones de N_2O , que es otro gas de efecto invernadero.

El análisis de todos los aspectos involucrados en este análisis da lugar a discusiones y discrepancias entre los técnicos que estudian los ciclos de vida, aunque hoy por hoy se puede decir que con la utilización de biocarburantes reduce las emisiones de gases de efecto invernadero con relación al uso de los carburantes convencionales, aunque hay que distinguir entre los diferentes ciclos de producción, con las salvedades de esas discrepancias científicas al respecto. (MENÉNDEZ)

- **Bioetanol.**- El que se obtiene de la caña de azúcar, procedente de cultivos con bajo consumo de agroquímicos, y trabajo en buena medida manual, se puede considerar una reducción de al menos un 60% en las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Al pasar a bioetanol procedente del cultivo de maíz, con elevado uso de agroquímicos, en un proceso de obtención que obliga a etapas térmicas en las cuales se usan combustibles fósiles, la reducción de emisiones se evalúa en torno al 20%.
- **Biodiesel.**- Obtenido de semillas de soja o de colza, con moderado uso de agroquímicos, en procesos



que no precisan de etapas térmicas; se estima que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puede ser al menos de un 60%.

- **Carburantes de segunda generación.**- Hay diferentes opciones de materias primas, tanto residuales como de cultivos. En los casos de líneas de mayor productividad agrícola o forestal, sin empleo de fertilizantes, o en la de uso de residuos, en ambos casos integrando los procesos para recuperar los subpro-



ductos combustibles, se estima que la reducción de emisiones puede ser superior al 80%.

No sólo hay que considerar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, también las distorsiones en la agricultura, por ejemplo cambios en la disponibilidad de tierras y de agua para otros cultivos, problemas de erosión o de pérdidas de biodiversidad por macro agricultura. Ya aparecen voces críticas que

se harán más fuertes si el desarrollo de la industria de biocarburantes no se hace bien.

Todas estas reflexiones hasta aquí expuestas apunta a que si bien crecerá de forma significativa la producción de biocarburantes en las próximas décadas, no parece que se introduzcan en el mercado cifras por encima de los 400 millones de tep de aquí al año 2030. Esto significa que previsiblemente habrá que recurrir a otras fuentes energéticas primarias para atender la teórica demanda a esa fecha.

USO DEL GAS NATURAL COMO CARBURANTE

El gas natural ya se utiliza como carburante en motores de combustión similares a los diesel, es el caso de autobuses urbanos en los cuales se dispone de depósitos que lo almacenan a presión, en torno a los 200 bars, desde los cuales se alimentan los motores de dichos vehículos. Se dispone de estaciones de servicio específicas donde se reposta de carburante a estos autobuses.

En diferentes países esta práctica se extiende progresivamente, sobre todo en las grandes ciudades de toda la Unión Europea, ya que el uso de este combustible reduce las emisiones de contaminantes; por ejemplo en Madrid la flota de estos autobuses alcanza la cifra de 300 unidades.

Otra opción es el uso de este carburante en automóviles o vehículos ligeros preparados para ello, se hace a través del uso de bombonas intercambiables en las cuales el gas se encuentra almacenado a elevada presión. Es el caso de parte del servicio de taxis en grandes ciudades españolas y de otros países.

El uso de gas natural en un vehículo reduce las emisiones de CO_2 en una cuarta parte en relación con las correspondientes al empleo de carburantes derivados del petróleo, aparte de que las emisiones de metales, partículas, compuestos de azufre y otros orgánicos volátiles, también se reducen. Aunque a la hora de hacer valoraciones globales es preciso analizar el ciclo completo de suministro de estos carburantes, incluyendo la energía consumida en la compresión del gas y las posibles emisiones fugitivas de CH_4 a la atmósfera, desde las estaciones de servicio o los propios vehículos.

En las ciudades españolas se consume algo más de la cuarta parte del total de la energía que se destina al sector transporte, son datos que resultan de analizar la figura nº 16 con informaciones complementarias a ella. Las emisiones correspondientes de CO_2 en estas ciudades por ese concepto se sitúan en unos 30 millones de t/a, y adicionalmente hay que considerar las emisiones de contaminantes diversos, desde óxidos de nitrógeno a partículas o compuestos orgánicos volátiles, que se reducirían si se utilizara el gas natural como carburante.

Bien si se fuera a que una parte importante de ese consumo energético fuera de gas natural en vez de derivados del petróleo se mejoraría la calidad del aire urbano, a la vez que se diversifica el abastecimiento de carburantes; aunque esto colisionaría con el destino que se pretende dar mayoritariamente a las importaciones de gas natural en España, la generación de electricidad. Habría que analizar además en que medida se reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este sentido no hay que descartar que las empresas importadoras de gas natural se dirijan progresivamente hacia este mercado, en el cual no lo olvidemos este combustible tiene un precio de venta específico más elevado que el correspondiente a la generación de electricidad. Hoy el impulso hacia ello proviene de los ayuntamientos de grandes ciudades, pero en el futuro una previsible disminución de la oferta de gasóleo puede abrir esa opción de mercado.

CARBURANTES DERIVADOS DEL GAS NATURAL. TECNOLOGÍA GTL

En una línea de actuación distinta de la anterior hay que señalar una nueva opción para el comercio internacional del gas natural, nos referimos a el uso de las tecnologías “Gas to Liquid”, GTL, para dar uno carburantes sustitutivos de los derivados del petróleo, pero más limpios que estos.

Los países que son exportadores de gas natural mediante el sistema de licuación en plantas especiales ubicadas en sus puertos de salida, para carga de este producto líquido criogénico en barcos metaneros, y descarga en puertos de recepción donde hay plantas de regasificación, encuentran aspectos de rigidez en esta línea de comercio, se ven obligados o bien a establecer contratos de largo plazo con los países receptores o bien manejarse en los mercado “spot”. Esto supone no aprovechar en todas sus posibilidades las elevaciones de precios de los hidrocarburos y sólo acudir a demandantes que tienen sus consumos limitados por las capacidades de sus redes de distribución.

Una alternativa que aparece para estos países es la de producir combustible líquido a temperatura ambiente y a presión atmosférica, de fácil manejo, y que pueda ser utilizado directamente como carburante limpio, bien como sustituto de la gasolina, bien como alternativa al gasóleo; en la situación actual del mercado preferentemente este segundo ya que hay posibilidades de que se presente déficit importante de suministro.

A este fin se parte de un proceso de reformado del gas natural para obtener un gas de síntesis que contiene hidrógeno y monóxido de carbono, con él se puede llegar a diferentes formulaciones de hidrocarburos de alta

pureza, muy bajo contenido en azufre y otros elementos como metales, para ello se aplican las tecnologías de “Síntesis de Fischer – Tropsch” u otras.

Los procesos de reformado trabajan a alta temperatura y presión, con inyección de vapor, todos ellos precisan de un catalizador, cuya composición y diseño es uno de los puntos críticos de ingeniería; son de diverso tipo:

- SMR. Reformado de metano por vapor.- Temperatura entre 800 y 900 °C, presión entre 20 y 30 bar, el catalizador es en base a níquel y sílice, y la relación de H₂ a CO está entre 3 y 5. En la figura 19 se esquematiza este reactor.
- POX. Oxidación parcial no catalítica.- Temperatura entre 1.200 y 1.400, con un amplio rango de presiones entre 15 y 85 bar, no utiliza catalizador y la relación H₂ a CO es de 1,8.
- AUTO. Reformado autotérmico.- Temperatura entre 900 y 1.100 °C, la presión está entre 40 y 50 bar, el catalizador es en base a níquel, alúmina y sílice; la relación entre H₂ y CO está entre 1,8 y 2,8.
- COMB. Reformado combinado.- Temperatura entre 900 y 1.300 °C, presión de 20 a 40 bar, catalizador de níquel, alúmina y sílice. Ratio de H₂ a CO entre 2,3 a 3,5.

La síntesis de Fischer – Trosch une entre sí los átomos de carbono de las moléculas de CO y satura los enlaces con hidrógeno, en diferentes formulaciones de hidrocarburos, con muy bajo contenido en contaminantes; en este proceso se desprende una importante cantidad de calor:



Los reactores para este proceso trabajan a temperaturas en torno a los 300 °C y a presiones de unos 30 bar,

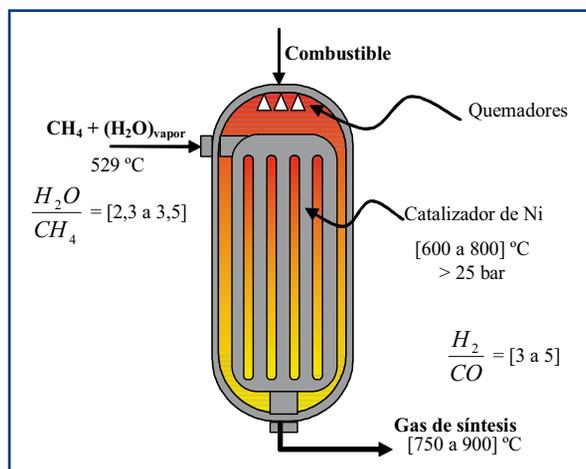


Figura 4. Esquema básico de un reformador SMR.

incluyen catalizadores cuyos materiales básicos son el cobalto o el hierro.

Esta tecnología de conversión del gas natural en carburantes líquidos tiene dos aspectos que la han frenado hasta ahora: de un lado una fuerte inversión en las plantas GtL, que se estima en 20.000 \$ por barril diario de capacidad de producción de carburantes, netamente mayor que las de licuación, y de otro el consumo de gas en el proceso de reformado, como aporte al reactor.

Esto significa que cuando se vaya a pasar de las actuales plantas de investigación y demostración a instalaciones industriales, cuyas dimensiones se situarán en órdenes de magnitud en torno al millón de toneladas de producto final, la inversión se situará en el entorno de los 5.000 millones de \$.

Esta cifra es muy elevada para las posibilidades financieras de algunos países exportadores, en especial los que han de atender con sus ingresos de la exportación las necesidades de sus poblaciones, pero de otro lado les permiten mantener el criterio de que el precio del gas ha de seguir las evoluciones del correspondiente al petróleo, que en el invierno de 2007 se ha acercado a la cifra mágica de 100 \$/bbl.

El hecho es que en la actualidad ya hay algunas plantas industriales operativas y se están construyendo otras que estarán en funcionamiento para el año 2010. En conjunto se estima que se producirán para esas fechas 1 millón de barriles diarios, básicamente de lo que las empresas empiezan a denominar “diesel verde” por su bajo contenido en contaminantes.

Dicho de otra forma se obtendrán unos 30 millones de tep de carburantes a partir del gas natural, o lo que es lo mismo algo más del 1% de la extracción de este combustible fósil se destinará al mercado de la automoción. Es factible pensar que en el año 2030 quizás un 10% de la extracción de gas natural vaya a este mercado.

El conjunto de instalaciones ya en operación o en diseño para funcionar en el 2010 son una docena y media, que se localizan en países tales como: Qatar Australia, Bolivia, Indonesia, Irán, Nigeria, Malasia, Sudáfrica y Venezuela entre otros. Las empresas involucradas son una docena, entre las que se puede citar a: REPSOL YPF, Shell, Chevron Texaco, Syntroleum, Sasol y PDVSA.

Hay que decir que aunque se denominen diesel verde sus emisiones de CO₂ por litro de carburante son similares a las correspondientes a los carburantes derivados del petróleo. A ellas hay que añadir las de los procesos de obtención que suponen consumos energéticos iguales o mayores que los que se dan en las refinerías de petróleo.

CARBURANTES A PARTIR DEL CARBÓN

En circunstancias especiales se han obtenido carburantes a partir del carbón, por ejemplo en Sudáfrica en el periodo del Apartheid. La vía de producción es la de gasificación del carbón para obtener un gas de síntesis y a éste llevarlo a una instalación Fischer – Tropsch ya citada repetidamente en los párrafos anteriores. Se trata de ir hacia la carboquímica, que es una opción aparcada en la medida que las disponibilidades de petróleo son amplias pero que puede retornar si la oferta de este desciende.

Anteriormente, ya se hizo una referencia a la gasificación como opción de transformación del carbón y dirigir el gas obtenido a la generación de electricidad, las posibilidades son más amplias, y aunque el objeto de este libro no es hacer un análisis de las expectativas de la carboquímica deben no obstante quedar reflejadas esas líneas de posible uso del carbón, que se recogen en la figura 5.

Volviendo al uso del carbón como fuente primaria de producción de carburantes hay que señalar que el rendimiento energético de la transformación se encuentra entre el 60 y el 70%, en instalaciones que tienen una inversión elevada, del orden de 1.500 a 2.000 millones de euros para la capacidad de producir 1 millón de tep en forma de carburantes.

No parece que se vaya a desarrollar esta línea de obtención de carburantes salvo que hubiera fallas significativas en el suministro a partir del refino del petróleo y las dos opciones antes mencionadas de biocarburantes o de tecnologías a partir del gas natural. Pero no es descartable, se pueden analizar a este respecto los dos factores de coste más importantes en la obtención de carburantes a partir del carbón:

a) **Precio del carbón.**- El coste de extracción en las grandes explotaciones a cielo abierto puede ser tan bajo como 20 euros por tonelada, o bien 40 €/tep. El

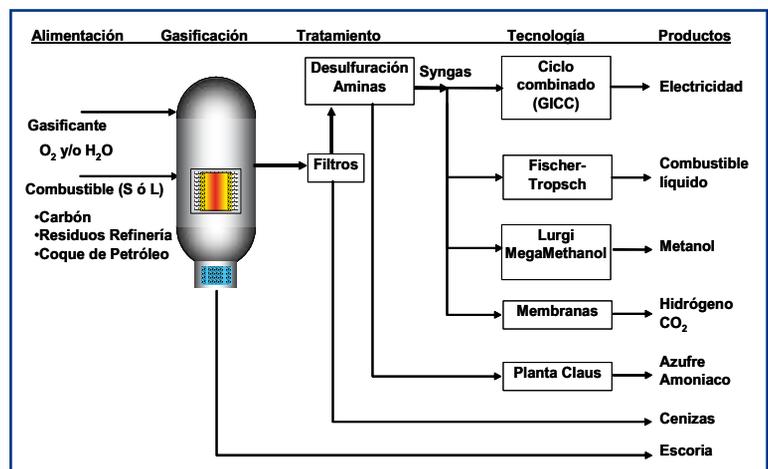


Figura 5. Opciones de utilización de la carboquímica en base a gasificación.

precio en el mercado internacional se sitúa más arriba en unos 70 €/t o bien en algo menos de 150 €/tep. Podemos considerar este último valor como punto de partida.

Si consideramos un rendimiento energético final del 60% en el conjunto del proceso, esto significaría un coste por materia prima de 250 €/tep de carburante final.

b) Costes de inversión.- Tomamos la inversión antes citada de 2.000 millones de euros para una planta de 1.000.000 de tep de producto final. Si se pretende amortizar la instalación en 15 años, con los intereses actualmente vigentes, el coste asignable al producto final sería del orden de 200 €/tep. Después de ese periodo de 15 años este coste sería prácticamente nulo.

Esto nos lleva a que el coste final del producto en estaciones de servicio sería inferior a 50 cts de €/litro; evidentemente sin incluir los beneficios de las empresas ni los impuestos de la cadena total. No se pretende hacer un análisis de costes o precios finales, sólo indicar que en la situación actual del petróleo a más de 70 \$/bbl es factible considerar la opción del carbón, no como un negocio rentable, pero si como una solución posible.

Si el mercado del petróleo se sigue complicando, no sólo en precios elevados que siempre tienen una parte de oportunidad de mercado o factores especulativos, sino con faltas de suministro o riesgos claros de que esto pueda suceder, no debiera extrañar que algunos países traten de obtener del carbón la parte de “carburantes de seguridad” para que el país funcione; estos se pueden evaluar en la quinta parte del consumo habitual.

En España hay que recordar que en su día se creó el Instituto de Carboquímica en Zaragoza para desarrollar la utilización de los carbones subbituminosos de Aragón como materia prima para obtener carburantes y fertilizantes, el acceso a los mercados internacionales de petróleo a partir de 1956 fue cambiando la orientación del mismo; hoy sigue siendo una de las instituciones calificadas de investigación en nuestro país.

Las disponibilidades de carbones subbituminosos en Teruel, unos 200 millones de toneladas extraíbles a cielo abierto a un coste inferior a 150 €/tep, hace que la opción sea una hipótesis de reflexión, no para el momento actual, pero sí para tener en el archivo en previsión de evoluciones no deseadas en el sistema energético global.

TECNOLOGÍA DEL HIDRÓGENO. LA INCÓGNITA EN EL HORIZONTE 2030 – 2050

El hidrógeno molecular, H₂, hay que fabricarlo, pues no existe en esa forma en la naturaleza terrestre donde se encuentra mayoritariamente como agua e hidrocarburos, en cambio en el Universo es el elemento más abundante. Hay que señalar que se precisa más energía para obtener el hidrógeno de la molécula original de la que se obtendrá del hidrógeno molecular una vez obtenido. Las vías de obtención de hidrógeno son las cuatro siguientes:

- **Vía química.-** Es la predominante en la actualidad, por reformado de gas natural con vapor de agua, también de derivados del petróleo y eventualmente del carbón. Ahora bien utilizar esta solución sugiere ir hacia la formulación de carburantes similares a los actuales mediante una etapa de síntesis, Fischer – Trosch o similar, como se ha visto en los dos apartados anteriores, con ello se aprovecharían las infraestructuras de distribución actuales.
- **Vía electroquímica.-** Se basa en la descomposición del agua mediante procesos electrolíticos, bien a temperatura ambiente o bien a otra más elevada, el rendimiento energético de estos procesos se sitúa en torno al 75%, lo cual se traduce en un consumo de electricidad de unos 15 kWh para obtener el hidrógeno equivalente energéticamente a un litro de gasolina.
- **Descomposición térmica.-** Es un proceso en estado de investigación básica en el cual se utilizaría un ciclo de yoduro de hidrógeno, compuesto que se descompone a una temperatura de unos 1.200 °C li-

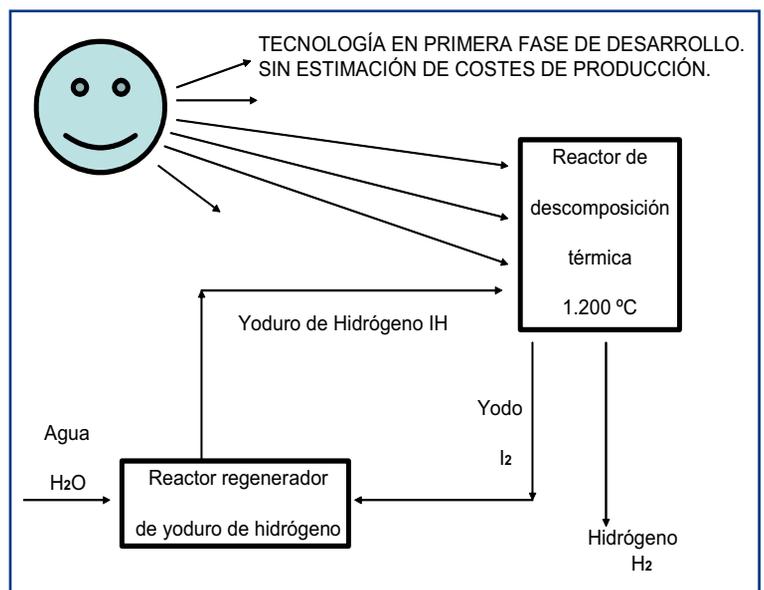


Figura 6. Esquema de obtención de hidrógeno por vía térmica.

berando hidrógeno; el yodo liberado se combina con agua para recomponer el yoduro de hidrógeno.

Se estima que con la aplicación de energía nuclear a este proceso se podría reducir el coste de producción de hidrógeno una cuarta parte del correspondiente a utilizar electricidad producida con centrales nucleares. También es factible pensar en utilizar energía solar como se sugiere en la figura 6.

- **Vía biológica.**- Son las opciones correspondientes a la descomposición del agua mediante microorganismos y la acción de la radiación solar, con o sin presencia de catalizadores. Se encuentran en estado incipiente de investigación básica.

Hoy por hoy las posibilidades de ir a un combustible que sustituya o complemente a los derivados del petróleo se debe planear en conexión con la descomposición electrolítica y las mejoras que se puedan dar en esta tecnología, como por ejemplo el trabajo a alta temperatura y presión. Asumiendo que para que haya una producción significativa de hidrógeno habría que incrementar sensiblemente la potencia eléctrica instalada, con lo que ello conlleva de inversiones a realizar.

El hidrógeno es incoloro, inodoro y arde sin llama visible, emite luz en el espectro ultravioleta. Los aspectos de seguridad en su manejo son importantes, en primer lugar hay que señalar que es combustible en un amplio rango de concentraciones, entre LIE de 4% y LSE de 74%, y además se quema a gran velocidad, 252 cm/s para 42% en volumen, mientras que por ejemplo el metano tiene 33,8 cm/s para una mezcla 9,96% en volumen; la energía mínima de ignición es tan sólo de 0,02 mJ.

Un problema importante a la hora de utilizar el hidrógeno en automoción es el volumen que ocupa, su densidad es baja, del orden del 7% de la del aire si lo manejamos en estado gaseoso, y un valor similar al compararla con la densidad del agua si lo llevamos a estado líquido.

En la actualidad si se utiliza hidrógeno en un vehículo se ha de disponer de un depósito de carburante que es significativamente de mayor volumen que el correspondiente a gasolina o gasóleo para un recorrido similar, o dicho de otra forma la autonomía del vehículo sería mucho menor para volúmenes convencionales de ese depósito de carburante.

Las opciones hoy factibles para empleo en automoción son las de compresión a elevada presión o la

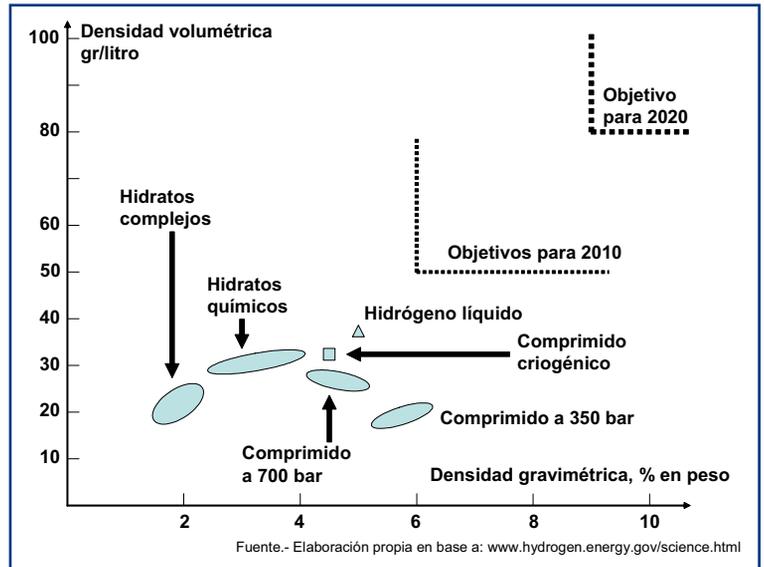


Figura 7. Densidades volumétricas y gravimétricas de las diferentes opciones de uso del hidrógeno como carburante.

licuación, que son las que se ofrecen en las estaciones de servicio de demostración que hay en algún país europeo, con ellas se consiguen valores de densidades como los indicados en la figura 7.

- Densidad en volumen, que es la cantidad de hidrógeno, medida en gramos, contenida en un litro de depósito de carburante. La mejor opción de momento es el hidrógeno líquido, pero muy alejada aun correspondiente a los carburantes convencionales.
- Densidad gravimétrica, la proporción de peso de hidrógeno respecto al peso total del depósito cargado. Se observa que nos encontramos en valores muy bajo, condicionados por el espesor que hay que dar a las paredes de éste por razones de seguridad.

La energía consumida en la licuación del hidrógeno o en su compresión equivale a una parte importante de la que aporta este combustible, lo que hace que la aplicación de los procesos correspondientes suponga un encarecimiento significativo del valor al que se puede suministrar este carburante en las estaciones de servicio. Un valor indicativo es el equivalente a que se pagaran los carburantes convencionales por encima de 5 €/litro.

La zona propuesta como objetivo para el año 2020 sería la correspondiente a acercarse a los valores hoy habituales en los sistemas convencionales de depósitos de carburante en un automóvil para el caso de energía por volumen, aunque inferior a la de energía por peso. Se trabaja en la consecución de hidruros metálicos u

otros tipos, pero nos encontramos en la zona de investigación básica sin propuestas aun de paso a programas de demostración, lo que hace dudosa la consecución de esos objetivos fijados en la citada figura.

Con estos condicionantes, aunque se trabaja en disponer de redes de transporte de hidrógeno gaseoso en el Centro de Europa, y en paralelo ya hay circulando automóviles con motores de combustión con hidrógeno o bien con celdas de combustible, es previsible que la solución comercial para el uso de este carburante no se de antes del año 2030.

En cualquier caso esa alternativa será minoritaria, para los países más ricos: Japón, América del Norte y Europa. Los vehículos serán más costosos que los convencionales, en especial si utilizan las citadas celdas de combustible, que tienen un rendimiento mayor que los motores de combustión, hasta un 40% frente al actual 20%, y no emiten óxidos de nitrógeno en su utilización.

CONCLUSIONES. INCIDENCIA EN EL USO DEL CARBÓN

El suministro seguro de carburantes en el futuro puede ser una de las partes más críticas del sistema energético. Se supone que la oferta de derivados del petróleo convencional no cubrirá la teórica demanda, asumiendo que esta debe seguir creciendo, al menos en los países en vías de desarrollo, para que haya una lucha eficaz contra la pobreza y la desigualdad en el mundo. Si la demanda teórica de carburantes no se atiende, sea cual sea el origen de los mismos habrá problemas sociales importantes, en especial en los países más pobres.

La opción del hidrógeno queda lejos, no antes de ese año 2030 al que se debe mirar como hito temporal de referencia. Las expectativas de costes de suministro del hidrógeno, de las inversiones a realizar para su producción y suministro y de las tecnologías más adecuadas para su utilización, celdas de combustible, no parece que sea una alternativa para todo el mundo y que sólo previsiblemente se extenderá de forma amplia por los países más ricos a partir de esa fecha de 2030.

De otro lado no parece que se vayan a producir cantidades significativas de carburantes a partir del carbón, quizás se construyan plantas de demostración o simplemente algunas industriales para mostrar a los países extractores y exportadores de petróleo que existen otras opciones; con ello se trataría de mantener la oferta de crudo sin mayores restricciones que las que provengan de la evolución de la disponibilidad física en los yacimientos.

Si en cambio es previsible que una parte importante de la extracción de gas natural en el entorno del año 2030 se destine a obtener carburantes, quizás hasta un 30% del mismo, bien sea utilizando directamente el gas

natural en los países receptores del mismo, bien sea llevándolo a productos GTL en los países exportadores; esto último incrementaría el precio del gas natural y lo mantendrá cercano al del petróleo, lo cual no deja de ser un interés legítimo de los países con reservas de este combustible fósil.

Este uso como carburante del gas natural llevará previsiblemente a que las disponibilidades del mismo para generación de electricidad fueran menores que las que en la actualidad se consideran. Cada país deberá analizar su entorno y sus posibilidades de abastecimiento. En este supuesto es lógico pensar que un buen número de ellos considerarán la necesidad de mantener el carbón como opción de electricidad segura al menos para una parte de su generación eléctrica.

Los biocarburantes son una opción que en la actualidad despierta mucho interés, y que evidentemente puede tener un amplio campo de desarrollo si las cosas se hacen bien, esto implica que no haya agresiones sociales y ambientales significativas, de forma que los ciudadanos de los países ricos se puedan sentir confortables con la importación de estos carburantes desde terceros países, siempre más pobres o en vías de desarrollo.

También es factible pensar en un uso amplio de biocarburantes en los países de origen de los mismos, sobre todo si el mercado de derivados del petróleo se enrarece. Es este supuesto es de esperar una reacción de los países del Norte, los de mayor demanda y a la vez con altas capacidades tecnológicas, para que se desarrollen los biocarburantes de segunda generación.

En este sentido el rango de potencial producción de biocarburantes puede ser muy amplio, suponemos que entre 200 y 800 millones de tep. La primera cifra es la que se conecta con las evoluciones convencionales por evolución de la demanda, y más prudentes en lo que significa el uso de la tierra. La segunda sería la de un escenario de máximos, sobre la cual sería preciso hacer muchas reflexiones y establecer normativas de alcance internacional para evitar agresiones a la sostenibilidad.

Todas estas reflexiones se recogen en la figura 8, en la cual se indican las estimaciones que en la actualidad hacemos sobre los rangos de variación de la aportación de cada una de las fuentes primarias a la disponibilidad de carburantes, suponiendo que se intenta cubrir esa demanda teórica que nos llevaría a un consumo en torno a los 3.500 millones de tep.

Desde el punto de vista ambiental, pensando en el Cambio Climático tal como se analiza en el capítulo II, habría que reducir sensiblemente esa demanda, pero para que ello tuviera aspectos de justicia o ética global, el esfuerzo se debería concentrar en los países más ricos; es previsible que un cierto grado de uso eficiente

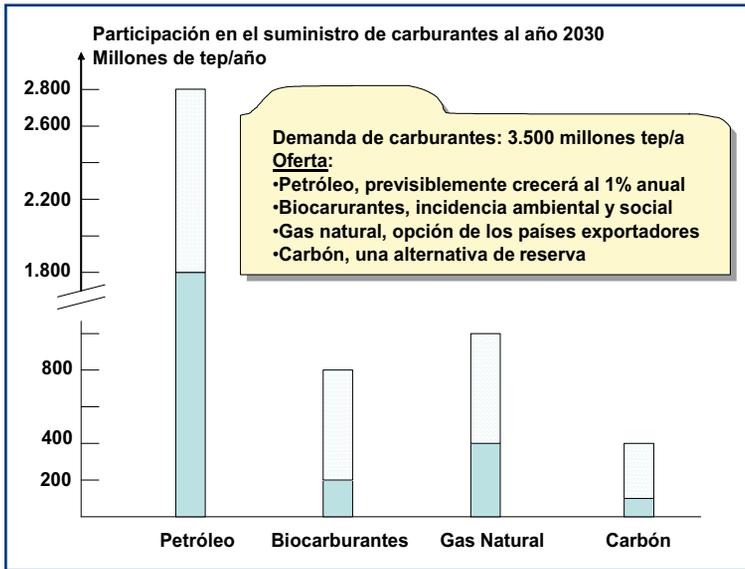


Figura 8. Escenarios de suministro de carburantes hacia el año 2030.

de los carburantes se consiga, tanto por mejoras tecnológicas como por cambios en nuestra conducta personal relativa a la movilidad, pero no los suficientes para que supongamos que la cifra de demanda teórica será muy distinta a esa citada.

Aquí, en este libro, el hilo conductor de reflexión es el de analizar la seguridad de suministro sin hacer propuestas de cambio de modelo económico o social, que pueden ser por otro lado muy lógicas y necesarias, pero que han de encontrar otros entornos de reflexión política, quizás de forma urgente, sobre todo si la evolución del calentamiento global sigue las líneas que hoy se apuntan.

Volviendo a esa seguridad de suministro energético y al papel de cada fuente primaria de energía puede jugar, en particular el carbón, es preciso señalar que todo el razonamiento hecho hasta aquí obliga a pensar en que no se dispondrá de todo el gas natural que se desee para generar electricidad, y que hay que asumir un retorno al carbón como fuente de generación.

En el caso español se llega a presuponer que habrá disponibles para generación de electricidad entre 35 y 40 bcm, es decir

la misma cantidad que hoy importa nuestro país para todos los usos. No parece una apuesta fácil, y es preciso insistir en la necesidad de analizar el futuro del mercado internacional del gas natural y nuestra relación con los países exportadores.

