

CONAMA 8

**CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO
AMBIENTE**

GRUPO DE TRABAJO XIX:

CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO

CONTENIDO DE LA
“INTRODUCCIÓN DE LAS ÁREAS DE TRABAJO”
DEL G7 19 “EL CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO” DEL
8º CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
CONAMA 8

PARTICIPANTES

Coordinador

Nombre y Apellidos: José M^a Sánchez Jiménez

Institución: Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España (COIMCE)

Relatores

Nombre y apellidos: Mercedes Martín

Institución CARBUNIÓN

Nombre y apellidos: Gonzalo del Castillo

Institución AOP

Nombre y apellidos: José M^a Marcos

Institución UNESA

Nombre y apellidos: Pedro Mora

Institución OFICEMEN

Colaboradores Técnicos (Recogidos en las cuatro Áreas de Trabajo correspondientes)

**GRUPO DE TRABAJO 19, “CICLO INTEGRAL
ENERGÉTICO”**

**“INTRODUCCIÓN A LAS ÁREAS DE TRABAJO DEL CICLO
INTEGRAL ENERGÉTICO”**

Índice del documento

- Presentación
- Antecedentes y justificación del tema propuesto
- Objetivos del Grupo
- Índice del Grupo
- Descripción de los contenidos
- Conclusiones y líneas de debate
- Bibliografía relacionada con el Grupo

PRESENTACIÓN

Nuestro Grupo de Trabajo, dada la importancia de la energía en el contexto político, económico y social, se ha desplegado en cuatro Áreas de Trabajo:

- Combustibles Sólidos
- Combustibles Líquidos y Gaseosos
- Producción de Energía Eléctrica
- Consumo

Estas Áreas se consideran exponentes de las diferentes fases del ciclo, para lograr a través de ellas, representadas por las principales entidades públicas y privadas del sector en cada una de sus etapas, establecer una panorámica actual de la energía en nuestro país situada en el contexto mundial, su relación con el entorno ambiental y plantear los retos de futuro que incluso puedan dar lugar a nuevas actividades del Grupo.

Cada Área puede considerarse como un grupo con su documento correspondiente, que se incluyen junto con este Documento de Introducción.

ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DEL TEMA PROPUESTO

En el IV CONAMA, del año 1998, el Consejo Superior de Ingenieros de Minas coordinó un Grupo de Trabajo denominado “Ciclo de los combustibles fósiles y minerales”, en el que también se constituyeron varias áreas de trabajo, pero en el que se abarcaba desde la extracción de los combustibles hasta la producción de energía.

En el Grupo participaron con gran intensidad las principales representantes privados del sector energético, pero quedaba sin incluir en el alcance el Consumo y la participación de entidades públicas tales como el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o los Ayuntamientos, que si están representados en esta ocasión.

OBJETIVOS DEL GRUPO

Como Objetivo Principal se propone:

- **Plantear los retos estratégicos de la energía en España, considerando todas las alternativas posibles desde el punto de vista de la sostenibilidad.**

Este objetivo ha sido tema de debate dentro del grupo y en la presentación del mismo en el CONAMA 8.

Como Objetivos Generales se establecen:

- Plantear la utilidad y viabilidad de los combustibles que se utilizan en España.
- Analizar el impacto ambiental del ciclo energético.
- Describir las diferentes tecnologías de generación de energía, previstas para el primer cuarto del siglo XXI

- Exponer la viabilidad de las nuevas tecnologías en el campo de la energía.
- Analizar el perfil general de consumo energético del país.
- Estimar las posibilidades de eficiencia energética

En cuanto a los Objetivos Específicos se plantean en cada una de las Áreas mencionada que componen el conjunto del Grupo de Trabajo.

ÍNDICE DEL GRUPO

Se compone de cinco documentos:

1. Introducción (correspondiente a este documento)
2. Área de Combustibles Sólidos
3. Área de Combustibles Líquidos y Gaseosos
4. Área de Producción de Energía Eléctrica
5. Área de Consumo

DESCRIPCIÓN DE LOS CONTENIDOS

Se realiza en los documentos correspondientes a cada Área de Trabajo.

CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE DEBATE

Las conclusiones se recogen en cada Área las suyas así como las principales líneas de debate.

No obstante, a nivel general, se plantea como línea de debate el objetivo principal citado anteriormente:

Los retos estratégicos de la energía en España.

Este objetivo debe contemplar la “tarta energética” existente en cada momento para su reparto actual y futuro sin excluir, “a priori” ninguna de las alternativas posibles.

Por otra parte, se propone la **continuación del Grupo con otra fórmula de actuación.**

BIBLIOGRAFÍA RELACIONADA CON EL GRUPO

La recogida en las diferentes Áreas de Trabajo.

CONTENIDO DEL ÁREA DE TRABAJO

“COMBUSTIBLES SÓLIDOS”

DEL G7 19 “EL CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO” DEL

8º CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

CONAMA 8

PARTICIPANTES

Relator

Mercedes Martín

Institución

Colaboradores Técnicos

Anna Llobet

Institución CESPAL- FERROVIAL

Magdalena Calvo

Institución ENCASUR-ENDESA

Pedro Castillejo

Institución INFIDE

José Luís Fernández

Institución INFIDE

Teresa Aznar

Institución Subdirección General de Minas - MITYC

Pascual León

Institución SAMCA

Pedro Mora

Institución OFICEMEN

Julio Peña

Institución REPSOL YPF

Participantes Técnicos

Arturo del Valle

Institución HULLERAS VASCO LEONESAS

Claudio Álvarez

Institución HUNOSA

GRUPO DE TRABAJO 19, “CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO”

“COMBUSTIBLES SÓLIDOS”

Índice del documento

USOS LIMPIOS DEL CARBÓN.

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS LIMPIAS DEL CARBÓN (CCTs).**

RESTAURACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN.

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. RESTAURACIÓN DE LA MINERÍA DE CARBÓN.**

ACTIVOS AMBIENTALES DE LA MINERÍA. El caso de la mina “Emma” de ENCASUR S.A.U.

- 1. INTRODUCCIÓN.**
- 2. LA MINA “EMMA” DE ENCASUR EN PUERTOLLANO.
PECULIARIDADES MEDIOAMBIENTALES DE LA EXPLOTACIÓN.
MÉTODO DE EXPLOTACIÓN.
SISTEMÁTICA DE RESTAURACIÓN DE TERRENOS.
ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA RESTAURACIÓN DE
TERRENOS EN MINA EMMA.
USO FINAL DE LOS TERRENOS RECONSTRUIDOS.**

EUROPA, NUEVA ERA DE LA ENERGIA. SEGURIDAD DE SUMINISTRO, SOSTENIBILIDAD y COMPETITIVIDAD.

- 1. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y LA CREACIÓN DE RIQUEZA EN
EUROPA**
- 2. EL PAPEL DE CARBÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN
LA UNION EUROPEA**
- 3. CARBÓN LIMPIO. LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS SER DESARROLLADO**
- 4. EMISIONES DE CO2 QUE COMERCIAN Y SU APLICACIÓN**

BIOMASA

COMBUSTIBLE DERIVADO DE RESIDUOS (CDR)

COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS SÓLIDOS

COQUE

USOS LIMPIOS DEL CARBÓN.

1. INTRODUCCIÓN

El carbón es la mayor fuente mundial para la producción de energía eléctrica y es indispensable para otros desarrollos industriales, como la producción de acero o cemento. La diversidad y abundancia de los recursos de carbón a nivel mundial significan que este mineral puede afrontar el desafío estratégico del mix energético en el futuro.

Para ello, el carbón tiene que atender al doble desafío de producir energía de manera económica y respetar el medio ambiente, de manera que se mejore tanto la eficiencia energética como la afección ambiental en la extracción, preparación y uso del carbón, y se consiga así una reducción de las emisiones contaminantes como azufre, óxido de nitrógeno y CO₂, y un aumento de la cantidad de energía aprovechada.

Si se superan estos retos no cabe duda de que el carbón seguirá siendo en el futuro una de las principales fuentes de energía primaria, con una elevada participación en las estrategias energéticas mundiales.

2. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS LIMPIAS DEL CARBÓN (CCTs).

Desde la década de los 80 se vienen desarrollando las denominadas "tecnologías limpias de carbón".

Se pueden dividir, a grandes rasgos, en dos ámbitos:

Tecnologías limpias del carbón en la generación de electricidad:

En este punto se ubica la gasificación integrada en ciclo combinado, (integrated gasification combined cycle, IGCC). Este sistema pone al carbón en contacto con vapor y oxígeno, generándose un gas combustible, compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, que cuando se quema puede ser aprovechado para turbinas de gas.

Otro ejemplo de las tecnologías limpias en el uso de este mineral son las centrales de combustión de lecho fluido (fluidized bed combustion, FBC). En ellas el carbón se quema aplicando una corriente de aire sobre un lecho de partículas inertes, como, por ejemplo, de piedra caliza, mejorando el rendimiento de la combustión del carbón y disminuyendo el impacto ecológico. Dentro de esta tecnología se encuentran tres diferentes modalidades:

- Combustión en lecho fluido circulante a presión atmosférica (CFBC).
- Combustión en lecho fluido burbujeante a presión atmosférica (BFBC).
- Combustión en lecho fluido a presión, supercrítica (PFBC).

Otras tecnologías son el conocido y ampliamente utilizado ciclo combinado (CC) y la cogeneración (combined heat and power, CHP). En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la co-existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión. La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente, aire caliente, por ejemplo).

También aparecen como tecnología limpia la combustión supercrítica o ultrasupercrítica de carbón pulverizado (pulverised coal combustion, PCC).

Tecnologías limpias del carbón en el control de emisiones:

En este apartado aparecen, a su vez, tres categorías:

- Tecnologías de control de emisión de partículas, tales como precipitadores electrostáticos (ESPs), filtros de mangas, control de partículas a alta temperatura y alta presión (HTHP), colectores, etc.
- Desulfuración de los gases de combustión para el control del SO₂ (flue gas desulphurisation, FGD), con inyección de reactivos cálcicos, procesos de reciclado para la obtención de subproductos, scrubbers, etc.
- Disminución y control de las emisiones de NOX(NOX emissions abatement and control), con medidas primarias del tipo recirculación de los gases de combustión u optimización de la misma, o con tratamiento de los gases de combustión, con reducciones catalíticas o no catalíticas selectivas.

Mención especial merecen las investigaciones encaminadas a la captura y almacenamiento del CO₂, para lograr en el futuro mitigar los efectos ocasionados por la emisión de este gas a la atmósfera, favoreciendo así el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales relativos al control de gases de efecto invernadero.

Cabe destacar que las investigaciones en desarrollo para el almacenamiento se centran, fundamentalmente, en la investigación de formaciones geológicas con capacidad potencial para cumplir este cometido, en especial yacimientos de hidrocarburos, cuencas de carbón y formaciones salinas profundas, sin descartar otras de interés.

RESTAURACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN.

1. INTRODUCCIÓN

La minería, por sus características intrínsecas, produce inevitables afecciones medioambientales. Por ello, tanto el sector como la Administración minera han sido pioneros en cuanto a evitar y compensar estos impactos ambientales.

Así, ya en la Ley de Minas de 1973 se contempla el respeto al Medio Ambiente como una de sus prioridades; aunque es el Real Decreto 2994/1982, de 15 de octubre, sobre restauración de espacios naturales afectados por las actividades extractivas, establece en su primer artículo que todos aquellos que realicen el aprovechamiento de recursos regulados por la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, quedan obligados a realizar trabajos de restauración del espacio natural afectado por las labores mineras.

Esta restauración es de carácter obligatorio siempre que se trate de aprovechamientos a cielo abierto, y en aquellos casos de minas de interior, siempre que sus instalaciones o trabajos de exterior alteren sensiblemente el espacio natural.

En el caso concreto de las explotaciones de carbón es de aplicación, además, el Real Decreto 1116/1984, de 9 de mayo, sobre restauración del espacio natural afectado por las explotaciones de carbón a cielo abierto y el aprovechamiento racional de estos recursos energéticos.

2. RESTAURACIÓN DE LA MINERÍA DE CARBÓN.

La minería subterránea de carbón produce efectos ambientales en dos ámbitos distintos:

- a. En las propias labores subterráneas:
 - i. Desestabilización del régimen de aguas, descenso del nivel freático, calidad, etc.
- b. En la superficie del terreno:
 - i. Subsidiencias en superficie provocadas por la propia explotación.
 - ii. Vibraciones producidas por el uso de explosivos en el interior.
 - iii. Alteración del paisaje por la inevitable formación de escombreras, infraestructuras, etc.

La minería a cielo abierto del carbón produce efectos ambientales “únicamente” en la superficie del terreno. Pero es en esta “modalidad” de explotación donde aparece, quizás, la mayor afectación posible del entorno, pues el hueco generado y los depósitos de estériles asociados al mismo son fuertes alteraciones del paisaje y tienen efectos derivados.

La minimización, e incluso eliminación, en algunos casos, de estas afecciones medioambientales, se consigue con las siguientes actuaciones:

1. Estudios exhaustivos del yacimiento a explotar, geológicos, geotécnicos, hidrogeológicos, hidrológicos de superficie, etc. para así realizar un diseño técnico de la explotación que optimice su aprovechamiento y minimice las posibles alteraciones medioambientales asociadas.
2. Descripción previa a la explotación de las medidas de protección y acondicionamiento a tomar.
3. Acciones concretas de restauración del hueco de explotación:
 - a. Con respecto a las aguas:
 - i. Protección de las aguas con tratamientos específicos que aislen los posibles contaminantes.
 - ii. Restablecimiento de acuíferos, si ello es posible.
 - iii. Protección para evitar la erosión producida por aguas sobrantes o de escorrentía.
 - b. Reconstrucción del terreno y del suelo, con el estudio previo técnico y económico de la posibilidad de relleno de huecos con estériles. Si esta solución no es posible se puede plantear la posibilidad de nuevos “usos” alternativos del terreno una vez se haya concluido la explotación, como por ejemplo, vertedero de residuos urbanos, lagos de recreo, etc. Otra posibilidad, si se ha producido el relleno del hueco de excavación, es el uso del terreno para explotaciones agrícolas, con el consiguiente restablecimiento del suelo vegetal.
4. En el caso de los inevitables residuos asociadas a todo aprovechamiento mineral, la UE ha elaborado un documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para la gestión de los lodos y escombros en las actividades mineras. (Reference Document on BAT for Management of Tailings and Waste-Rock in Mining Activities, July 2004).
 - a. Las acciones concretas en este caso se centran en el mejor diseño posible y mejor técnica de beneficio asociada para minimizar la producción de estos residuos. Como la eliminación total de la producción de los mismos no es posible, se trata de almacenarlos de forma segura, estable, limpia y controlada.
5. En las alteraciones “secundarias”:
 - a. Construcción de edificios auxiliares en lugares con mínimo impacto visual. Además, una vez concluidas las labores de explotación se desmantelarán.
 - b. Minimización del polvo generado y de los ruidos asociados a la maquinaria, así como control de las vibraciones producidas por el uso de explosivos.

En definitiva, en la restauración de las explotaciones mineras se trata de aplicar los criterios del desarrollo sostenible a la minería teniendo en cuenta que la propia definición de actividad minera conlleva la imposibilidad de “recuperar” el emplazamiento donde se ha llevado a cabo, tal y como era en un principio. Lo que no impide “rehabilitar” dicho emplazamiento, incluso mejorando sus condiciones iniciales, a la vez que se debe minimizar el impacto sobre el medio ambiente derivado de las fases de explotación.

ACTIVOS AMBIENTALES DE LA MINERÍA
El caso de la mina “Emma” de ENCASUR S.A.U.

1. INTRODUCCIÓN.

En este trabajo se pretende exponer la incidencia ambiental que la minería del carbón, y más concretamente la desarrollada por ENCASUR en su mina “Emma”, ha tenido en el entorno de Puertollano, así como las soluciones desarrolladas y los principales logros conseguidos.

Centrándonos en la actividad desarrollada por ENCASUR, explicaremos el método de explotación empleado y las peculiaridades más importantes a las que hace frente la gestión medioambiental de mina EMMA, derivadas de su entorno natural y social.

Finalmente detallaremos la sistemática utilizada para la restauración de los terrenos, profundizando en sus aspectos más relevantes, así como en los logros más importantes obtenidos.

2. LA MINA “EMMA” DE ENCASUR EN PUERTOLLANO.

2.1. PECULIARIDADES MEDIOAMBIENTALES DE LA EXPLOTACIÓN.

En los apartados que siguen se pretende exponer las experiencias de ENCASUR en la gestión de la interrelación con el medioambiente natural de su explotación a cielo abierto de Puertollano.

Las particularidades más importantes a las que debe hacer frente esta gestión, y que de alguna manera la hacen singular en el panorama minero español, son las siguientes:

- Grandes volúmenes de movimiento de tierra en la proximidad a una ciudad de 50.000 habitantes.
- Clima continental, con baja pluviometría de distribución irregular, poco propicio para las labores de restauración.
- Suelos de la zona pobres, circunstancia que igualmente dificulta las labores de restauración.
- Bombeo y tratamiento de grandes cantidades de agua.
- Generación de importantes cantidades de residuos industriales (aceites usados, grasas, etc.).

Estos problemas hacen que la correcta gestión medioambiental de la mina sea, con independencia de las consideraciones legales, fundamental para permitir su supervivencia.

2.2. MÉTODO DE EXPLOTACIÓN.

El yacimiento en la zona actual de explotación tiene una disposición de sinclinal, con hasta 6 capas explotables denominadas de techo a muro, 0 Bis, Primera, A y B de HUCESA, Uno Bis, Segunda y Tercera.

El sistema de explotación empleado es el de terrazas con transferencia de estériles. Los equipos básicos son excavadoras hidráulicas y volquetes.

Una vez realizada la apertura inicial y extraído el primer carbón, el estéril que recubre las capas de carbón en la zona de avance, es transferido a la zona opuesta que ha sido previamente minada. Este avance descubre nuevo carbón que se extrae seguidamente. Este ciclo de transferencia se repite indefinidamente.

De esta manera, la mina es un gran hueco en forma de V que avanza a lo largo del yacimiento, en dirección W-E, ajustándose a las dimensiones de la cuenca. Los vertederos de la parte trasera de la explotación, que van creciendo en superficie, son debidamente conformados y restaurados.

Las operaciones básicas que componen el método de explotación son las siguientes:

Arranque de los terrenos de recubrimiento.

Previamente al arranque del estéril carbonífero, se extraen selectivamente los terrenos cuaternarios de recubrimiento, que se extienden sobre la superficie final de los vertederos, una vez que han sido conformados, a fin de facilitar la revegetación.

Perforación y voladura.

El arranque de un 80% de los materiales estériles se efectúa mediante perforación y voladura. La perforación se realiza con tricono, a 9 7/8'' de diámetro. El explosivo empleado es ANFO, iniciado en fondo con detonadores no eléctricos.

Carga y transporte de estéril.

Como equipos básicos se emplean dos retroexcavadoras hidráulicas de 19 m³ de cazo y volquetes de 100 toneladas de capacidad y transmisión mecánica.

Estos equipos básicos se complementan, cuando las necesidades de producción lo hacen necesario, con equipos contratados formados por

retroexcavadoras hidráulicas, palas de neumáticos y volquetes de 100 toneladas.

Adicionalmente se dispone de los equipos auxiliares correspondientes: motoniveladoras, tractores de empuje, bulldozers y cubas de riego.

Los bancos de trabajo tienen una altura de 12 metros y anchura de 27 metros. La anchura de las pistas es de 30 metros y la distancia media de transporte es 1500 metros.

Limpieza, arranque y carga del carbón.

Gran parte de las capas de carbón se encuentran explotadas previamente por minería subterránea. En estas explotaciones se realiza primero una limpieza de las galerías y tajos, extrayéndose selectivamente los carbones de rellenos de hundimiento del estéril que los acompaña. A continuación se extraen los macizos de carbón remanente.

En las zonas vírgenes, las capas se explotan normalmente de manera selectiva, extrayendo por separado las intercalaciones lutíticas estériles con una potencia superior a 25 cm que son enviadas a los vertederos.

En el momento actual, las seis capas presentes en el yacimiento se explotan en hasta 16 niveles de carbón, con importantes variaciones en cuanto a calidad del mismo, lo que, unido a la presencia de los rellenos de hundimiento, obliga a una planificación muy cuidadosa de estas operaciones para asegurar una alimentación correcta de las instalaciones de tratamiento.

En estas operaciones, junto con la limpieza del techo de las capas, se emplean excavadoras hidráulicas retros y frontales, de cazos comprendidos entre los 1,8 y los 3,8 m³, y camiones de cuatro ejes tractores de 25 toneladas de capacidad.

Las producciones obtenidas durante el año 2005 fueron las siguientes:

- Carbón bruto: 972.700 t.
- Estéril: 15.730.000 m³.

Las ventas en ese mismo año fueron:

- Central termoeléctrica de VIESGO Grupo ENEL (220 Mw): 520.800 t
- Grupo G.I.C.C. (ELCOGAS)(330 Mw): 318.800 t
-

2.3. SISTEMÁTICA DE RESTAURACIÓN DE TERRENOS.

Desde que inició su actividad a cielo abierto, ENCASUR consideró los aspectos medioambientales de la misma. En cuanto se dispuso de superficies finales, en 1981, comenzaron a realizarse los primeros trabajos de restauración de terrenos.

Desde entonces se ha desarrollado una importante actividad que ha permitido crear y sistematizar una tecnología para reducir los impactos que genera la mina en su entorno natural.

De todos los impactos ambientales que ocasiona la explotación (suelo, agua, paisaje, vegetación, espacio audio-sensorial, etc.) los impactos sobre el paisaje, el suelo y la vegetación son los más importantes. La corrección de los mismos se lleva a cabo mediante las operaciones de restauración de terrenos.

En la restauración de terrenos de la mina se engloban una serie de operaciones encaminadas a dejar los vertederos mineros con un diseño que permita su integración paisajística en el entorno y unas características del suelo que les permitan sustentar la vida vegetal, bien en forma de cultivos, de pastizales o de vegetación autóctona.

Las operaciones básicas son las siguientes:

Reconstrucción del subsuelo.

Para reconstruir los horizontes profundos del suelo se emplean preferentemente los materiales raño-arcillosos procedentes del recubrimiento cuaternario y que ocupan el primer banco de la explotación. Estos materiales son transportados al vertedero con los equipos mineros.

En esta operación se configura la geometría final de la superficie restaurada, que debe corresponderse con la proyectada previamente. La conformación puede realizarse en una fase de vertido o en dos, dependiendo de la altura de vertido que imponga el diseño final de las superficies.

Es fundamental descompactar todas las superficies sobre las que hayan circulado los equipos mineros, especialmente los de neumáticos, para evitar la formación de estratos compactos que impidan el flujo vertical del agua y el crecimiento de las raíces de las plantas.

Antes de aportar los materiales del suelo, debe hacerse un descompactado profundo de la superficie del subsuelo con bulldozer dotado de ripper monodiente. La penetración debe ser superior a 1 metro y el espaciamiento entre pasadas de 1,5 a 2 metros.

Resconstrucción del suelo.

Para la reconstrucción del suelo se utiliza la tierra vegetal extraída en la zona de avance de la mina. Cuando la explotación atraviesa áreas del valle donde

los suelos son prácticamente inexistentes (meandros de río, subafloramientos carboníferos con recubrimientos mínimos, etc.) y no existe suficiente cantidad de tierra vegetal, ésta se complementa con material raño-arcilloso del primer banco de la explotación, procurando una mezcla homogénea para que la tierra vegetal actúe como inoculación o siembra de microorganismos beneficiosos para los procesos de formación de suelo.

El aporte y extendido de la tierra vegetal se realiza, sobre el subsuelo descompactado, haciendo circular los camiones sobre la tierra vegetal ya extendida.

Acondicionamiento mecánico del suelo.

El sistema de extendido de la tierra vegetal obliga a realizar un intenso trabajo de acondicionamiento mecánico del suelo en varias fases: descompactado primario, descompactado secundario, subsolado, arado y despedregado.

El **descompactado primario** se efectúa con la técnica y equipo descrito para el descompactado del subsuelo.

El **descompactado secundario**, necesario para que los aperos agrícolas trabajen sin problemas, se realiza con ripper tridente montado sobre tractor de orugas, con profundidad y espaciamiento menores que el descompactado primario.

La misión fundamental del **subsolado** es la rotura de terrones y la liberación de las piedras de los bloques aterronados. Se realiza con subsolador agrícola hidroneumático arrastrado por tractor agrícola de doble tracción.

El **arado** posterior, que se realiza con arado tipo chisel, tiene como misión esponjar el suelo y arrastrar la piedra a la superficie.

La piedra levantada a la superficie por las operaciones anteriores, se arrastra y acumula en cordones o montones en la operación de **despedregado** con bulldozer de fleco.

Construcción de terrazas e infraestructuras.

En zonas con pendientes elevadas se construyen terrazas de protección contra la erosión, terrazas granadinas modificadas, dejando acumulada la piedra del despedregado en cordones según curvas de nivel, de acuerdo con la separación proyectada. Esta separación debe ser tanto menor cuanto mayor sea la pendiente del terreno.

Estas acumulaciones de piedra sirven como refugio para la fauna de la zona.

La piedra también se emplea como base para las pistas de servicio de la maquinaria agrícola.

Revegetación.

El proceso de revegetación se lleva a cabo, por imperativo legal, durante dos campañas agrícolas, al término de las cuales se considera que los terrenos están restaurados.

A continuación se resume el programa de estos trabajos.

Primera campaña.

Zonas de pendientes menores del 10%.

- Abonado.
- Siembra de Trigo.
- Pase de rulo agrícola.
- Tratamientos fitosanitarios y herbicidas.
- Recolección.
- Pastoreo de la rastrojera o enterramiento de la misma.

Zonas de pendientes mayores del 10%.

- Abonado.
- Siembra con mezcla de gramíneas y leguminosas pratenses.
- Pase de rulo agrícola.
- Pastoreo.

Segunda campaña.

Zonas con pendientes menores del 10%.

- Laboreo y enterrado de restos de cosechas.
- Despedregado.
- Abonado.
- Siembra de Cebada (alternativa una mezcla de veza y avena).
- Pase de rulo agrícola.
- Siega.

- Empacado.
- Pastoreo.
- Laboreo y enterrado de los restos de cosecha.

Zonas con pendientes mayores del 10%.

- Abonado.
- Pastoreo.

Tercera campaña.

Zonas con pendientes menores del 10%.

- Laboreo y enterrado de restos de cosechas.
- Despedregado.
- Abonado.
- Siembra de Trigo (alternativamente cebada).
- Pase de rulo agrícola.
- Siega.
- Empacado.
- Pastoreo.
- Laboreo y enterrado de los restos de cosecha.

Zonas con pendientes mayores del 10%.

- Abonado.
- Pastoreo.

Una vez finalizada la tercera campaña agrícola el terreno puede considerarse como completamente restaurado. Se deja un año de barbecho para la recuperación del terreno.

En ese momento, se decide el destino final que se va a dar al mismo: cereal de secano, olivar, pastizal permanente o plantación de autóctonas.

Resultados obtenidos.

Desde que se iniciaron los trabajos de restauración en Puertollano en 1982, a la fecha se han restaurado un total de 427,50 ha, de las cuales se destinan 209,06 a herbazales, pastizales y praderas, 76,94 a cultivos herbáceos (cereales), 122 al cultivo del olivo, y 19,50 a vegetación autóctona.

Los terrenos restaurados vuelven a tener un uso agro-ganadero, con una productividad igual o superior a la de los terrenos circundantes no alterados y con un desarrollo favorable de la vegetación autóctona.

Tras la implantación de la flora, se ha desarrollado en los terrenos restaurados la fauna, incluyendo especies cinegéticas (perdices fundamentalmente). Para proteger y fomentar esta fauna, se ha establecido un coto de caza denominado MINA RESTUARADA.

2.4. ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA RESTAURACIÓN DE TERRENOS EN MINA EMMA.

Tras 20 años de trabajos en el proceso de restauración de terrenos afectados por la minería de carbón a cielo abierto en clima semiárido, consideramos oportuno resaltar aquellos aspectos que nos han parecido de mayor importancia, aportando la experiencia habida sobre los mismos.

Diseño previo de la conformación superficial.

El diseño de la conformación superficial es, con mucho, el aspecto más relevante de la restauración del espacio natural en los vertederos. Por mucho que se insista en esta cuestión, nunca será suficiente para destacar su gran importancia. Ello es debido a varios factores:

- **Elevados costes.** Es la operación más cara de todas las de restauración por implicar movimientos de tierras.
- **Importantísimo impacto.** La forma es el elemento más importante del paisaje.
- **Permanencia en el tiempo.** El impacto geométrico es invariable en el tiempo.
- **Dificultad de corrección posterior.** Para hacer cualquier corrección posterior hay que eliminar todos los elementos asentados en la restauración e incurrir en nuevos costes de conformación.

La función minera de los vertederos es dar cabida al volumen de materiales estériles de la explotación, ya sea en el exterior del hueco de la mina o, en el propio hueco, en los métodos de explotación por transferencia. En estos últimos, el efecto del esponjamiento del estéril, generalmente, provoca que

sea preciso elevar la cota del vertedero sobre la topografía original, con lo que nos encontramos en un caso similar al primero.

En definitiva, siempre nos encontraremos ante el problema de diseñar, sobre la superficie topográfica que rodea la mina o dentro de la propia mina, en conexión con aquella, un sólido cuyo volumen satisfaga las necesidades de almacenamiento de materiales estériles de la explotación.

Para evitar los caros movimientos de tierras correctores o tener que improvisar superficies de pendiente no adecuada a una buena práctica de restauración, el primer dato a conocer es el volumen necesario. Para ello es fundamental conocer, desde que comienzan los vertidos, el volumen final de vertederos necesario, cuestión que suele ser difícil, porque exige tener definidos los planes desde el inicio de la mina.

Un parámetro básico para el cálculo del volumen total necesario en vertederos es el esponjamiento del estéril depositado, que no coincide con el esponjamiento de carga y transporte, por los efectos de compactación que se producen en los vertederos. Este parámetro debe ser determinado mediante pruebas controladas topográficamente en la propia explotación.

El diseño más habitual del sólido que debe encerrar el volumen de estéril calculado será el de una superficie superior pseudohorizontal, elevada sobre la topografía del terreno, limitada lateralmente por las superficies inclinadas que descienden hasta el propio terreno.

En el diseño de las superficies inclinadas se deben conjugar aspectos dispares y, a veces, contradictorios: pendiente necesaria para albergar el volumen preciso en una superficie determinada, coste del método de vertido necesario para conseguir la pendiente proyectada, formas homogéneas con el área circundante, etc.

En nuestra opinión, las pendientes posibles de construcción de las superficies inclinadas se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- **Inferiores al 15%.**
- **Entre el 15 y el 30%.**
- **Talud natural de vertido.**

Las pendientes inferiores al 15% son las más adecuadas para generar superficies inclinadas, siempre que las necesidades de volumen lo permitan. Tienen la gran ventaja de que se pueden realizar con vertido directo de los equipos normales de la mina, en una operación semejante a la construcción de una rampa en relleno. Únicamente exigen un mayor empleo de bulldozer de empuje que en vertederos horizontales. Por este motivo son las más baratas en lo que respecta a la operación de conformado.

Así mismo este tiempo de pendientes presenta todas las ventajas desde los puntos de vista de integración paisajística, estabilidad, capacidad para soportar gran variedad de especies vegetales, especialmente los cultivos de aprovechamiento agrícola, fácil laboreo y bajo nivel de erosión por aguas de escorrentía.

Las pendientes comprendidas entre el 15 y el 30% se recomiendan cuando el volumen de vertedero necesario sobrepasa la capacidad de las pendientes anteriores. Su coste de preparación es superior al de éstas porque exigen el rectificado, con bulldozer de orugas, de los taludes de vertido natural dejados por los volquetes mineros en su operación normal.

Esta operación de rectificado de pendientes es muy cara por los altos costes de la maquinaria empleada y los grandes volúmenes de tierra que es preciso mover. Además, en la operación de extendido de tierra vegetal es, de nuevo, preciso el empleo masivo de bulldozer para transportar la tierra vegetal desde la cabeza de la superficie conformada, pendiente abajo, hasta cubrirla en su totalidad.

A pesar de ello, si las necesidades de volumen lo requieren, este tipo de pendientes no presentan problemas de estabilidad, tienen un impacto paisajista bajo o nulo y su aterrazado y trabajos de implantación vegetal pueden realizarse, aunque con precaución, con tractores agrícolas de tamaño grande y tracción total.

Sin embargo, su capacidad para soportar cultivos de aprovechamiento agrícola es escasa debido, precisamente, a las dificultades para su laboreo con medios mecanizados. Es recomendable en estos casos la implantación de pastizales y especies arbóreas y arbustivas acordes con las características climáticas y edafológicas de la zona.

Las pendientes de talud natural de vertido, acompañadas o no de bermas horizontales, son las más baratas de conformar. Sin embargo, son totalmente desaconsejables por su fuerte impacto visual, que dificulta notablemente su integración paisajística y los problemas de todo tipo que presentan en los aspectos de estabilidad a medio plazo, erosión por aguas de escorrentía, segregación de materiales, y capacidad para soportar especies vegetales.

Integración paisajística.

De todos los impactos de la minería, el paisajista es el que resulta más patente, ya que es percibido, comprendido y valorado por todas las personas que contemplan las áreas explotadas.

Aunque los trabajos de movimiento de tierras pueden suponer una oportunidad única para crear un nuevo paisaje con valores propios, lo más aconsejable es buscar la acomodación al paisaje de la zona, para intentar evitar que se note la huella del movimiento de tierras.

Ya vimos en el punto anterior que el aspecto más básico del paisaje es la conformación superficial, pero además de este componente hay otros elementos del paisaje que deben tenerse en cuenta:

- **Los usos del suelo** (cultivos, vegetación natural, etc.), según las zonas, pendientes, orientaciones, etc.
- **Las dimensiones, orientación y formas de las parcelas.**
- **Los elementos singulares** como tipo de lindes, tipo de concentración del arbolado, afloramientos rocosos, construcciones, etc.

Todos estos elementos contribuyen, de forma importante, para conseguir la mejor integración de las áreas restauradas en el paisaje circundante.

Los materiales para la reconstrucción del suelo.

Tradicionalmente se ha venido considerando que la tierra vegetal o suelo resultaba imprescindible para la reconstrucción de un nuevo suelo.

En esta consideración ha tenido mucho más peso la mitificación que la experimentación. Se consideraba que, al ser los horizontes naturales del suelo el producto de un proceso milenario de formación y de enriquecimiento en nutrientes y microorganismos, eran insustituibles para soportar adecuadamente la vegetación y alcanzar productividades elevadas.

Los trabajos de restauración de suelos a gran escala y determinadas prácticas hortícolas de cultivo sin suelo, han venido a desmitificar el valor tradicional que se daba a la tierra vegetal.

En las experiencias plurianuales llevadas a cabo en la mina EMMA se ha podido concluir que el material raño-arcilloso, situado por debajo de la tierra vegetal, presentaba en cultivos de herbáceas, arbustivas y arbóreas, una productividad que, en algunas campañas superó a la de cultivos sobre tierra vegetal.

Por ello se recomienda analizar los diferentes sustratos que aparecen en la mina y ensayar durante varios años su comportamiento con la vegetación, tras las enmiendas o fertilizaciones oportunas. De esta forma se podrá determinar, con mejor criterio, qué material se va a utilizar para la reconstrucción del suelo, teniendo en cuenta su capacidad productiva y el coste de las diferentes opciones.

La compactación y su corrección.

La compactación del suelo, que se produce en el proceso de reconstrucción, tiene una mayor importancia de la que se suele pensar en la implantación y desarrollo de la vegetación.

La compactación del suelo implica la reducción o desaparición de su porosidad, que es fundamental para el desarrollo vegetal ya que de ella dependen:

- **El desarrollo y penetración radicular.**
- **La penetración del agua en el suelo**, así como el almacenamiento y suministro de la misma a la planta.
- **La presencia de aire** que es necesaria para la respiración de los tejidos de la raíz.

La compactación, y el daño que produce, es tanto mayor cuanto más alto sea el contenido en humedad y más fina sea la textura del suelo (mayor contenido en arcilla).

Hoy podemos afirmar que la causa más importante del fracaso de los primeros ensayos de reconstrucción de suelos en la mina EMMA, fue la elevada compactación producida.

Integración de los trabajos de restauración en el proceso de explotación.

La experimentación es una herramienta valiosa en cualquier rama de la actividad científico-técnica. Tanto más en el área que nos ocupa, en la que por tratarse de una disciplina relativamente novedosa y versar sobre la propia naturaleza, en la que las variaciones de suelo, clima y vegetación, de un lugar a otro, son infinitas, esta herramienta se convierte en un elemento imprescindible si se aspira a obtener unos resultados medianamente satisfactorios.

La única forma de extraer al proceso de experimentación todo su potencial, es el análisis de resultados y el trabajo detallado y sistemático, que permita crear una metodología clara y precisa para la restauración de terrenos, en las variadas fases de su ejecución, que hemos detallado.

A pesar de ello, no se pueden esperar resultados brillantes en este campo si la metodología creada queda en manos de un equipo especializado y reducido de la mina, en lugar de imbuir la importancia y trascendencia de la restauración de terrenos a la línea de mando y al conjunto de trabajadores de la mina.

En este sentido queremos resaltar que tras una primera fase de experimentación y creación de la metodología de trabajo desarrollada por un equipo de especialistas, en el momento actual los trabajos de restauración de la mina EMMA son planificados y dirigidos por el mismo equipo técnico que dirige el resto de los trabajos de explotación.

2.5. USO FINAL DE LOS TERRENOS RECONSTRUIDOS.

Los usos finales de los terrenos reconstruidos han ido variando a lo largo de la vida de la mina, en el sentido de una mayor exigencia, a medida que se iban alcanzando objetivos previos. En este sentido, se ha recorrido el camino que se detalla a continuación:

1. **Conseguir superficies que fuesen capaces de sustentar vegetación.** En los primeros momentos se tenían dudas de que pudieran construirse suelos.
2. **Obtener productividades agrícolas normales.** Vista la posibilidad de reconstruir suelo, se buscaba inicialmente una productividad equiparable a la de los cultivos tradicionales de la zona. Este objetivo se consiguió sobradamente.
3. **Conseguir la integración paisajista de las zonas reconstruidas.** Se hacía necesario implantar vegetación autóctona y diversificar de manera importante los usos (pastizales, cultivos arbóreos, puntos singulares, etc.).
4. **Conseguir áreas de cierto valor ecológico.** Se hacía necesario reforzar la implantación de vegetación natural y recuperar la fauna autóctona con acciones específicas de protección.

En el momento actual, una vez alcanzada una sistemática que cubre ampliamente los objetivos anteriores y disponiendo de bastante superficie restaurada, se han iniciado los trabajos para la implantación de cultivos que, sin destruir los valores anteriormente alcanzados, permita que el área restaurada aporte valor económico a la actividad empresarial.

En este sentido, cabe resaltar la implantación en un área del vertedero de unas 112 ha de un **olivar en marco intensivo (6*8) dotado de un sistema de fertirrigación.**

Este trabajo parte de las positivas experiencias obtenidas con este árbol en las plantaciones iniciadas en 1986 y que actualmente ocupan 10 ha. Estos olivos, plantados en marco tradicional (8*8) y en secano, vienen dando cosechas significativas.

Para abordar este proyecto y en colaboración con la Universidad de Córdoba, durante el año 1999 se realizó un estudio de viabilidad. Los resultados más significativos de este estudio fueron los siguientes:

- La tendencia del consumo de aceite de oliva en el ámbito nacional e internacional asegura un mercado para la producción de las nuevas plantaciones.
- El olivo es una especie de gran rusticidad que puede adaptarse a las características edafológicas de los suelos reconstruidos del vertedero y a la climatología extrema de Puertollano.

- A pesar de que las nuevas plantaciones carecen de subvenciones, el resultado económico del proyecto puede ser positivo si se adoptan las siguientes técnicas agronómicas:
 - Marco de plantación intensivo, 6*8 equivalente a unos 200 olivos/ha.
 - Sistema de no laboreo o de laboreo mínimo, reduciendo las labores a las mínimas e imprescindibles (deverdugado, poda, tratamientos fitosanitarios) y mecanizando la recolección.
 - Incorporación de un sistema de fertirrigación (riego por goteo acompañado de abonos líquidos), para incrementar los rendimientos.

Como conclusión de este primer estudio se diseñó una plantación de las siguientes características:

- Superficie total 112 ha, repartidas en 13 parcelas, respetando las zonas ocupadas por vegetación autóctona y con una distribución espacial semejante a los olivares del entorno.
- Pendientes inferiores al 10% para facilitar los labores posteriores.
- Empleo de tres variedades (Picual, Arbequina y Cornicabra), en la idea de obtener a futuro un aceite con personalidad propia.

Las necesidades de agua para la plantación proyectada son muy importantes, del orden de 3000 m³/ha.año. En el valle de Puertollano no existen acuíferos naturales que puedan aportar estos volúmenes. Por ese motivo se estudió la posibilidad de emplear el agua que procedente de las antiguas labores subterráneas de la cuenca es necesario bombear para permitir el desarrollo de los trabajos a cielo abierto. Estas aguas son bombeadas desde los antiguos pozos de minería de interior y tras un tratamiento con hidróxido cálcico en dos etapas para provocar la precipitación de los iones metálicos que contienen, son almacenadas en el hueco final de la explotación situado en el extremo oeste de los vertederos. Presentan contenidos en sales que hacen imposible su uso en cultivos sensibles pero, mezcladas con fertilizantes de base nítrica que impiden la precipitación de dichas sales, es posible utilizarlas en el sistema de fertirrigación del olivar.

A la vista de lo anteriormente expuesto, los objetivos de este nuevo proyecto pueden resumirse en los siguientes puntos:

- **Incrementar la actividad económica** de la explotación, abriendo una nueva fuente de ingresos y de trabajo independiente totalmente de la evolución del mercado del carbón termoeléctrico.

- **Revalorizar los terrenos del vertedero interior**, incrementando de esta manera el patrimonio empresarial, sustituyendo las superficies destinadas a cereal por otro cultivo de mayor futuro.
- **Dar una utilidad industrial a las aguas** procedentes de las labores subterráneas, que de constituir un problema pasarán a ser un valioso elemento para la explotación.
- **Mantener el esquema general de restauración** expuesto en los apartados anteriores, distribuyendo la nueva plantación en distintas parcelas que no invaden zonas ocupadas por vegetación autóctona y con una geometría en consonancia con la de este tipo de cultivo en el entorno natural de la explotación.

FOTOGRAFIAS DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LA MINA EMMA.

Reconstrucción del suelo.



Acondicionamiento mecánico del suelo.



Revegetación.



Resultados obtenidos.



**EUROPA, NUEVA ERA DE LA ENERGIA.
SEGURIDAD DE SUMINISTRO, SOSTENIBILIDAD y COMPETITIVIDAD.**

El suministro de energía es un aspecto importante de la vida y la política económica de una comunidad. Los ciudadanos y las empresas en Europa esperan siempre disfrutar de un suministro de energía fiable, eficaz y respetuoso con el medioambiente.

En la actualidad, la Unión Europea satisface sus necesidades energéticas importando materias primas energéticas en un 50%, algunas de ellas procedentes de regiones situadas bajo la amenaza de la inseguridad. Si no conseguimos otorgar mayor competitividad a la energía autóctona, nos veremos en los próximos 20 o 30 años, dependientes del exterior en un 70%.

Por tanto la UE, y sus Estados Miembros deben evitar la situación descrita anteriormente, y por ello la publicación del Libro Verde, con todas sus consecuencias es una herramienta de desarrollo muy potente si conseguimos llevarla a la práctica.

No abrumaremos al lector de esta memoria con todas los epígrafes del Libro Verde, pues para eso ha sido desarrollado en su propio documento, pero trataremos de dar una visión del carbón Europeo y de cómo éste puede cooperar en la consecución de todos los objetivos que nos proponemos todos los europeos en materia de energía, y

como podemos contribuir al equilibrio entre la Seguridad de abastecimiento, la Competitividad y el Desarrollo sostenible, proporcionando así una nueva estrategia energética para Europa.

En opinión de la industria del carbón, hemos seleccionado los temas que expondremos a continuación y que hemos querido reflejar a modo de preguntas.

1. La seguridad de suministro y creación de riqueza en Europa: ¿cómo pueden las ventajas de carbón hacerlo beneficioso ?
2. ¿Qué medidas se requieren para mantener los precios de la energía de EU-25 a un nivel competitivo internacionalmente?
3. ¿Qué nuevas tecnologías deben desarrollarse en la utilización de energía fósil para lograr significantes de CO₂?

1. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y LA CREACIÓN DE RIQUEZA EN EUROPA

La proporción de carbón para el suministro de energía eléctrica en la UE, mejoró debido a la anexión de los nuevos países de la UE en 2004 (Figura 1), y esta proporción volverá a mejorar cuando se incorporen Bulgaria y Rumania los en 2007.

Different power generation composition

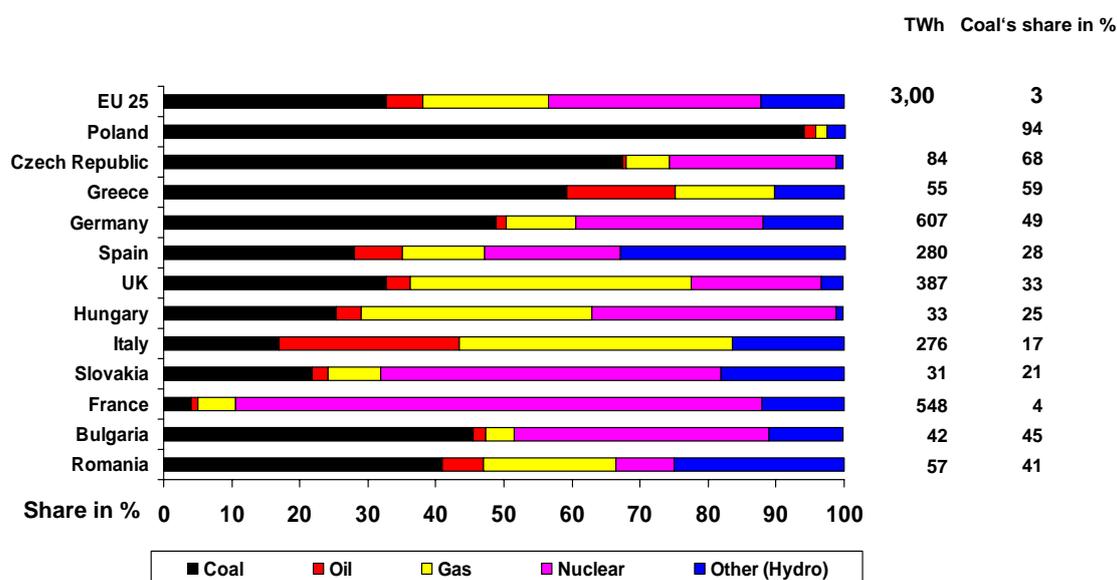


Figura 1. Fuente: Comisión Europea.

El Carbón contribuye sustancialmente al abastecimiento de energía en término medio. Existen en Europa, un gran número de centrales térmicas que son abastecidas con carbón europeo. Por tanto, el uso del carbón puede limitar el riesgo de fluctuaciones de precio, escasez de abastecimiento, problemas de transporte, e incluso minimizar los riesgos de terrorismo, si conseguimos evitar la dependencia exterior.

Además en la EU contamos con una infraestructura eficaz de puertos, canales y vías férreas que están a nuestra disposición. Es por consiguiente barato y seguro transportar carbón. Por tanto podemos pensar en establecer las centrales térmicas cerca de los consumidores, evitándose los problemas derivados de las redes, y ganando así, el sistema de suministro eléctrico, en estabilidad.

El carbón no sólo proporciona una mayor contribución a la seguridad de suministro, sino que también marca una referencia de precio, en el sector de la energía eléctrica. Esta referencia de precio es un instrumento económico muy importante en un mercado energético en el que existe una competición intensiva entre los combustibles destinados

a la generación de electricidad. Contribuyendo esta referencia de precio a posibilitar un mercado interior de electricidad para toda la Unión Europea.

La extracción de carbón y la consecuente generación de electricidad, crean riqueza local, y empleo. La decisión de invertir en una planta de generación térmica con carbón, con capacidad de 1.000 MW, significa proporcionar a una región específica, de actividad económica para su desarrollo industrial.

Cuando hayan transcurrido 20 años, se habrán facturado, 6.000 millones de euros, debido a la generación de electricidad en una central térmica con una disponibilidad de 7.000 horas anuales, y con un precio medio de 40 €/MWh. Si se quemara sólo carbón autóctono, el 100% de la facturación se quedaría en la UE, con las importaciones, esta cifra se queda aproximadamente en un 70%. Si además utilizamos gas en la generación eléctrica, un 75% de la cantidad anterior se usaría para pagar las importaciones de gas.

Sin ser exagerados, todas estas cifras las podemos multiplicar por un número entre 50 y 100, siendo éste, el número de centrales térmicas que se podrían construir debido a las renovaciones de centrales que pueden surgir durante los próximos 15, parece por tanto, por la dimensión de las cifras, que bien vale considerar esta inversión.

2. EL PAPEL DE CARBÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA

El suministro de electricidad en EU-25 es principalmente está principalmente cubierto por la energía nuclear (32%), carbón (30%), hidroeléctricas (15%) y gas CCGT.(17%). Estos promedios esconden las diferencias significantes entre un país miembro y la media de los 25 Estados, como se puede observar si comparamos la figura 1 y la figura 2. El incremento de la dependencia del carbón aumentará en Europa debido a las futuras incorporaciones (Rumanía y Bulgaria) como estados miembros. (Figura 2)

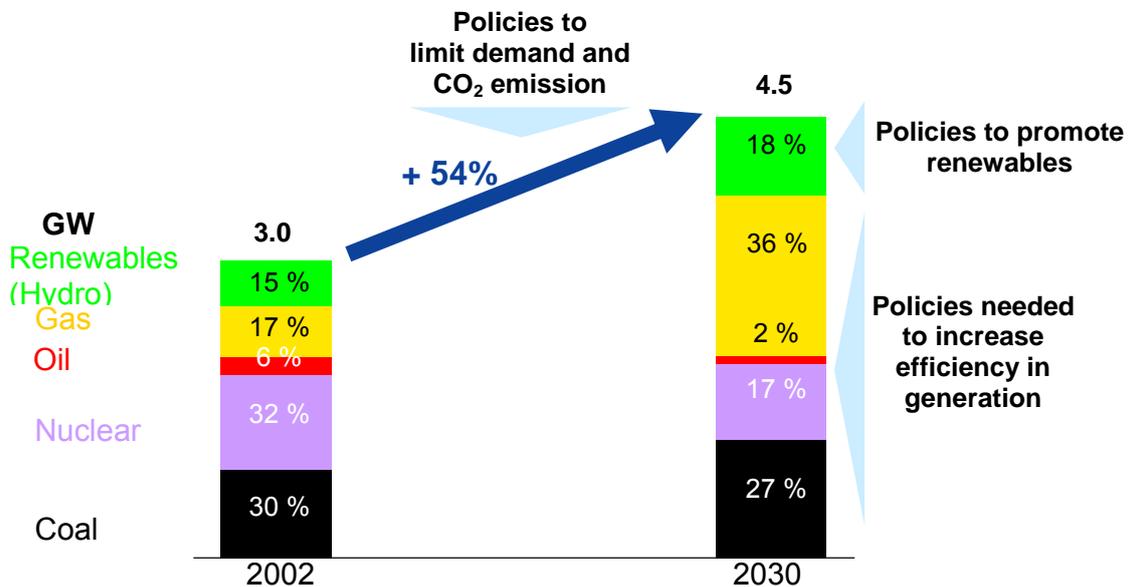


Figura 2. Fuente: Comisión Europea.

Todas las previsiones en materia de energía asumen que la demanda de electricidad aumentará en la UE. Es difícil de saber a día de hoy, si el consumo de electricidad se incrementará en un 30% o lo hará en un 50 %, durante los próximos 25 años. Pero sea una u otra cifra, debemos prepararnos para el futuro y éste será un aumento considerable de la demanda de electricidad.

Con respecto a la demanda y a su abastecimiento, el Libro Verde de la Comisión Europea, hace varias referencias, pero las relaciona principalmente al tema de la eficiencia energética “*Producir más, consumir menos: posición de vanguardia de eficiencia energética*”, es cierto que se deben hacer inversiones rentables destinadas a reducir el derroche de energía, y contribuir a un uso más responsable, económico y racional. Pero aunque mejoremos la eficiencia, y ya se haya mejorado desde hace años, no podemos olvidar que estamos en una sociedad eléctrico-dependiente”, y que el sólo el hecho de la mejora de la eficiencia, no hará que la demanda se contenga, al menos en los primeros diez años.

Todos los Estados de la UE planean desarrollar más, la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Una proporción de aproximadamente 15% de renovables en el año 2003 de las cuales un 80 % son generación con hidroeléctricas, confirmó que no pueden desarrollarse tan rápido. Con el conocimiento de hoy, el objetivo de la UE para aumentar la proporción de energías renovables , hasta un 21 %, en 2010, requiere muchos esfuerzos, ya que las nuevas tecnologías no son todavía

competitivas, (por ejemplo, energía solar), y en caso de la eólica, depende de la disponibilidad de viento en cada país.

Por tanto, podemos deducir de esto, que el objetivo del 21% de renovables en el año 2010 no proporcionará, una solución suficiente para cubrir, el otro 79% de la demanda.

Debido entonces a la demanda creciente y la necesidad de sustituir las antiguas centrales, se está generando lo que se llama “hueco de energía”, que deberá ser reemplazado por nuevas plantas. Este hueco es más grande, si se depende de la nuclear y del carbón, ya que generan un gran porcentaje de electricidad y en los próximos años en cambio, son muchas las plantas que deben ser sustituidas por haber concluido su vida útil. Pudiendo generarse una oportunidad para el carbón, si apostamos por las nuevas tecnologías de uso limpio, con carbón, que mencionaremos más adelante. Ver Figura 3.

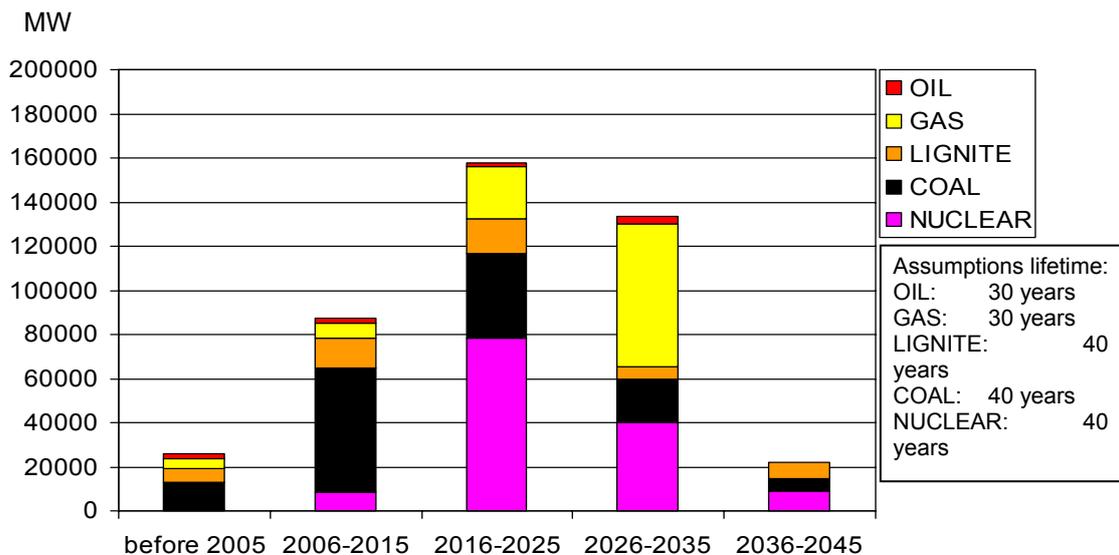


Figura 3. Fuente: Prognos

La estructura de generación de electricidad en Europa durante la próxima década, será determinada principalmente por el estado de las plantas existentes. Más allá, las contribuciones para aumentar el suministro son posibles operando, la planta de carbón a plena carga. Pero esto dependerá de la política medioambiental, y de que la asignación en firme de los certificados de CO₂ no impidan en el uso del carbón de en los próximos años, o que permitiéndolo, su utilización no resulte demasiado caro.

3. CARBÓN LIMPIO - LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS SER DESARROLLADO

Mirando las necesidades a largo plazo de los ciudadanos y de la industria, un suministro de energía sostenible es tan importante como un suministro seguro. La tecnología de generación con carbón limpio, lo que se conoce ya comúnmente como Clean Coal, ofrece la posibilidad de continuar usando el carbón en cantidades similares a las que se utilizan hoy y nos permite pensar además en una tecnología limpia a largo plazo.

A continuación presentamos algunas de bases que EURACOAL como patronal de productores europeos del carbón defiende en todos los foros en los que participa.

Clean coal can balance energy security and economic needs with environmental needs

- Coal is inexpensive, secure and has no transport risks
- The environmental impact of coal use can be minimised by clean coal technologies
- Clean coal is the basis for long-term acceptance of coal and is a flexible concept which can be used by all countries
- EURACOAL defines clean coal in three stages
 - I Reduction in SO₂, NO_x, dust
 - II Improved energy efficiency
 - III The long-term vision of CO₂ capture and storage

Fuente Euracoal

EURACOAL

Uno de los elementos más importantes respecto a la estrategia a seguir, es la modernización de las centrales eléctricas existentes. Aunque en los últimos años se ha mejorado con respecto a la eficiencia de las plantas, habiendo pasado de rendimientos del 21%, a hablar en estos momentos de rendimientos del 50%, en las nuevas plantas construidas, tanto por reemplazamiento de las anteriores como por necesidad de abastecimiento debido al aumento de demanda. El uso racional de los recursos naturales y las políticas de reducción de las emisiones, han dado soporte a que en las estrategias de las empresas de generación se tuviera en cuenta la necesidad de la modernización llevada a cabo.

Podemos ver una ilustración al respecto.

Mejora de los rendimientos en las centrales.



Fuente Euracoal

EURACOAL

Aunque las nuevas tecnologías son necesarias para la consecución de los objetivos de Kioto, y medioambientales en general, debemos ser más ambiciosos y apostar por tecnologías de captación y almacenamiento de CO₂. Aunque estas tecnologías, concretamente la fase de captación de CO₂, trae consigo una pérdida de eficacia, además de la necesidad de una gran inversión, debemos seguir apostando por estas tecnologías, y seguir investigando para desarrollar una tecnología de captación con la menor pérdida de rendimiento posible, consiguiendo así, un proceso eficaz, tanto medioambiental como energético.

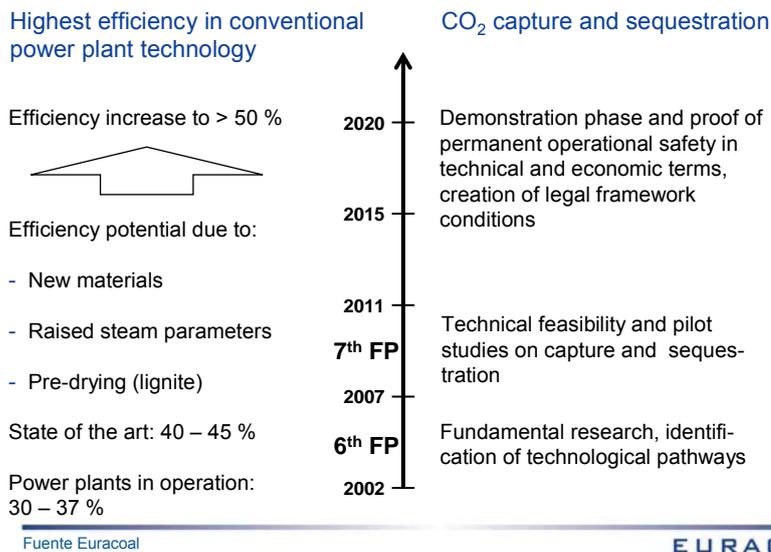
Los programas de investigación tanto europeos como internacionales, se están marcando objetivos en tiempo, en el que consideran que la tecnología de con carbón limpio que se conoce como ZEFFPP (Zero Emission Fosil Fuel Power Plant) puede comenzar a ser rentable sobre el 2015, aunque se marcan como objetivo generalmente el del año 2020, para que su aplicación sea relativamente barata, y factible. Conseguiríamos así, que los esfuerzos en esta materia se materialicen pudiendo hablar de forma real de una reducción drástica de CO₂, sin cuestionar la desconfianza de los combustibles fósiles.

Las discusiones sobre el 7º Programa Marco de la UE para la investigación, están siendo muy animadas y ponen de manifiesto la necesidad de realizar esfuerzos de investigación respecto a la Captura y Almacenamiento de CO₂. Estos proyectos deben llevarse a cabo a largo plazo y gradualmente, e incluyen la valoración de nuevas tecnologías y el desarrollo de los IGCC (gasificación en ciclo combinado) uniéndolo a la captación del CO₂ y posteriormente su almacenamiento.

Su aplicación puede ser de gran alcance e involucra tecnologías muy prometedoras que primero tienen que ser probadas en instalaciones de investigación, y en plantas

piloto. En base al conocimiento así adquirido, las tecnologías que se llevarán a cabo para la construcción se escogerán en función de la que menos eficiencia pierda en los procesos de captación. A fecha de hoy, se cree que la que esta tecnología estará extendida, y será competitiva y rentable en los albores del 2020.

R&D Timetable for 2 Technology Pathways



Aunque el ZEFFPP (Zero Emision Fossil Fuel Power Plant) , debe ser llevado por la industria en general, y son las empresas las que tienen que apostar por ello, la participación de la Comisión de la UE, está siendo muy activa con respecto a desarrollar esta tecnología, y está aglutinando gran parte de la investigación europea a este sector. El apoyo financiero dentro del VII Programa Marco (2007-2013) es mucho mayor al de los anteriores Programas Marco, y es muy bien acogido por el Comisario Piebags y todo su grupo de trabajo, pues esta tecnología se ve como una opción muy importante dentro de la política de energía europea.

4. EMISIONES DE CO2 QUE COMERCIAN Y SU APLICACIÓN

En el debate de la política, el mantenimiento es demasiado a menudo todos restringidos a Protección del Clima exclusivamente. Cuando mide en el favor de Protección del Clima está discutiéndose, se perciben a menudo las estaciones de poder como una fuente de CO₂, en lugar del ser de la cadena entero considerado, por ejemplo las pérdidas de gas de invernáculo cuando produciendo y transportando todos los formularios de energía.

Los emisiones Comerciando entraron en la fuerza antes del Mercado Interior para electricidad era totalmente operacional. EURACOAL, involucrado por la competitividad de electricidad carbón-disparada, siguió el desarrollo de Emisiones que Comercian atentamente y ya apuntó a los impactos del negativo potenciales en una fase temprana.

Las estaciones de poder carbón-disparadas son actualmente muy competitivas, pero capital intensivo. Los inversionistas necesitan el armazón estable condiciona (Diapositiva 7).

El libre y necesidad-orientó la asignación de certificados prevista en los Planes de Asignación Nacionales es un factor importante que debe mantenerse. Las incertidumbres considerables existen sin embargo en muchos Miembro Estados porque el acercamiento periódico de las Emisiones que el Sistema Comercial está en la contradicción con el ciclo de vida de plantas de poder. Se conocen las plantas de Power para ser instalaciones intensivas muy importantes que operan encima de un período de 40 a 50 años. En algún Miembro Estados el legislador ha desarrollado un concepto en el contexto de su Plan de Asignación Nacional que garantiza protección para los inversionistas encima de los períodos más largos. En sus discusiones con la Comisión europea y el Parlamento europeo, EURACOAL apunta con precisión siempre el ejemplo alemán (Diapositiva 8):

Cuando llevando a cabo las Emisiones el Esquema Comercial el gobierno alemán hicieron los signos claros para estimular las inversiones. Operadores de estación de poder alemanes que reemplazan una instalación reciben los derechos de las emisiones gratis para la nueva instalación durante cuatro años, correspondiendo a la cantidad de emisiones que se habrían asignado a la instalación vieja. Como consecuencia, una asignación completa y gratis de derechos de las emisiones se concede durante 14 años en base a la electricidad produjo y una referencia instalación-específica. Ésta va tarde la realización que las instalaciones alcanzarán normas técnicas altas y ese coste así como los riesgos técnicos serán llevados por el inversionista en un mercado volátil. El inversionista se suelta de los riesgos de CO₂, por lo menos durante el tiempo durante que una porción grande de los costos importantes debe ganarse. La regulación alemana tiene en los entretanto resultábamos en el poder carbón-disparado estaciona con una capacidad de 10 000 MW que está en una fase avanzada de planear. Esto no sólo asegura una contribución a un suministro seguro y económico de electricidad pero emisiones específicas de contaminantes de aire clásicos - SO₂, NO_x y polvo - disminuya dramáticamente y el rendimiento de CO₂ puede reducirse por aproximadamente 30% para cada kWh producido.

Además de esto, un debate transparente en el volumen de derechos de las emisiones necesarios se requiere. Debe evaluarse el desarrollo previsible del consumo de

electricidad y la necesidad para las asignaciones realísticamente en el favor de crecimiento económico y empleo en Europa. EU-25 tiene ninguna experiencia de lo que pasa en el mercado de una electricidad liberalizada cuando impulsa la generación no puede mantenerse al ritmo de la demanda debido a una escasez de derechos de la emisión. Legisladores deben considerar cómo reaccionar a las tales rupturas del mercado y qué conclusiones debe dibujarse, por ejemplo, cuando los precios volátiles en el Mercado Interior para electricidad también aumente debido al Comercio de las Emisiones.

BIOMASA

Definición:

Según el **Anexo I de la Decisión de la Comisión de 29 de enero de 2004** por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2004/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo el concepto biomasa con fines energéticos tiene el siguiente significado:

“Material orgánico no fosilizado y biodegradable que produce de plantas, animales y microorganismos, éste incluirá también productos, subproductos, residuos y desechos de la agricultura, silvicultura e industrias relacionadas, así como fracciones orgánicas no fosilizadas y biodegradables de residuos industriales y municipales; la biomasa incluye también los gases y líquidos recuperados de la descomposición de material orgánico no fosilizado y biodegradable; cuando se quema con fines energéticos, **la biomasa se designa como combustible de la biomasa**”.

Referente a esta definición es importante remarcar que según el reciente RD ley 7/2006 del 23 de junio **no se entenderá como biomasa los residuos sólidos urbanos ni peligrosos**, entendiéndose sin tratamiento mecánico previo (selección, trituración...).

En el Anexo II del **RD 436/2004 del 12 de marzo de 2004** por el que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el combustible de **la biomasa para aprovechamiento energético** se especifica detalladamente para los grupos b6, b7 y b8 según la agrupación de dicho Real Decreto.

Recientemente, La Comisión Europea ha confirmado su decisión de abandonar la idea de un Directiva sobre bioresiduos, en su lugar ha creado **Comité Europeo de Normalización (CEN)** que mediante Comité Técnico 335 “Solid biofuel” tiene la función de elaborar estándares europeos de calidad que pueden **servir como referencia y probable obligado cumplimiento para el uso de la biomasa como combustible**.

Promoción actual de la biomasa:

Con la introducción del nuevo Plan de energías renovables en España 2005-2010, revisión del actual Plan de fomento de las energías renovables en España 2000-2010, se quiere **incentivar concretamente la aplicación de la biomasa con fines energéticos** (eléctrico y térmico) principalmente por los siguientes aspectos:

- El consumo de biomasa con fines energéticos se está **desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales** (63% objetivo global frente el 9% del grado de avance en el 2004).
- Los compromisos derivados del Plan Nacional de Asignación (PNA) de emisión de gases efecto invernadero para cumplir el Protocolo de Kyoto promueve el uso de la biomasa dado que su **contribución en emisiones de CO2 es nula**.

Con su implantación **se propone:**

- **Un incremento de las primas eléctricas** sujetas en el actual RD 436/2004, el cual está previsto su actualización para el próximo diciembre del 2006 según el RD ley 7/2006 del 23 de junio.

- Modificación del RD 436/04 para **apoyar a la tecnología de co-combustión con el consumo de la biomasa.**

En la misma línea las Comunidades Autónomas establecen **bases reguladoras de un programa de incentivos o subvenciones** para impulsar el desarrollo de instalaciones de energías renovables (biomasa, solar térmica, solar fotovoltaica, biocarburantes,...).

Uso como combustible alternativo:

Como hemos comentado anteriormente el uso de la biomasa como combustible para su aprovechamiento energético es una **herramienta importante,**

- para **disminuir las emisiones de CO2 a nivel nacional** y facilitar el cumplimiento del Protocolo de Kyoto.
- para **reducir las emisiones de CO2 de las empresas afectadas** especificadas en la Directiva 2003/87 del 13 de octubre, según el Plan Nacional de Asignación (PNA).
- para **mejorar la competitividad en la empresas** respecto a la situación en el mercado de derechos de emisión.
- para **promover proyectos de desarrollo limpio (MDL)** y generar créditos certificados por la reducción de emisiones utilizables dentro del mercado de derechos de emisión.

Situación actual de la biomasa:

La valorización energética de la biomasa presenta múltiples ventajas medioambientales y socioeconómicas frente a los combustibles fósiles, pero aún así **la instalación de plantas que operen con biomasa conlleva problemas de rentabilidad** los cuales podrían solucionarse tomando las siguientes medidas por parte la administración y los gestores:

- **Disminución de los costes de transporte y almacenamiento** aumentando la densidad de la biomasa.
- **Garantizar el suministro de biomasa** en cantidad y calidad mediante la existencia de mercados estables de la biomasa.
- **Incremento de la prima eléctrica** para biomasa al nivel de otros países Europeos. Con la actualización del RD 436/04 para diciembre de 2006 ya se prevé un incremento de las primas para el consumo de biomasa.
- **Subvención** o incentivos a la inversión y/o a la explotación por parte de l'Administración autónoma. En Andalucía y Cataluña ya están promoviendo esta iniciativa.
- Establecer un **marco normativo específico** para las emisiones atmosféricas las cuales deben cumplir, según el tipo de biomasa, los límites establecidos en RD 653/2003 sobre incineración de residuos.
- En el caso de la biomasa de origen forestal existe una **fuerte competencia con los valorizadores de material** para el sector maderero lo que puede dificultar las demandas anuales de explotación y garantizar un precio estable de entrada.

Co-combustión:

En la actualización del RD 436/04 se prevé ampliar **el rango de las primas para contemplar la co-combustión** en cementeras y centrales térmicas de carbón. Esta tecnología también aparece recogida en el Plan de acción sobre la biomasa europeo (diciembre 2005).

El Plan de Energías Renovables (PER) ha apostado fuertemente por esta opción, de forma que en el periodo 2005-2010, **la potencia instalada en centrales térmicas para producir electricidad a través de la co-combustión, se quiere que alcance el 43%** de los MWe totales previstos para el consumo de la biomasa.

Actualmente algunas plantas cementeras españolas están empleando la biomasa como combustible alternativo. Se han realizado, así mismo, algunas pruebas de co-combustión en centrales térmicas con el fin de comprobar su viabilidad técnica y económica, por lo que esta tecnología está aún en fase de estudio.

COMBUSTIBLE DERIVADO DE RESIDUOS (CDR)

Definición:

El Combustible Derivado de Residuos o CDR (Refuse Derived Fuel or RDF) es definido por varios autores como **combustible sólido obtenido a partir de residuos, después de un proceso mecánico de selección y/o trituración o de una secuencia de operaciones que mejoran las características físicas, mecánicas o de combustión**, en comparación con el producto de alimentación original no separado o con los residuos sólidos no procesados. Normalmente se separan los materiales reciclables y los no combustibles. Las características más importantes del CDR como combustible son:

- el Poder Calorífico Inferior (PCI),
- la Humedad,
- las Cenizas
- el contenido de Azufre (S) y Cloro (Cl)

Estas características están condicionadas por la procedencia y tipología del residuo y tratamiento aplicado de selección y trituración.

La preparación de los residuos para la obtención final de Combustible Derivado de Residuos (CDR o RDF en inglés) requiere los siguientes pasos principales:

- **Preselección en origen** de los residuos aptos para ser valorizados energéticamente
- **Pretratamiento** de los residuos (separación por tamaño y primera etapa trituración)
- **Separación de férricos** y eliminación de impropios
- **Preparación final** (segunda etapa de trituración y/o peletización)

Marco legislativo:

Una de las Directivas de mayor impacto en el mercado del CDR es la **Directiva sobre eliminación en vertedero 1999/31/CE**, que exige reducir la fracción de residuos biodegradables que van a vertedero. Los estados miembros tienen que introducir o modificar los **sistemas de separación en origen o disponer de plantas de clasificación de residuos** que permiten:

- **Separar la fracción biodegradable de los residuos urbanos**, para obtener un compost final de buena calidad, o alternatively dirigirlos a otras opciones de tratamiento como la combustión, si el compost obtenido no tiene salida como aplicación agrícola.
- **Que los rechazos de estas plantas de clasificación puedan transformarse en un CDR de alto poder calorífico** mediante una preparación previa de tratamiento mecánico.

Necesidad y usos:

Para desarrollar en Europa el mercado de CDR es **necesario establecer estándares para proporcionar claras referencias técnicas** a:

- **Productores**, de manera que tengan la certeza sobre lo que demanda el mercado;
- **Usuarios**, de manera que tengan garantías acerca de la calidad del combustible que compran y utilizan;
- **Tecnólogos de combustión**, de manera que puedan diseñar plantas para diferentes clases de combustibles que se definirán.

Es por ello que en agosto de 2002 la Comisión encargó el desarrollo del **Comité Técnico TC 343 “Solid Recovered Fuel”** para la elaboración de estándares, normas específicas e informes técnicos sobre los combustibles preparados a partir de residuos no peligrosos para ser utilizados en instalaciones de valorización energética o co-combustión. Según CEN (Comité Europeo de Normalización) está prevista su publicación completa para finales 2006 y principios 2007.

El **uso del CDR como combustible alternativo** en las plantas cementeras en concreto presenta las siguientes ventajas medioambientales:

- Interacción de los gases con la materia prima de forma que la parte no combustible, queda retenida en el proceso e incorporada al clínker de manera prácticamente irreversible.
- No se generan residuos que haya que tratar posteriormente ni las emisiones a la atmósfera se ven afectadas negativamente.
- Se reduce el consumo de combustible fósil no renovable.
- Disminuye las emisiones globales a la atmósfera respecto a si esos residuos se tuvieran que incinerar en instalaciones específicas o eliminar en vertedero y utilizar combustibles fósiles en la cementera.

Así mismo hay que tener en cuenta los siguientes **factores técnicos y económicos necesarios para la sustitución de combustibles fósiles** en la propia planta cementera:

- **Adaptación sistema de alimentación** del CDR principalmente el quemador de precalcinación, el cual puede aceptar granulometrías mayores (< 50 mm) que el quemador principal.
- **Inversión en tratamiento de gases** para cumplir con los límites de co-incineración que marca el RD 653/2003.
- **Regularización de los permisos** en gestión de residuos, autorización ambiental,...

Proyecto CESPAS:

De acuerdo con la política europea en materia de gestión de residuos sólidos que da prioridad a la valorización frente a la eliminación, durante el año 2005, el **departamento de I+D de CESPAS elaboró el proyecto de “Valoración Técnica y Económica de la preparación de Combustibles Derivados de Residuos (CDR) para el tratamiento de Valorización Energética”** con el fin de desviar flujos de residuos que gestiona actualmente CESPAS con alto poder calorífico y que tienen actualmente destino final el vertedero. El objetivo principal de éste proyecto es **determinar el esfuerzo técnico y económico necesario** para la transformación del residuo en combustible de calidad (CDR o Combustible Derivado de Residuos) para que cumpla los criterios de admisibilidad de las distintas tecnologías capaces de efectuar la valorización energética. Este proyecto además pretende:

- **Estudiar física y químicamente distintas tipologías de residuos** destinadas actualmente a depósito controlados y que son potenciales CDR (Residuo sólido urbano, rechazo de planta de tratamiento de residuo sólido urbano, rechazo de planta de compostaje, compost sin posible aplicación agrícola, rechazo de planta de selección de envases, residuo industrial comercial, residuos voluminosos, residuos de fragmentadora de vehículos fuera de uso, neumáticos).

- **Determinar los criterios de admisibilidad y limitaciones** de las tecnologías actuales capaces de efectuar la valorización energética de los residuos (centrales térmicas, plantas de gasificación, cementeras).
- **Determinar los flujos de residuos** como posibles fuentes de energía y combustibles de sustitución (mezclas de tipologías de residuos para cumplir los criterios de admisibilidad).
- **Estudiar el esfuerzo técnico y económico necesario** (tratamientos de trituración y selección) para la preparación del residuo como combustible de sustitución.

Por lo tanto, este proyecto pretende mejorar **la gestión de los residuos promoviendo su valorización energética** como combustible de sustitución (CDR) frente a su eliminación mediante vertido en depósito controlado.

Resultados del proyecto:

Como hemos comentado anteriormente el CDR cubre un amplio rango de materiales residuales que proceden de diferentes orígenes. Mostramos a continuación la **composición de algunos flujos analizados en el proyecto**:

Origen CDR	PCI (MJ/Kg)	Cenizas (%)	Cl (%)	S (%)	Humedad (%)
RSU	12-16	15-20	0,5-0,7	0,2-0,4	20-35
Residuo Industrial	18-21	10-15	0,5-0,9	0,1-0,2	5-10
Rechazo VFU	15-18	35-45	0,6-0,8	0,4-0,6	4-7

En la siguiente tabla se muestran algunos parámetros técnicos y económicos resumen del proyecto anteriormente comentado para una **planta de preparación de CDR para residuo de origen industrial**:

	Trituración	
	1ª etapa	2ª etapa
Consumo energético para conseguir que el 80% sea menor de 50 mm de granulometría:	8-11 kWh/Tn	15-22 kWh/Tn
Coste de preparación CDR:	20-40 €/Tn	
Inversión:	1,5-3,5 M€	

COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS SÓLIDOS

El proceso de fabricación de cemento permite la utilización de combustibles sólidos derivados de residuos, peligrosos y no peligrosos, de diferente granulometría entre los que destacan los neumáticos enteros y triturados, los plásticos, las harinas animales, los lodos secos de depuración de aguas residuales, la fracción no compostable de residuos sólidos urbanos (RSU), etc.

El consumo de estos combustibles en las fábricas de cemento de la UE en el año 2001 superó los 3.000.000 toneladas distribuidas tal y como se indica en la siguiente tabla

Tipo de combustible alternativo sólido	Toneladas
Harinas animales	890.000
Neumáticos fuera de uso	554.000
Plásticos	210.000
Papel/Cartón madera	180.000
Serrín impregnado	167.000
Residuos de destilación, lodos de carbón, residuos de hidrocarburos	112.000
Lodos de depuración, lodos de papelera	107.000
Residuos de ánodos	89.0000
Residuos municipales	41.000
Esquistos	14.000
Envases y embalajes	12.000
Residuos de agricultura	11.000
Otros residuos clasificados como peligrosos	357.000
Otros residuos clasificados como no peligrosos	788.000

Las características habituales y las condiciones de utilización de estos combustibles alternativos en la industria cementera se recogen en la siguiente tabla

Familia residuo	Sector productivo	Poder calorífico medio (MJ/Ton)	% biomasa	Pretratamiento necesario	Punto consumo
Harinas animales	Transformación ganadero	22.500	100	transformación	Quemador principal
Plásticos	Química Transformación	24.900	0	trituración	
Serrín impregnado con residuos	Gestión residuos	14.600	50	impregnación	
Lodos depuradora	EDAR	14.200	100	secado	
Neumáticos	Reciclado, Automoción	23.200	25		Precalcinador
Lodos hidrocarburos	Refino petróleo	9.000	0	filtrado	
Celulosa		23.400	80	trituración	
Mezclas Plásticos-Textil	Gestión residuos	15.400	0	trituración	

A título indicativo, las características de estos combustibles extraídas de alguno de los permisos de gestión incluido en la Autorización Ambiental Integrada de una fábrica de cemento se recogen seguidamente:

Condiciones de aceptación para valorización energética por quemador principal

PCI	Superior a 1.500 Kcal/kg
Contenido en halógenos totales (expresados como Cl)	Inferior a 2%
Contenido en flúor	Inferior a 0,2%
Contenido en azufre	Inferior a 5%
Contenido en metales pesados	
Cd + TI + Hg	Inferior a 100 ppm
TI	Inferior a 50 ppm
Hg	Inferior a 10 ppm
Sb+As+Co+Cu+Ni+Pb+Mn+Sn+V+Cr	Inferior a 0,5%
Contenido PCB's PCT's	Inferior a 30 ppm

Si estos combustibles alternativos sólidos son igualmente utilizados para valorización energética pero se alimentan por el precalcinador (neumáticos), las condiciones de aceptación impuestas en dicha Autorización varían ligeramente en cuanto a los contenidos en cloro y PCBs y se muestran en la siguiente tabla

Condiciones de aceptación para valorización energética por cámara

PCI	Superior a 1.500 Kcal/kg
Contenido en halógenos totales (expresados como Cl)	Inferior a 1%
Contenido en flúor	Inferior a 0,2%
Contenido en azufre	Inferior a 5%
Contenido en metales pesados	
Cd + TI + Hg	Inferior a 100 ppm
TI	Inferior a 50 ppm
Hg	Inferior a 10 ppm
Sb+As+Co+Cu+Ni+Pb+Mn+Sn+V+Cr	Inferior a 0,5%
Contenido PCB's PCT's	Inferior a 10 ppm

En la fase de recepción del residuo se realizan todos los controles y análisis necesarios para asegurar que el residuo cumple con las especificaciones establecidas y es efectivamente uno de los autorizados para ser utilizado en la fábrica.

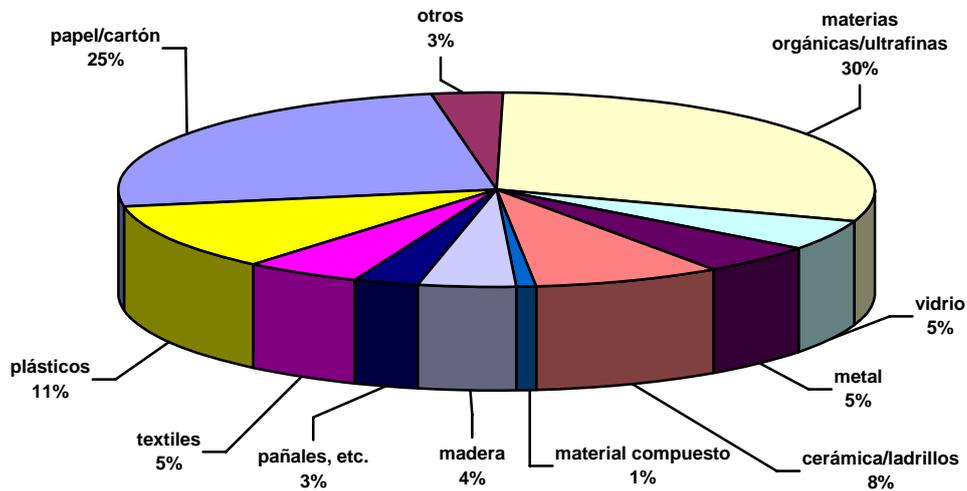
Los combustibles alternativos sólidos (neumáticos, plásticos, residuos de madera etc) se someten a tratamientos que incluyen la adecuación del tamaño mediante trituración para adaptar el residuo a las condiciones técnicas de operación de los hornos de clínker. Además y en el caso de que el residuo sólido se alimente por el quemador (plásticos, residuos de madera o harinas animales) la granulometría del residuo triturado debe ser muy fina. Como regla general, se aplica que la partícula de combustible sólido debe encenderse inmediatamente después de inyectarla en el horno tubular. Este tamaño suele oscilar entre 5 y 15mm, dependiendo de la densidad del residuo.

Mención especial cabe hacer a dos tipos de residuos sólidos que se generan actualmente en grandes cantidades y cuyo tratamiento tradicional, mediante eliminación en vertedero, tiene serias restricciones legales y ambientales. Nos referimos a los lodos secos de depuración de aguas residuales y a los combustibles derivados de la fracción resto de los RSU.

Los lodos de depuradora son biomasa y, por tanto, su combustión genera emisiones de CO₂ consideradas neutras en cuanto a lo que al efecto invernadero se refiere. Gracias a su poder calorífico, a su contenido en cenizas y a la composición de los mismos, los lodos de depuradora secos resultan adecuados para utilizarlos como materia prima y combustible en el proceso de fabricación del clínker. Los lodos de depuradora, con al menos un 90 % de sustancia seca, alcanzan un valor calorífico superior a los 11 MJ/kg. Sus cenizas tienen una composición similar a la de las cenizas volátiles del carbón de mineral y sustituyen a la arena y la arcilla en la dosificación del crudo. Sin embargo, dado el alto contenido en fosfatos, la sustitución se encuentra limitada a un porcentaje que oscila entre el 5 % y el 20 % de la energía combustible total que se necesita.

En relación con los combustibles alternativos derivados de los residuos municipales, en la actualidad ya existen en Europa, aunque no en España, materiales limpios y clasificados procedentes de las basuras urbanas que pueden incluirse directamente en el proceso de combustión de clínker. La UE dispone de grandes cantidades anuales de combustibles alternativos de esta procedencia con un poder calorífico aceptable. Sin embargo son necesarios procedimientos previos para separar las fracciones con alto poder calorífico que se encuentran contenidas en las basuras domésticas.

Figura: Composición de los residuos domésticos, referida a la sustancia seca



COQUE.

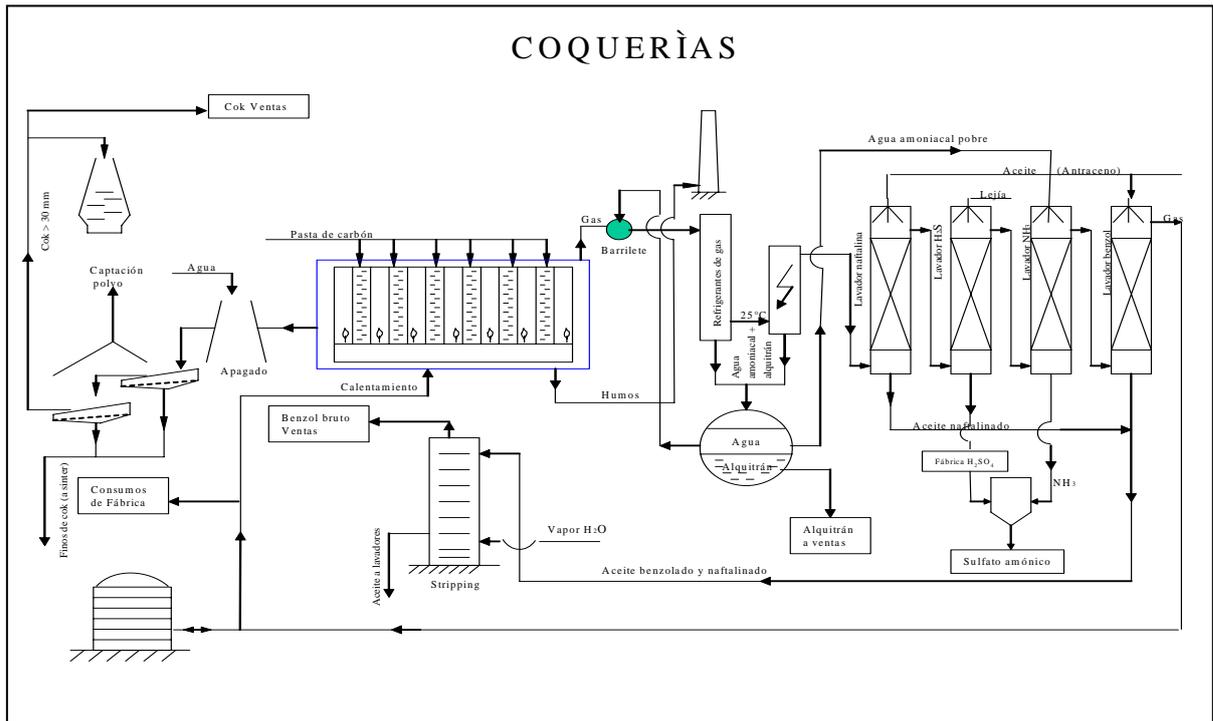
En el parque de carbones se persigue conseguir una homogeneización de los diferentes carbones que llegan a la factoría. Se precisan unas determinadas características de los carbones para producir un buen cok siderúrgico, por lo que se emplean mezclas de hullas coquizables. Es importante conocer la composición de los carbones, en especial su humedad, contenido en azufre, cantidad y tipo de cenizas, además de sus impurezas (fósforo, álcalis, etc.) y su contenido en materias volátiles. Sus características plásticas (hinchamiento, índice de aglomeración, etc.) son de interés ya que todos ellos conforman el conjunto de aspectos a considerar en los carbones que integran la mezcla o “pasta de carbón” a coquizar. La buena preparación del carbón, fundamentalmente con una molienda y cribado que garantice una granulometría adecuada, junto con la mezcla controlada de los diversos carbones en las proporciones establecidas, constituirá la mezcla a alimentar a las baterías de cok.

Las baterías de cok están constituidas por una serie de cámaras u hornos de coquizar, de dimensiones variables y están contruidos en refractario de sílice y entre cada dos hornos existe una cámara de combustión donde se sitúan quemadores a lo largo de toda su longitud y a diferentes alturas, que mediante la combustión de gas aseguran el calentamiento de las paredes de sílice adyacentes y la obtención de las temperaturas adecuadas para la correcta coquización del carbón. El sistema de calefacción es complejo y precisa de un estricto control, alternándose periódicamente los mecheros en combustión (inversión de la calefacción) para asegurar un calentamiento uniforme y para el empleo de los recuperadores cerámicos que en el período anterior han sido calentados por el paso de los humos de combustión, empleándose como combustible gas de horno alto, o gas de horno alto enriquecido con gas de baterías o gas de baterías únicamente, en función de la disponibilidad y los requerimientos energéticos.

Los hornos de cok son cargados con la máquina cargadora por su parte superior o techo de la batería, con una mezcla de carbones de densidad de carga controlada y tras un

período de coquización establecido se deshorna el carbón coquizado: se retiran las puertas laterales del horno y una máquina deshornadora empuja el cok, que pasando a través de una máquina guía es recogido en un vagón de apagado y llevado a una torre para su enfriamiento bajo ducha de agua.

El proceso requiere un estricto control para obtener un cok de calidad uniforme. Posteriormente es estabilizado, triturado, cribado y clasificado para su envío al Horno Alto.



El gas de baterías de cok tiene una potencia calorífica aproximadamente de 4350 Kcal/Nm³, elevado contenido en hidrógeno y metano y bajo contenido en CO. Este gas puede ser empleado como combustible en otras instalaciones siderúrgicas como por ejemplo en las estufas de Horno alto, Hornos de Laminación en caliente, en las propias baterías, Hornos de recocido, etc.

Durante el proceso de coquización se producen emisiones difusas principalmente por el cierre de puertas de hornos, sistema de carga, etc., de difícil eliminación. Estas emisiones son sensiblemente reducidas con un buen mantenimiento y prácticas operativas adecuadas.

Durante las operaciones de tratamiento del gas para su lavado y purificación se producen las aguas amoniacaes, que una vez tratadas para recuperar el amoniaco dan lugar a un agua residual, cuyo tratamiento se puede realizar a través de una depuradora biológica.

CONAMA 8

CONGRESO NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE

GRUPO DE TRABAJO XIX:

CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO

28 NOVIEMBRE 2006

CONTENIDO DEL ÁREA DE TRABAJO
“COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GASEOSOS”
DEL GT 19 “EL CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO” DEL
8º CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
CONAMA 8

PARTICIPANTES:

Relator

Gonzalo del Castillo

Institución AOP

Colaboradores Técnicos

Ismael González

Institución: AAEE

Adolfo Torres

Institución: BP

Miguel Suárez

Institución: CEPESA

Antonio Fernández

Institución: CLH

Ángel Fernández

Institución: CLH

Antoni Juliá

Institución: Gas Natural

José Sahún

Institución: Gas Natural

Julio Peña

Institución: REPSOL YPF

M^a José García

Institución: REPSOL YPF

Andrés Méndez Rutllan

Institución: REPSOL YPF

J. Enrique Martínez Pomar

Institución: APPA

Pedro Mora

Institución: OFICEMEN

GRUPO DE TRABAJO 19, “CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO”

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GASEOSOS

Índice del documento.

Introducción

Aspectos generales

1. Reservas probadas de petróleo y gas natural. Distribución geográfica y duración.
2. Evolución de la demanda en el mundo y en España.
3. Aprovisionamiento nacional.
4. Instalaciones de refino de petróleo.
5. Instalaciones de regasificación de gas natural.
6. Redes de transporte y distribución.
7. Biocarburantes.

Aspectos ambientales

8. Impacto ambiental de la cadena energética del petróleo y del gas natural.
9. Gasificación del carbón, residuos de refinería y biomasa.
10. Captura y confinamiento del CO₂.

Nuevas tecnologías

11. Obtención de combustibles líquidos sintéticos (CTL, GTL, BTL).
12. Pilas de combustible.
13. Transición hacia la economía del hidrógeno.

Conclusiones

14. Síntesis.
15. Conclusiones.

AGRADECIMIENTOS Y FUENTES CONSULTADAS

Para realizar el trabajo ha sido indispensable la amable insistencia y los oportunos consejos de José María Sánchez, Ingeniero de Minas y vocal de su Colegio del Centro de España.

La Fundación CONAMA, en la persona de Elena Carón, me ha proporcionado el soporte necesario.

También hay que destacar a mis compañeros Adolfo Torres, de BP, Antonio Fernández, de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), Antoni Julià, de Gas Natural y Andrés Méndez, ya jubilado, y Julio Peña, ambos de Repsol YPF. Ellos me han proporcionado acceso, y autorizado la utilización, a un material muy valioso para realizar este trabajo, sin el cual la información de que he podido disponer, sencillamente no existiría. Se trata de presentaciones y comunicaciones de las respectivas Compañías, por lo que los datos que se encuentran en ellas no son de fácil acceso para el público en general, lo que en mi opinión les otorga mayor mérito.

He citado también repetidamente el libro, del año 2004, del profesor Peter R. Odell, "Why carbon fuels will dominate the 21st century's global energy economy", cuya lectura crítica recomiendo vivamente a quien se interese por estos temas.

Recomiendo también por la misma razón la visita a la página del Ministerio de Energía de los EE. UU. (U.S. Department of Energy), <http://fossil.energy.gov> de la que he obtenido información muy valiosa para diversos capítulos de este trabajo.

La colección de monografías de la Agencia Internacional de la Energía agrupada bajo el título genérico "Zero Emissions Technologies for Fossile Fuels", del año 2003 aporta información variada sobre reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

El trabajo "Análisis del Ciclo de Vida de Combustibles alternativos para el Transporte", realizado por el CIEMAT, del Ministerio de Educación y Ciencia por encargo del Ministerio de Medio Ambiente (Madrid 2005-2006) lo he utilizado como fuente principal para la redacción del capítulo dedicado a los biocarburantes.

Por último, aunque he procurado citar la fuente de cada gráfico y tabla, puede que haya omitido en alguna ocasión la mención. Por ello hay que recordar que además de los datos del Boletín Estadístico de Hidrocarburos, publicación de Cores y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Memoria de la Asociación Nacional de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC) y naturalmente la de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos, (AOP), la información estadística restante aquí contenida procede de la publicación anual de BP, "BP Statistical Review of World Energy, ed. June 2006", y su complementaria, "La cuantificación de la energía", que ofrece las explicaciones oportunas y el soporte a muchas de las cuestiones que plantean los datos numéricos.

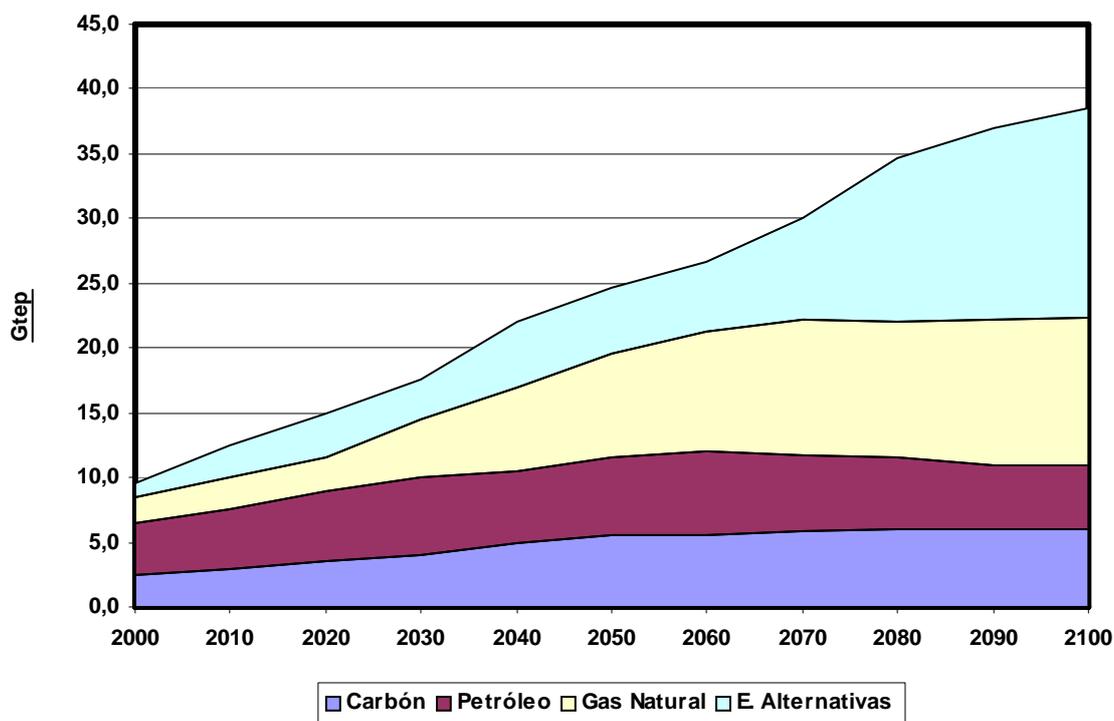
Las opiniones y valoraciones aquí contenidas, así como los errores que puedan encontrarse, son de mi exclusiva responsabilidad.

Introducción

Los combustibles y carburantes derivados del carbón, esto es, el carbón, el petróleo y el gas natural, dominarán la economía energética global durante el siglo XXI.

Esta es una afirmación que, pese a las apariencias, no tiene nada de profética, pues está basada simplemente en un análisis realista de la situación energética actual y en las previsiones objetivas de su evolución. De forma gráfica esta afirmación se recoge en la figura 1.

Figura 1. Previsión del origen del abastecimiento global de energía en el siglo XXI



Fuente: Peter R. Odell, "Why carbon fuels will dominate the 21st century's global energy economy"

El realismo a la hora de analizar la oferta y el uso de la energía en general, y de hacer predicciones acerca de su evolución durante el siglo XXI, en particular, es un bien escaso. Ello es debido a la combinación de tres hipótesis ampliamente divulgadas, pero que no por su difusión dejan de ser discutibles, lo que no se hace a menudo. La primera hipótesis es que *hay escasez de recursos energéticos a escala mundial*. La segunda, que *el calentamiento global y el cambio climático derivados de las emisiones antropogénicas de CO₂ a la atmósfera tendrán un rápido efecto en el planeta*. La tercera, que *la combinación existente de circunstancias geopolíticas tendrá un efecto restrictivo sobre la producción y el comercio de la energía*.

Cada una de estas afirmaciones, de las que es difícil discrepar, es por sí misma un estímulo para moderar el grado de dependencia que se tiene de los combustibles carbonosos: el carbón, el petróleo y el gas natural. Tomadas en su conjunto, las tres razones anteriores tienen como efecto acelerar nuestro deseo de utilizar otras fuentes alternativas de energía.

Los párrafos anteriores están tomados libremente de un libro del profesor Peter R. Odell, cuyo título es prácticamente el encabezamiento de este escrito: *“Porqué los combustibles fósiles dominarán la economía energética global durante el siglo XXI”*.

Otra cuestión que me gustaría comentar en esta introducción, aunque pueda parecer de todos conocida, es la de las aplicaciones de los combustibles que estamos analizando.

En primer lugar, el petróleo. Prácticamente todo lo que nos rodea en la vida cotidiana tiene que ver, o está hecho, con el petróleo. Los omnipresentes plásticos y tejidos sintéticos, los envoltorios de la mayoría de los productos, el pavimento de las carreteras, proceden del petróleo; contienen también derivados del petróleo los fertilizantes, los insecticidas, los medicamentos, etc. La lista sería interminable: éstas son algunas de las aplicaciones no-energéticas del petróleo.

Dicho esto, y de forma aparentemente paradójica, hay que añadir de inmediato que todas estas aplicaciones absorben una parte mínima de su consumo en comparación con el único cliente en exclusividad que tienen los productos energéticos del petróleo hoy en día, que es el transporte en todas sus formas: el terrestre, es decir el automóvil que consume las gasolinas y gasóleos; el aéreo, los kerosenos; el marítimo, otros gasóleos y fuelóleos. Esta aplicación en el transporte de personas y mercancías es, de lejos, la más consumidora de crudo, y en la que *el petróleo no tiene competidor*, pues los demás carburantes alternativos se encuentran aun en una fase inmadura de su desarrollo para estas funciones, por un conjunto de razones entre las que figura de forma destacada el factor económico, es decir su precio todavía no competitivo con el de los derivados del petróleo.

Otra aplicación del petróleo que no conviene olvidar es que el fuelóleo ha dejado de tener en nuestro país y en general en la Unión Europea al menos, el papel relevante que tuvo en su día como combustible para la generación eléctrica. Ha sido ampliamente sustituido por el gas, aunque sigue conservando una característica de vital importancia, como se ha puesto de manifiesto en los últimos años: su papel de “combustible de cierre del balance eléctrico”: en épocas de escasa hidraulicidad se tiene que recurrir al petróleo para la generación eléctrica en las no tan viejas centrales térmicas de fuel. Eso explica la resistencia que ofrece su consumo a bajar de un nivel aun importante.

En lo que se refiere al gas natural, las aplicaciones, por ser asimismo un hidrocarburo, son teóricamente las mismas que las del petróleo, con la ventaja sustancial de su mayor limpieza medioambiental: no contiene impurezas indeseables, como partículas, azufre, etc. y, al ser más ligero, sus emisiones de CO₂ por unidad de energía liberada son menores. Ello le hace apto para todas las utilizaciones, energéticas o no, mencionadas para los derivados petrolíferos, aunque de momento se emplee mayoritariamente para la generación eléctrica, donde la emisión de contaminantes y de CO₂ es un factor capital, por el importante consumo que implica; la otra aplicación generalizada es su uso como combustible industrial y doméstico; las demás formas de empleo, en la automoción en particular, no pasan de ser testimoniales hoy en día aunque estén llamadas a tener un peso importante en un futuro no muy lejano. Por citar un ejemplo endogámico, conviene recordar que hoy el refinado de

petróleo es en todos los países, prácticamente, consumidor de gas natural, cuando no hace tanto tiempo su único abastecimiento no eléctrico de energía era en exclusiva el propio crudo.

Por ello, es pertinente el análisis conjunto de ambos hidrocarburos del “Ciclo Integral Energético” que realiza el Grupo de Trabajo del mismo nombre, el número 19, de este VIII Congreso Nacional de Medio Ambiente.

En lo que sigue trataremos de dar una visión sobre tal ciclo energético de los dos combustibles, lamentablemente muy escasos en España, enmarcados dentro de una panorámica de la situación de ambos dentro del mercado mundial.

Por ciclo energético entendemos la totalidad de la vida de los productos, desde sus orígenes: dónde se encuentran, cuánto se supone, o se sabe con certeza que son sus existencias, cómo se tratan y cuál es su recorrido en España hasta llegar al usuario final, que es el ciudadano. A continuación, dado que ambos hidrocarburos tienen un indiscutible impacto medioambiental, hoy referido al cambio climático, se estudiará la problemática relacionada con su uso y la reacción de la Industria para atenuar de forma eficaz sus efectos, tanto en los procesos industriales de producción y preparación para el mercado como en su utilización por el consumidor final.

Concluiré con una mirada al futuro, intentando permanecer dentro de ese realismo que reclamaba más arriba y presentando algunos desarrollos prometedores, pero que dentro de una evolución lógica, salvo algún descubrimiento espectacular y por tanto no previsible, no estarán disponibles antes de algunos decenios: la “Tierra Prometida”, la economía del hidrógeno, obviamente, será uno de los aspectos en que nos detendremos.

Como conclusión implícita, espero demostrar, entre otras, la rotunda afirmación con la que se abre este escrito: que en el siglo XXI la energía consumida seguirá procediendo de los compuestos carbonosos, nuestros viejos amigos carbón, petróleo y gas natural.

Aspectos generales

1. Reservas probadas de petróleo y gas natural. Distribución geográfica.

Como comienzo, veamos las existencias disponibles en el mundo de crudos de petróleo y de gas natural. En las Tablas 1 y 2 figuran las reservas probadas, a finales de cada año, y su evolución a lo largo de los últimos veinte años.

En ambas tablas, en la última columna figura la relación Reservas a Producción, medida como años restantes de consumo al ritmo de 2005, de las reservas probadas en ese año, para cada una de las regiones consideradas.

TABLA 1. Reservas probadas de petróleo

Giga toneladas (10 ⁹ t)	1985	1995	2004	2005	Relación R/P
Norte América	13,46	11,84	7,96	7,81	11,9
Sur y Centro América	8,98	11,97	14,71	14,78	40,7
Europa y Eurasia	10,74	11,14	18,95	19,21	22,0
Oriente Medio	58,75	90,10	100,56	101,17	81,0
África	7,59	9,57	15,13	15,20	31,8
Asia Pacífico	5,25	5,27	5,35	5,40	13,8
TOTAL MUNDIAL	104,77	139,89	162,66	163,57	40,6

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

TABLA 2. Reservas probadas de gas natural

Giga m ³ (10 ⁹ m ³)	1985	1995	2004	2005	Relación R/P
Norte América	10,37	8,47	7,46	7,46	9,9
Sur y Centro América	3,32	5,96	7,07	7,02	51,8
Europa y Eurasia	44,45	63,16	63,73	64,01	60,3
Oriente Medio	27,67	45,37	72,09	72,13	> 100
África	6,16	9,93	14,30	14,39	88,3
Asia Pacífico	7,57	10,54	14,35	14,84	41,2
TOTAL MUNDIAL	99,54	143,42	179,00	179,84	65,10

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

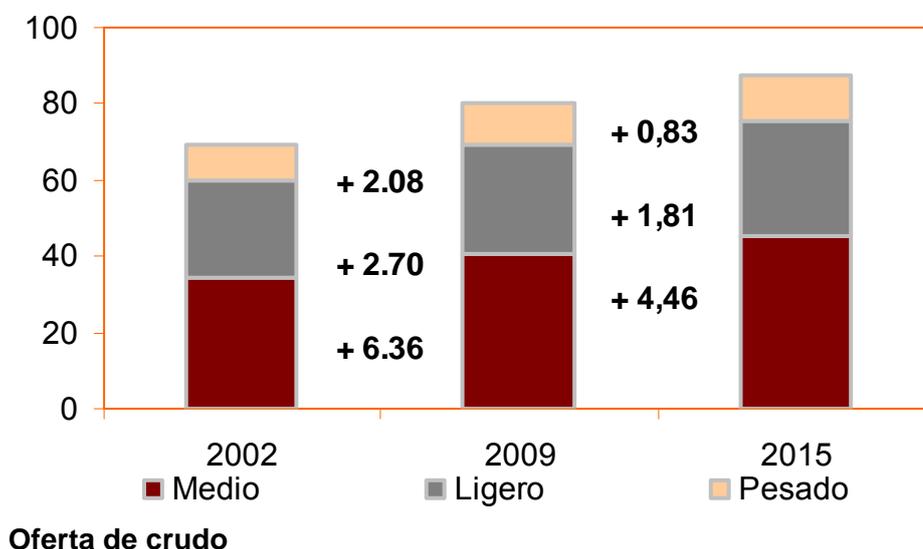
Ambas tablas se refieren a las reservas convencionales cuya existencia está hoy comprobada, es decir, no están contadas, en el caso del crudo de petróleo, las reservas de esquistos ni las arenas bituminosas, ni en la tabla del gas natural las evaluaciones hechas de los hidratos de metano de los fondos oceánicos.

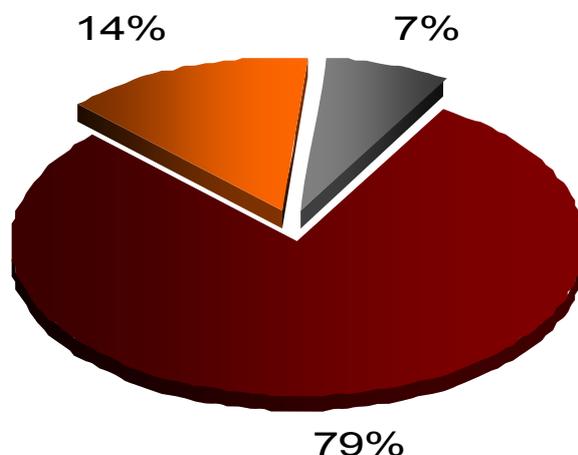
Las reservas de crudo, medidas por la relación Reservas/Producción, no dicen nada de la calidad del crudo que contienen, que es un factor importante, pues es un factor muy importante a la hora de dar precio a un crudo o de valorar un yacimiento.

Los crudos se clasifican en ligeros y pesados, siendo los primeros los que tienen una densidad superior a 0,85-0,86, que es aproximadamente la del crudo Arabia Ligero, una de las calidades más abundantes y que por tanto sirve de referencia. Otro parámetro que sirve para la clasificación es su contenido en azufre, dividiéndose

también de forma aproximada en “dulces” los crudos que contienen menos de 1,0 % en peso y en “agrios” los que contienen más azufre. En términos generales, aunque con numerosas excepciones, y debido a su origen geológico, los crudos más pesados son más agrios y los ligeros, por el contrario, son dulces. Debido a que el mercado reclama productos más ligeros, es decir, carburantes motor más que fuelóleos y simultáneamente (por los condicionantes medioambientales), exentos de azufre, los crudos más apreciados son los de estas características: dulces y ligeros, que por ello son en primer lugar, los de mayor precio y, en segundo, aquéllos cuyos yacimientos están más explotados y por tanto los que menos reservas ofrecen. En la refinería el tratamiento de estos crudos ligeros es menos exigente en energía y por tanto menos costosa.

FIGURA 2. Calidad estimada de la oferta y de las reservas globales de crudo.





■ Pesado/Agrio ■ Dulce/ligero ■ Otros

Reservas mundiales de crudo

Fuente: REPSOL YPF

Si preparáramos una tabla similar para el carbón con los datos de los años de duración de las reservas, obtendríamos valores de cientos de años. Pero ése es objeto de un área distinta, en el que por tanto no entraremos.

La primera consecuencia que se puede extraer de la información contenida en estas tablas, no por conocida menos importante, es la de la concentración de las reservas de petróleo en el Oriente Medio, aproximadamente el 62 % del total mundial, con la peculiaridad de que prácticamente un tercio de este petróleo, es decir algo más del 22 % del total del mundo, se encuentra en un solo país, Arabia Saudita. La cifra del bloque Europa y Eurasia, que figura en un distante segundo lugar de la de Oriente Medio, pero por encima de bloques como Suramérica y África, puede dar lugar a interrogantes sobre la presunta penuria en petróleo europea, pero no es así, pues algo más de la mitad de esa cantidad, unos 10 Gtep, corresponde a Rusia, con lo que la arraigada creencia de la escasez europea se confirma.

Con respecto a las reservas de gas natural, la distribución mundial es ligeramente más equilibrada, pues Oriente Medio "sólo" acumula el 40 % del total de reservas mundiales, que se compara muy equilibradamente con el 36 % de Eurasia, pero de nuevo el porcentaje de Rusia, que dispone de las tres cuartas partes de ese total (48 Gm³ sobre 64) distorsiona la impresión recibida.

Es evidente que el nivel de las reservas se corresponde con el ritmo de la producción por lo que no me detendré a comentar ésta, que se recoge en las dos tablas siguientes, la 3 y la 4, para el petróleo y el gas natural, respectivamente.

TABLA 3. Producción de petróleo

Millones de toneladas	2001	2002	2003	2004	2005
Norte América	651,9	660,2	669,8	667,4	642,5
Sur y Centro América	339,8	335,3	321,1	341,3	350,6

Europa y Eurasia	746,6	786,0	818,9	850,2	845,0
Oriente Medio	1.102,8	1.033,0	1.121,7	1.187,3	1.208,1
África	375,2	379,6	399,6	441,0	467,1
Asia Pacífico	377,5	378,0	374,5	378,1	381,7
TOTAL MUNDIAL	3.593,7	3.572,0	3.705,8	3.865,3	3.895,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

TABLA 4. Producción de gas natural

Millones de tep	2001	2002	2003	2004	2005
Norte América	709,1	690,7	693,5	684,4	675,6
Sur y Centro América	92,3	94,0	104,1	116,7	122,0
Europa y Eurasia	871,0	890,5	921,9	950,3	955,0
Oriente Medio	202,3	220,2	233,9	252,4	263,3
África	114,2	116,7	125,7	129,8	146,7
Asia Pacífico	254,0	267,3	281,8	299,7	324,1
TOTAL MUNDIAL	2.242,9	2.279,3	2.361,0	2.433,4	2.486,7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

Dado el peso sobre la macroeconomía mundial de los hidrocarburos, y la concentración de su distribución geográfica, es innecesario recordar la importancia estratégica que tienen y cómo esta realidad nos muestra cada día su existencia.

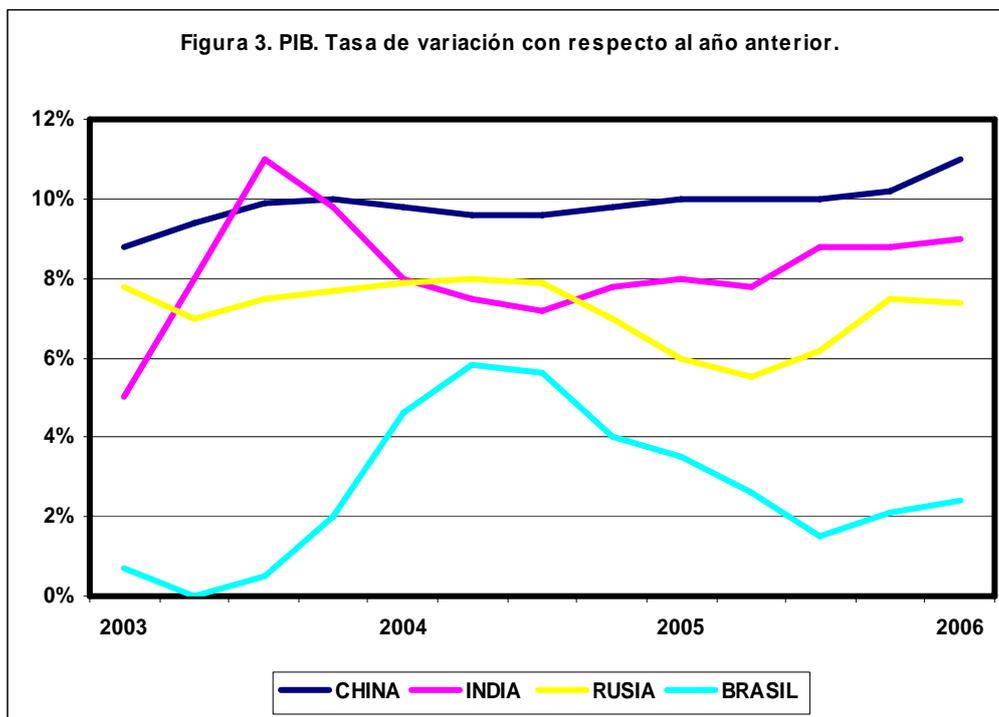
El papel de Rusia como socio necesario de Europa y a la vez suministrador de energía se pone de manifiesto con estas cifras. Veamos ahora dónde va a parar esta producción.

2. Evolución de la demanda en el mundo y en España.

En primer lugar, antes de considerar las circunstancias españolas con detalle, daremos una visión panorámica global.

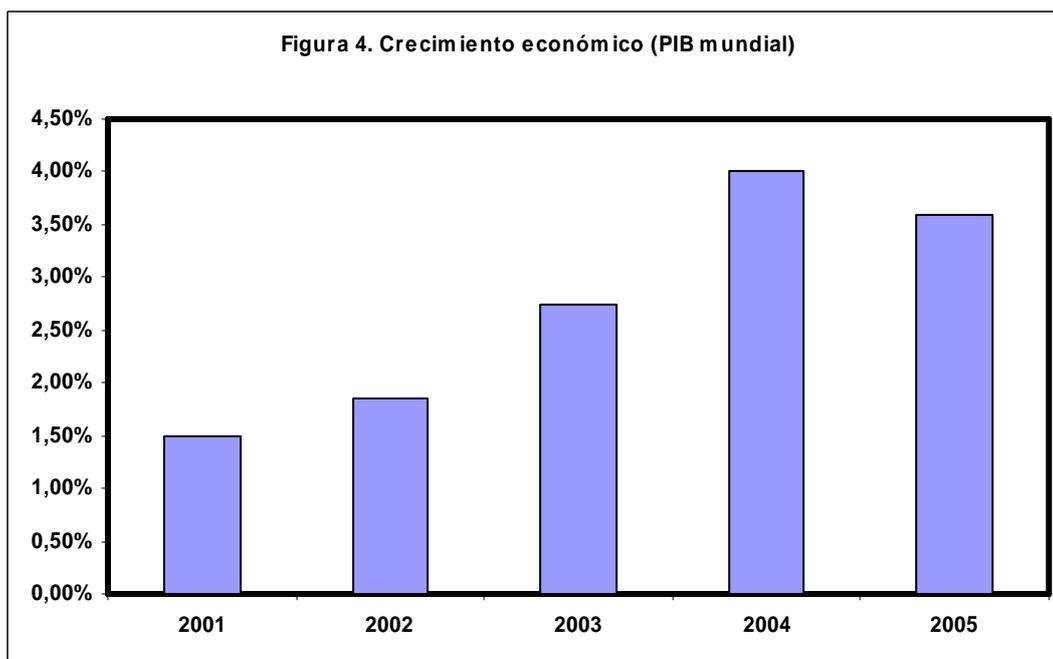
El consumo de energía está estrechamente relacionado con el desarrollo económico, por lo que antes de intentar “contar la historia reciente de la energía”, convendrá detenerse en hacer algunas consideraciones sobre el momento económico, por ejemplo, analizar los últimos cinco años, es decir, lo que va de siglo XXI. En particular hay que destacar (porque aun duran los efectos de lo que ocurrió entonces), el año 2004, que debemos considerar excepcional desde nuestro punto de vista, por varias circunstancias, entre las que cabe destacar especialmente dos de diferente naturaleza:

- a) La primera ha sido el crecimiento económico global, en los países desarrollados en primer lugar, pero en especial en otros: los países emergentes grandes y muy poblados como Rusia, Brasil, India y China. En el periodo que estamos considerando, ha tenido lugar el despegue de sus economías, que están llamadas a ser, sin duda, las protagonistas del siglo, como puede verse en la figura 3.



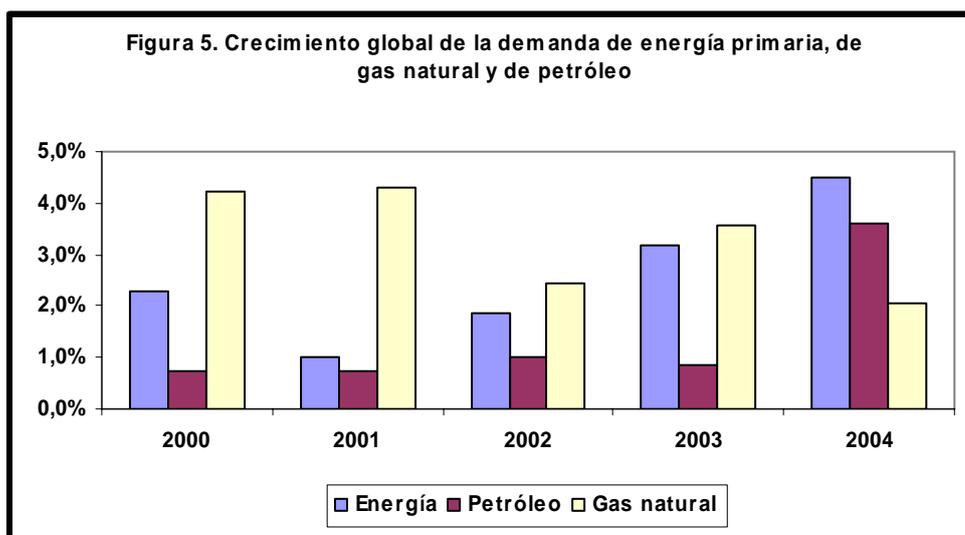
Fuente: Banco Mundial

En la figura 4 se representa el crecimiento económico mundial, como porcentaje sobre el año anterior del Producto Interior Bruto general, en el que están incluidos los efectos de los países anteriormente mencionados, que contribuyen de forma decisiva al crecimiento global. Destaca el año 2004.



Fuente: BP La cuantificación de la energía, Junio 2006

El efecto sobre la energía ha sido un incremento del consumo en general y, en particular de las fuentes que estamos considerando, carbón, petróleo y gas natural, como se recoge en la figura 5, además de un desplazamiento del centro de gravedad de la demanda en dirección de estas economías emergentes. Ello ha provocado una situación de rigidez en la capacidad de producción de los países proveedores, de manera que prácticamente el único país que mantiene un excedente de capacidad de producción significativo es Arabia Saudita.



Fuente: BP La cuantificación de la energía, Junio 2006

2.2 El otro factor a considerar, en especial en el año 2005, ha sido el meteorológico:

En primer lugar, se han acentuado las características estacionales en las principales áreas geográficas consumidoras, con inviernos más fríos y veranos más cálidos de lo habitual, lo que trastocó al alza la demanda.

En segundo, del lado de la oferta, hay que recordar que la temporada de huracanes en EE.UU. fue verdaderamente devastadora. Se perdió en producción, de la noche a la mañana, por daños en las plataformas marítimas del Golfo de Méjico, el equivalente a 116 millones de barriles de crudo (unos 16 millones de toneladas de crudo) y de 595.000 millones de pies cúbicos de gas (unos 15 millones de toneladas equivalentes de petróleo). La parada de los pozos se produjo de forma ordenada, siguiendo el protocolo de paradas programadas, lo que evitó cualquier efecto negativo medioambiental, pero no se pudo evitar el deterioro de las instalaciones. Algunas de estas averías no se han reparado hasta bien entrado el año 2006, y a estas fechas la producción aun no se encuentra en los niveles considerados normales.

En tierra, la situación también resultó catastrófica, pues el entorno de la costa del Golfo de Méjico concentra un porcentaje sensible de la capacidad total de refino de los EE.UU. y como consecuencia de los huracanes, ésta se redujo en 5 millones de barriles diarios durante varios meses, lo que representa alrededor del 29 % de la capacidad total de refino estadounidense, y una proporción similar de la producción de gasolinas.

El resultado ha sido un incremento notable de las importaciones norteamericanas, que han obligado a la industria refinadora del resto del mundo, en especial la europea y la de América del Sur a realizar un esfuerzo de producción que ha llevado hasta el 86 % la tasa de utilización de las refinерías, tensando éstas prácticamente hasta el límite

técnico de su capacidad. En España, como en el resto de los socios europeos, hubo que recurrir a las reservas estratégicas para exportar los productos acabados a los Estados Unidos, a los puertos de descarga que no habían sufrido las consecuencias de los huracanes.

Como consecuencia de la combinación de estas circunstancias es lógico que se haya experimentado un tirón notable en los precios del gas natural y el petróleo, en particular el precio del crudo Brent, referencia de los mercados europeos fue en 2005 (promedio anual) 54,52 \$/Barril, más del 40 % superior al promedio de 2004. Sin embargo, tan considerable encarecimiento de la energía no se ha traducido en esta ocasión en una recesión a escala mundial, como había ocurrido en las otras ocasiones anteriores en que se produjo una escalada similar, como fueron las crisis de los años 1970 y 1980, debido a la mayor solidez de las economías de los países consumidores.

Con estas premisas, resulta claro explicar la evolución de la demanda de petróleo y gas natural en el mundo, datos que se recogen en las tablas 5 y 6, respectivamente.

TABLA 5. Consumo de petróleo

Consumo de petróleo	2001	2002	2003	2004	2005
Millones de toneladas					
Norte América	1.071,6	1.071,1	1.091,8	1.134,6	1.132,6
Sur y Centro América	221,5	219,0	212,0	217,9	223,3
Europa y Eurasia	934,3	933,0	940,8	957,6	963,3
Oriente Medio	231,4	239,9	248,3	260,7	271,3
África	116,2	117,5	120,1	124,2	129,3
Asia Pacífico	980,0	1.008,5	1.042,6	1.103,6	1.116,9
TOTAL MUNDIAL	3.554,9	3.589,0	3.655,6	3.798,6	3.836,8

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

TABLA 6. Consumo de gas natural

Consumo de gas natural					
Millones de tep	2001	2002	2003	2004	2005
Norte América	686,9	710,9	703,0	707,7	697,1
Sur y Centro América	89,0	90,7	94,8	105,9	111,7
Europa y Eurasia	922,8	940,7	963,5	991,1	1.009,7
Oriente Medio	178,6	193,6	203,4	218,1	225,9
África	53,2	54,1	58,6	61,8	64,1
Asia Pacífico	284,2	296,1	318,4	340,6	366,2
TOTAL MUNDIAL	2.214,7	2.286,0	2.341,7	2.425,2	2.474,7

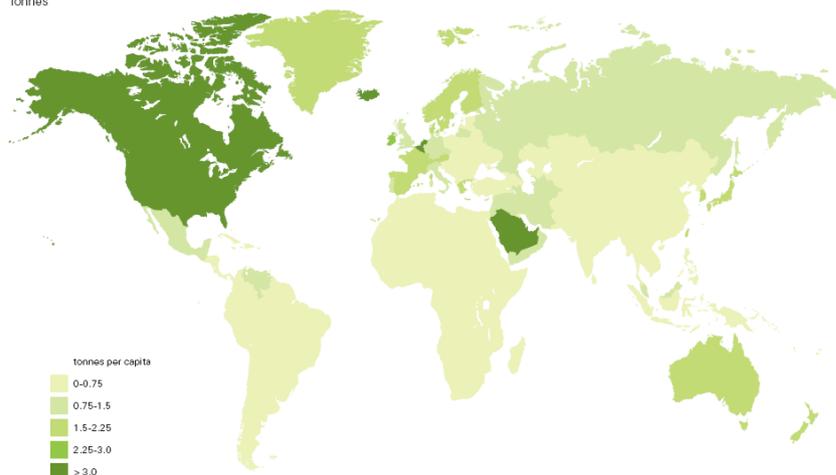
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

Es conveniente comparar las tablas de producción con los consumos per cápita, que muestra que los más elevados corresponden a los países productores y a las economías más avanzadas, como muestra la figura 6.

Figura 6. Consumo de petróleo y de gas natural.

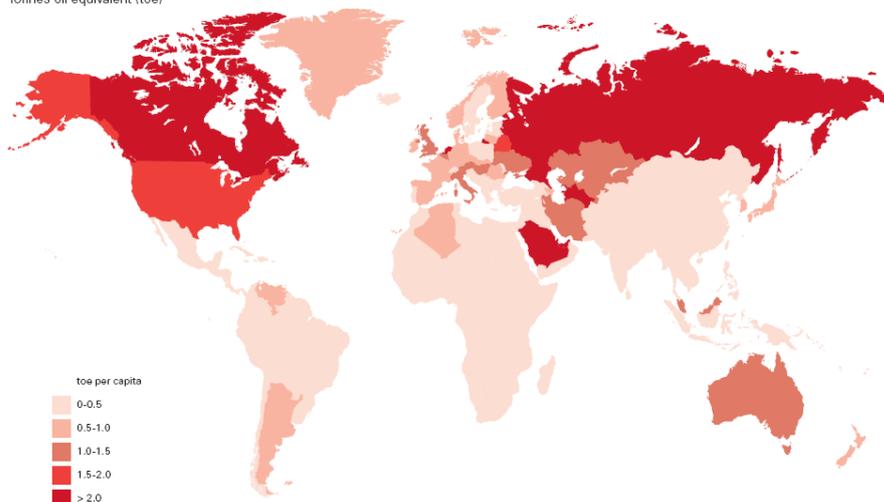
Petróleo

Consumption per capita
Tonnes



Gas natural

Consumption per capita
Tonnes oil equivalent (toe)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2006

Los centros de consumo de petróleo están más concentrados que los de gas natural en los países desarrollados, así como en algunos países productores, probablemente por distintas razones, ya que en estos últimos no existe la cultura del ahorro de energía, pues en ellos no es precisamente un bien escaso. En la figura 7 se refleja la evolución reciente del tirón en el consumo de petróleo y el impacto que sobre el mismo tienen las economías emergentes.

Por lo que respecta a España, la demanda de los últimos cinco años se recoge en la Tabla 7, en la que se han separado los productos petrolíferos por grandes grupos: ligeros, medios, pesados, otros (en general, los no energéticos) y consumos propios del refino. En la última columna se representa el aumento porcentual en el periodo.

En estos datos conviene detenerse y comprobar cómo reflejan, en primera aproximación, dos características: en primer lugar, un sólido crecimiento, como corresponde a un país en pleno auge económico, de convergencia con la Unión Europea y en segundo, como aspecto menos positivo, que España aun sigue sin haber conseguido superar la supeditación del crecimiento al incremento de la demanda de energía. De hecho, desacoplar el crecimiento económico de la demanda de energía es uno de los principales objetivos y desafíos de la política económica y ambiental de España.

El incremento de la demanda ha sido espectacular en el gas natural y más moderado en lo que respecta a los productos petrolíferos.

TABLA 7. España. Evolución del consumo de gas natural y productos petrolíferos.

Millones de toneladas						Aumento, %
Productos petrolíferos	2001	2002	2003	2004	2005	2005-2001
Ligeros: Propano, butano, gasolinas	10,8	10,5	10,3	10,1	9,6	-11,6
Medios: Kerosenos y gasóleos	32,3	32,9	35,5	37,9	39,5	22,0
Pesados: fuelóleos	12,6	13,8	13,1	13,0	13,5	7,1
Otros: asfalto, lubricantes, etc.	13,1	13,2	12,8	12,6	12,2	-6,9
Consumos refino	4,4	4,2	4,4	4,5	4,0	-8,7
TOTAL ESPAÑA	73,3	74,7	76,2	78,0	78,8	7,5
Gas natural, millones tep	13,2	14,1	15,8	16,8	17,7	34,0

Fuente: CORES

Este aumento de la demanda de productos a lo largo de los últimos años no ha sido homogéneo para todos ellos, pues se observa que para el periodo considerado 2001-2005 ha habido distintas pautas de variación:

- Los productos ligeros han sufrido un descenso que se interpreta, por una parte, por la sustitución de aplicaciones domésticas e industriales de los GLP, propano y butano, por el gas natural; por lo que respecta a las gasolinas, su consumo desciende lenta pero imparablemente, por el fenómeno de que se trata a continuación.

Los destilados medios se han llevado la parte mayor del crecimiento debido al incremento en el consumo de gasóleo motor, que se debe a su vez a la “dieselización” creciente del parque automovilístico español, que ha pasado, según cifras de ANFAC, de tener en 2001 el 52 % de vehículos a motor diesel a tener el 68 % en 2005. Este fenómeno va a más, pues el porcentaje de matriculaciones de vehículos diesel nuevos es creciente; en el año 2006 es del orden del 70 % frente al 30 % de gasolina. Este desequilibrio de la demanda provoca que el refino se vea obligado a

- exportar una cantidad creciente de gasolinas y, en contrapartida, a importar gasóleos, como se refleja en la tabla 8. En Europa se produce la misma situación, aunque el ritmo de dieselización es más bajo que en España. En los Estados Unidos, y en general en toda América, y en el Japón, ocurre lo contrario y el déficit se produce en gasolinas.

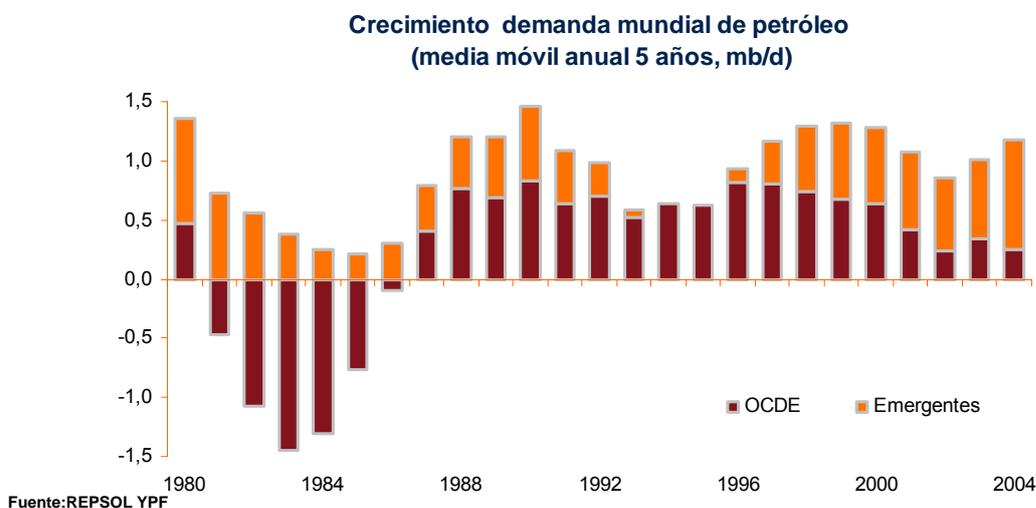
TABLA 8. España. Evolución del comercio exterior de gasolinas y gasóleos.

Miles de toneladas	2001	2002	2003	2004	2005
Importación de gasóleos	8.055	9.342	10.800	11.830	13.217
Exportación de gasolinas	-1.358	-1.207	-906	-1.842	-2.113
Importación de todos los productos	14.971	16.387	18.063	17.247	19.275

Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

- El consumo de fuelóleos se mantiene con un crecimiento similar al del total de productos, especialmente por esa característica de “energía de cierre” que se apuntaba más arriba.
- La demanda de los otros productos no energéticos, dependiente de circunstancias como programas de inversión en obras públicas (para los asfaltos) o consumos de vehículos (aceites lubricantes) siguen las fluctuaciones de sus consumidores.
- Conviene destacar el último apartado, en el que se aprecia una reducción de los autoconsumos y mermas del refino, como corresponde probablemente a los esfuerzos a favor de la utilización eficiente de la energía que el sector realiza constantemente.
- El gas natural, por su parte, se afianza como suministro de energía, debido fundamentalmente a su utilización en las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, cuya sucesión de entrada en servicio se puede deducir de la escalada en la demanda.

Figura 7. Evolución reciente del consumo de petróleo.



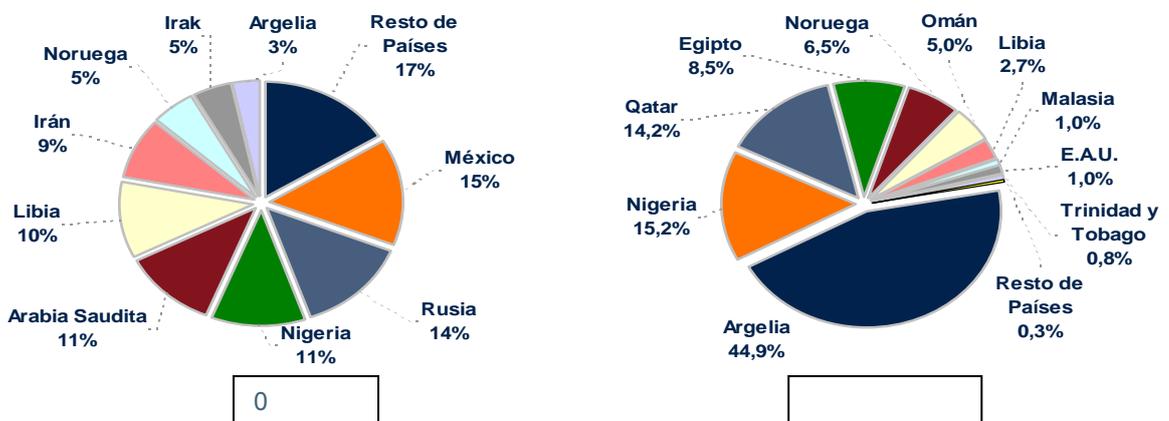
3. Aprovisionamiento nacional.

En relación con la explicación de los orígenes del crudo y el gas natural tratados en España, mencionaremos algunos hechos relevantes:

- La producción anual nacional de crudo equivale aproximadamente al consumo de un día, y la de gas natural, al de unos tres días, por lo que la seguridad de abastecimiento pasa por la diversificación de procedencias.
- El sistema español de refino se caracteriza por su gran capacidad para tratar crudos de distintos orígenes, con instalaciones muy flexibles y gran capacidad de desulfuración.
- La situación geográfica de la Península Ibérica, relativamente alejada de los campos del Mar del Norte, pero paso forzoso del tráfico entre los países de Oriente Medio y Norte de África, por una parte, y por otra de la costa Oeste de África (Nigeria, Angola, etc.) hacia el Norte de Europa, unido a la versatilidad del refino mencionada, ha propiciado desde sus orígenes una considerable dispersión en las fuentes de abastecimiento.
- El Estrecho de Gibraltar se ha convertido en los últimos años en paso obligado de gasoductos que canalizan el gas argelino hacia la Península, para nuestro abastecimiento.
- Algunas Compañías españolas comparten intereses empresariales con otras, o tienen participaciones en yacimientos de crudo y/o gas que les permiten un cierto grado de autoabastecimiento.

En la figura 8 se representa el esquema del año 2005, que es muy representativo de la situación a lo largo de los últimos años en cuanto a porcentajes de cada origen, pues los orígenes de los abastecimientos se mantienen sin demasiados cambios.

Figura 8. Origen del petróleo y gas natural consumidos en España (2005).



Fuente: CORES, AIE y REPSOL YPF

La calidad media del crudo procesado en España es ligeramente más rico en azufre y más pesado que el promedio de nuestros competidores europeos, debido en

parte a la notable proporción de crudo de México (en 2005, el 15 %, en 2004, el 13 %) y de Venezuela, en cantidad algo menor, en torno al millón de toneladas para cada año. Estos crudos figuran entre los más pesados y agrios del mundo. Esta característica constante de nuestro aprovisionamiento ha hecho que las refinerías españolas que procesan estos crudos tengan gran flexibilidad y estén adaptadas a su tratamiento.

No se puede acabar este capítulo sin una mención a la producción nacional de hidrocarburos. En España, como es sabido, no hay ningún yacimiento de entidad, por lo que cabe calificar la producción de testimonial:

La producción de petróleo se concentra en los pozos de Ayoluengo (Burgos) y los campos marinos de Boquerón, Casablanca y Rodaballo (situados frente a las costas de Tarragona). La producción conjunta en 2005 fue de 166.000 t. (el 0,3 % del crudo procesado), un 35 % menor que en 2004, que fue de 255.000 t. (el 0,4 %)

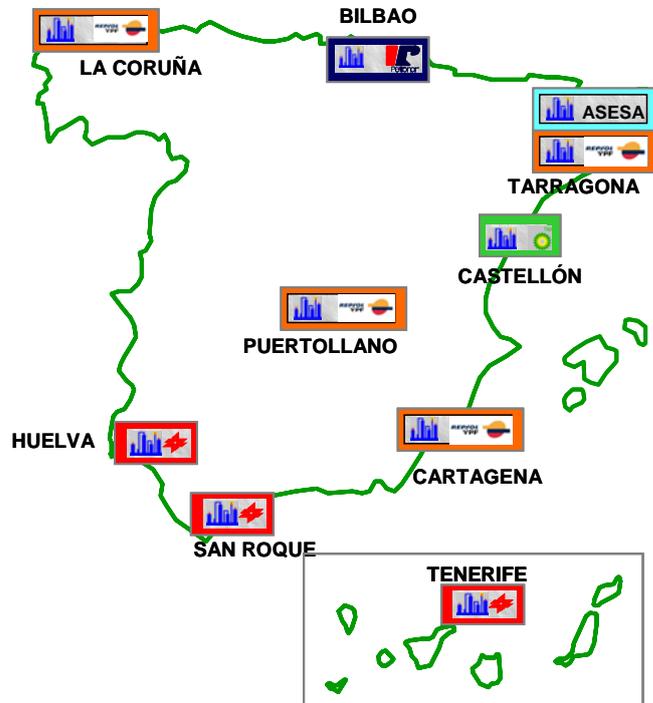
La de gas natural se concentra en cinco campos activos, tres de ellos en Sevilla (El Romeral, El Ruedo y Las Barreras), uno en Huelva (Marismas) y otro en el Golfo de Cádiz (Poseidón). Su producción no alcanza tampoco a cubrir el 1 % de la demanda.

4. Instalaciones de refino de petróleo.

En España hay tres Compañías dedicadas al refino, entre otras actividades del negocio, que son BP España, CEPSA y REPSOL YPF. Estas Empresas operan las diez refinerías de petróleo de nuestro país.

Hay una refinería en el interior de la Península, en Puertollano (Ciudad Real). Las demás están en la costa, como muestra el mapa de la figura 9; en las Islas Canarias, concretamente en Santa Cruz de Tenerife, se encuentra la más antigua (1930) del sistema.

Figura 9. Refinerías de petróleo en España.



Fuente: CNE

La refinería de ASES (Compañía 50/50 CEPSA/REPSOL YPF), en Tarragona, está especializada en la fabricación de betunes (asfaltos). Los demás productos, gases licuados, carburantes, lubricantes e incluso asimismo asfaltos se fabrican en las otras nueve refinerías, que son de carácter más generalista.

El sistema español de refino es moderno y eficiente, y en todas las refinerías se han realizado modificaciones y mejoras, para adaptar su oferta de productos al mercado, cambiante tanto por la naturaleza como por la calidad de los productos que demanda y para mejorar su eficiencia.

Las refinerías se caracterizan tanto por su capacidad, que se mide por las toneladas de crudo que puede tratar la destilación atmosférica, como por su capacidad de *conversión*, que es la transformación de productos pesados (como los distintos grados de fueloil) en otros más ligeros (los carburantes motor). Estas características se expresan en la tabla 9, con la capacidad de conversión en términos de equivalencia con el FCC, un índice usado en el sector.

El refino español es similar por su estructura y por su eficiencia al de la Unión Europea; el programa inversor de los últimos veinte años ha sido análogo, centrado casi exclusivamente en tres objetivos: mejora de la calidad de los productos, aumento de la presión medioambiental y preocupación del propio de refino por reducir sus consumos de energía:

- Calidad de combustibles: La construcción de plantas de tratamiento para desulfurar los combustibles, gasolinas y gasóleos motor, en primer lugar, y el resto de los productos, de acuerdo con las Directivas 1985/210/CEE, 1998/70/CE, 1999/32/CE, 2003/17/CE y 2005/33/CE, entre otras.
- Impacto de las refinerías sobre su entorno inmediato: Directivas 1996/61/CE (IPPC), 1999/13/CE, 2001/80/CE, 2001/81/CE y el Programa CAFÉ en desarrollo

- Mejora de la eficiencia energética. Se ha traducido en la construcción de unidades de cogeneración, es decir de plantas que suministran simultáneamente vapor y energía eléctrica y en el desarrollo del Programa E4. La adopción de estas medidas es especialmente importante, dado que la energía supone alrededor del 50 % del valor añadido en el proceso de refino y la optimización del consumo energético es clave para la economía y la competitividad de la propia instalación, máxime tratando los tipos de crudos como los que se destilan en España.

TABLA 9. Capacidad de las refinerías españolas

COMPañÍA	REFINERÍA	CAPAC. MTm/a	FCC EQ. MTm/a
ASESA	Tarragona	1,1	
BP	Castellón	6,0	1,5
CEPSA	Sta. Cruz de Tenerife	4,5	0,7
CEPSA	Algeciras	12,0	2,7
CEPSA	Huelva	5,0	1,1
PETRONOR	Bilbao	11,0	4,0
REPSOL YPF	Cartagena	5,0	
REPSOL YPF	La Coruña	6,0	3,5
REPSOL YPF	Puertollano	7,0	4,0
REPSOL YPF	Tarragona	1,1	

¿Cómo abastece este sistema de refino al mercado?

El refino trata de adaptarse al mercado nacional, pero debido al desequilibrio entre los crecimientos de la demanda de los distintos productos, en particular el fenómeno de la dieselización del parque automovilístico, el sistema se ve obligado a exportar gasóleos y a importar gasolinas, ambos movimientos en cuantía creciente de año en año. Los rendimientos de los distintos tipos de crudos, como se ha mencionado más arriba, no son los mismos, lo que proporciona un limitado margen para las refinerías, que no impide tener que recurrir al mercado exterior para suplir las diferencias. Esto constituye un nuevo criterio a añadir a los mencionados más arriba para decidir las inversiones a realizar en las refinerías españolas.

La operación en los últimos años y la actual de las refinerías, según se desprende de la tabla 10, refleja un aumento de la tasa de ocupación de las unidades de destilación, que ya ha alcanzado prácticamente su límite técnico, es decir que es necesario construir nuevas unidades de producción de destilados medios en alguna de las refinerías.

TABLA 10. Tasa de ocupación de las refinerías españolas

	2001	2002	2003	2004	2005
Miles de toneladas					
Importación de Crudo	57.007	56.450	57.429	59.409	59.544
Producción Refinerías	57.806	57.882	57.403	59.483	60.310
% Utilización refinerías (*)	90,6	87,9	87,2	90,4	91,6
(*) Relación Producción/Capacidad de destilación					

Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos.

De hecho, las tres Compañías están desarrollando sendos programas de construcción de nuevas plantas de proceso para los próximos años con el objetivo de atenuar este desequilibrio. La tabla 11 resume las actuaciones previstas y el programa inversor.

Básicamente se trata, no de incrementar la capacidad (aunque sí se va a hacer, ligeramente) y sí de responder a los cambios en las calidades de los productos, más respetuosas con el medio ambiente, y de racionalizar el consumo de energía, a la vez que se procura adaptar la oferta de productos a los cambio estructurales de la demanda, básicamente mantener una proporción pequeña de fuelóleos y producir los destilados medios (gasóleos y kerosenos) que cada vez más, como hemos visto, demanda el mercado.

TABLA 11. Respuesta del refino español al mercado cambiante.

ACCIONES PREVISTAS:

- **AUMENTO DE CAPACIDAD DE DESTILACIÓN Y DE LA PRODUCCIÓN DE DESTILADOS MEDIOS :**
 - **AMPLIACIÓN DE UNIDADES DE CRUDO Y NUEVAS DE HYDROCRACKER.**
- **REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE FUELÓLEO: UNIDADES DE COQUIZACIÓN.**
- **AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE DESULFURACIÓN: HDS Y UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.**
- **SEGUIMIENTO DE LOS CONSUMOS ENERGÉTICOS Y NUEVAS UNIDADES DE COGENERACIÓN.**
- **INVERSIÓN TOTAL: 6.000 MM€ ENTRE 2004 Y 2012.**

Fuente:AOP

Este programa tiene implícito un reto, como es la mayor emisión de CO₂ que provocará en las refinerías.

5. Instalaciones de regasificación de gas natural.

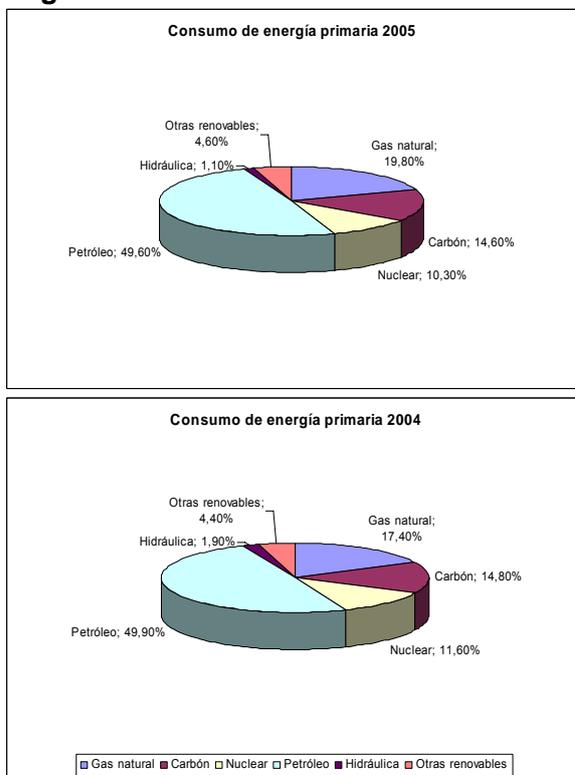
El gas natural tiene una participación creciente en el sistema energético español, y a finales de 2005 su consumo situaba a España en la sexta posición de la UE detrás de los cuatro países grandes y Holanda, todos ellos con una infraestructura más desarrollada, y con más aplicaciones.

Sin embargo, el crecimiento de la demanda nacional es muy importante, debido especialmente al mercado de generación eléctrica, que registra un incremento del 70 % respecto a 2004. En 2004 el consumo total fue de 16.812 miles de tep (ktep), y creció en un 5 % para situarse en 2005 en los 17.703 ktep, lo que comparado con el crecimiento de la demanda de gas da una medida de la cuota creciente de éste.

La cuota de cada fuente primaria de energía y por tanto la del gas natural en el consumo total de España, según el "Boletín Estadístico de Hidrocarburos" de CORES puede verse en la figura 10.

El primer comentario de carácter general a esta figura es que la dependencia de España al petróleo sigue siendo considerable, y por ello los efectos de las circunstancias geopolíticas que le rodean continúan como debilidad intrínseca de nuestro sistema, si bien hay que decir que no ha habido nunca en la historia reciente de España un solo episodio de desabastecimiento, pudiendo por tanto considerarse como una fuente de energía segura. El papel creciente del gas natural en nuestra "tarta" energética es el segundo comentario, y de hecho se puede pensar que es la fuente fósil con más recorrido para crecer, hasta alcanzar participaciones similares al promedio de la U.E. Desde el punto de vista de la seguridad del suministro, no ha habido tampoco desabastecimiento, pese a que, como el petróleo, se trata de una fuente energética originaria de países muy expuestos a los vaivenes de la geopolítica.

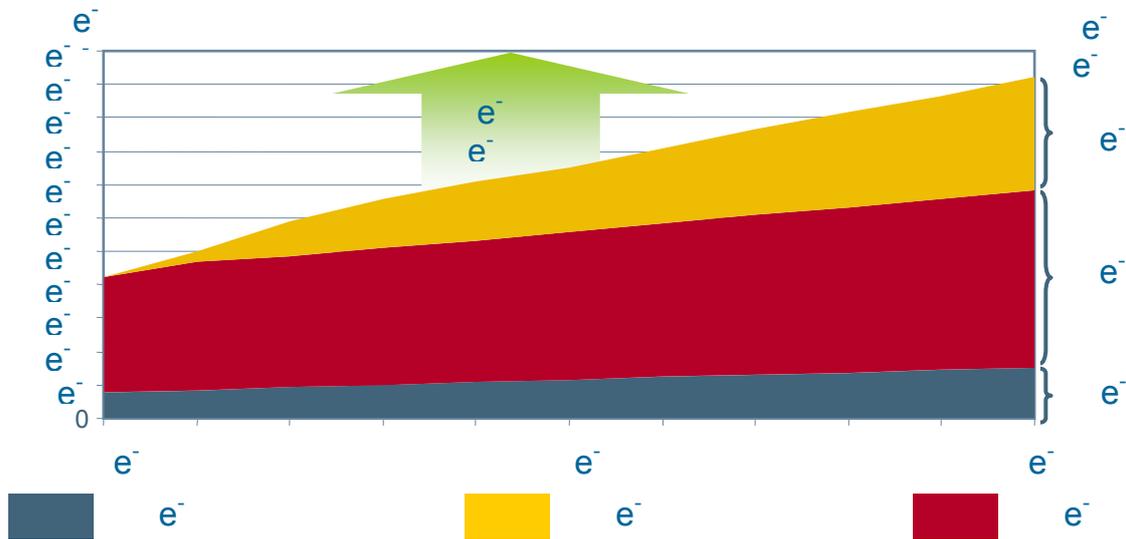
Figura 10. Distribución del consumo de energía primaria en España, 2004 y 2005



Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Por lo que se refiere al futuro inmediato del gas natural, en el periodo 2001- 2011 se prevé que su consumo en España se habrá multiplicado por 2,4, alcanzado los 44 Billones de m³ (Bcm). De hecho, esta previsión está ligeramente superada, dado que ya en 2005 se superó la cota de los 376.000 GWh. El volumen de la demanda estimada para el mercado convencional representará el 67% de la demanda total. Este aumento previsto de la demanda vendrá dado, en especial, por la convergencia gas/electricidad, contemplada tanto desde la generación, como desde la comercialización de servicios energéticos, como muestra la figura 10bis.

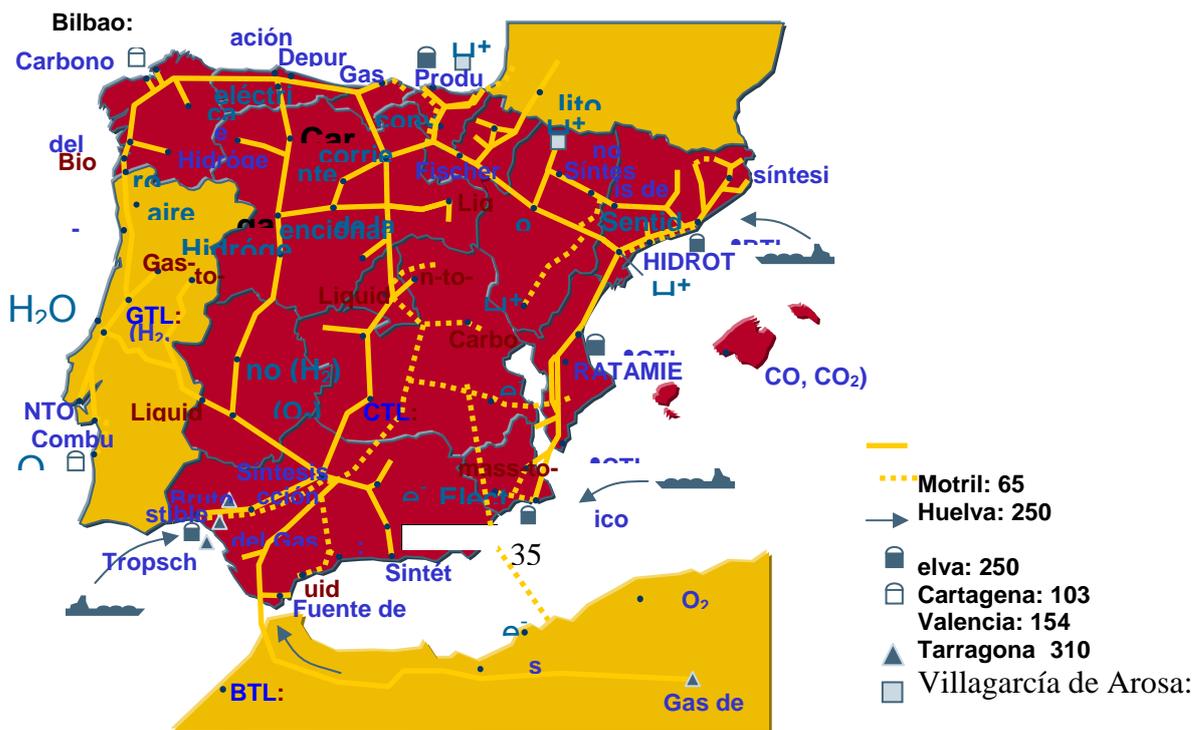
Figura 10bis. Gas natural. Evolución prevista de la demanda en España.



Fuente: Gas Natural

Para abastecer a estas previsiones se está desarrollando una red de distribución muy densa, complementada con las instalaciones portuarias de regasificación para la recepción de los buques cisterna, además de las estaciones de bombeo en las terminales de los gasoductos, de acuerdo con la figura 11 en la que se muestran las mismas.

Figura 11. Gas natural. Plantas de gasificación y red en la Península.



Fuente: Gas Natural

Actualmente la red española está unida a los yacimientos argelinos mediante el gasoducto que atraviesa el Estrecho de Gibraltar, de 2.150 km de longitud, proyecto liderado hace diez años por el Grupo Gas Natural con un coste de 2.500 millones de dólares.

Asimismo, está en fase de construcción otra línea de abastecimiento, calificada por la Comisión Europea como de carácter estratégico tanto para Argelia como para Europa. Se trata del gasoducto MEDGAZ, promovido por CEPSA y Sonatrach, que cuenta además con diversos socios españoles y europeos. Entrará en la Península por Almería, partiendo de Beni Saf en Argelia, con un tendido de unos 200 km bajo el mar, con una profundidad máxima de 2.160 metros. El coste estimado supera los 600 millones de € y se espera empiece a operar en 2009.

En ambos casos se trata de gasoductos que tienen su origen en el desierto del Sáhara, a miles de kilómetros de la costa.

Dentro de la planificación energética del Gobierno figura la construcción en la Península de cerca de 1.200 km adicionales de gasoducto para transporte hasta 2011, con sus correspondientes estaciones auxiliares y redes de distribución regionales y locales.

6. Redes de transporte y distribución de hidrocarburos líquidos

El mercado petrolero español se liberalizó como condición previa a nuestro ingreso en la Unión Europea, y desapareció el monopolio de distribución de petróleos en Península y Baleares. Las instalaciones existentes, que consistían en una red de oleoductos, de terminales portuarios, de factorías de almacenamiento y distribución, y material móvil, pasaron a una Sociedad de nueva creación, la Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH. El acceso al capital social de esta Empresa es abierto, y de hecho está participado por diversas entidades, españolas y extranjeras. Asimismo se crearon nuevas empresas de distribución o se introdujeron en España las que estaban operando en otros países, que continuamente están ampliando sus instalaciones.

Como consecuencia de ello, la red española de transporte y distribución es un sistema moderno y eficiente, abierto a cualquier operador y con unas tarifas competitivas y transparentes. Hay menos obstáculos para el ingreso de cualquier operador que desee trabajar en España que en la mayoría de los países de la Unión Europea.

Las actividades del sistema logístico son las siguientes:

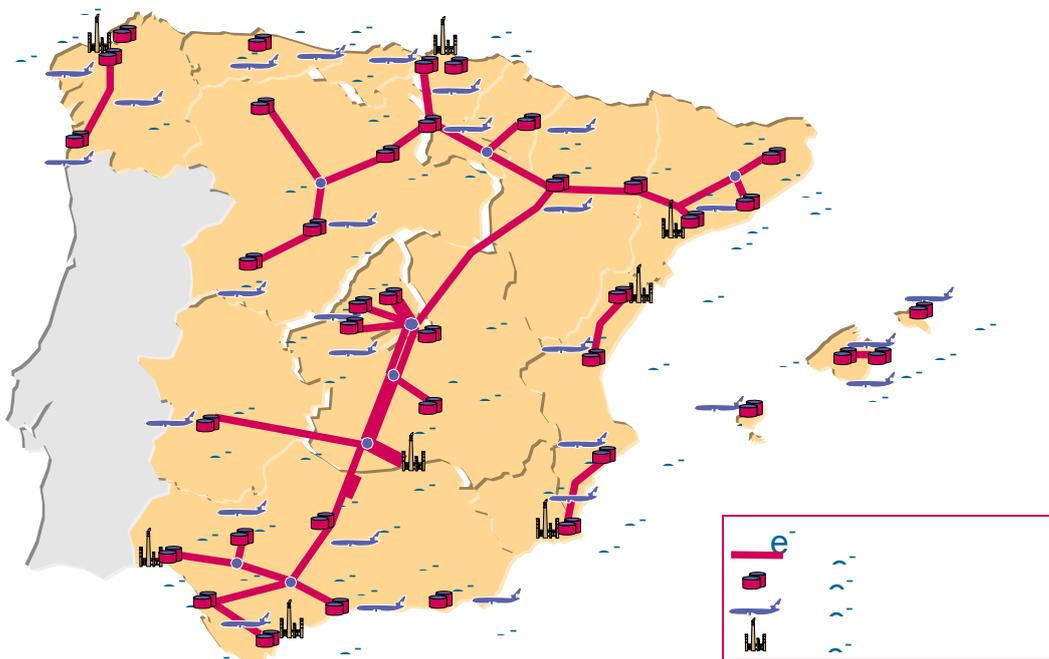
- Recepción, almacenamiento, transporte entre instalaciones y carga en camión cisterna de productos petrolíferos en Península y Baleares (CLH), Las Canarias cuentan con su propio sistema de distribución entre las distintas islas, que está centrado en la de Tenerife, donde se encuentra la Refinería de Cepsa
- Almacenamiento de existencias obligatorias de seguridad
- Servicios de aditivación de calidad y de trazadores fiscales

En España se dispone de una extensa red:

- Existen 49 instalaciones de almacenamiento, de las que 38 son de CLH.
- La capacidad de almacenamiento se establece en 8,1 millones de m³ (de los que 7,8 millones corresponden a productos claros).
- La longitud del sistema de oleoductos, que conectan entre sí, es 3.473 km.
 - Instalaciones de recepción de buques.
 - Refinerías.

- Instalaciones de CLH.
- Otras empresas logísticas.
- Para el suministro a la aviación hay 28 instalaciones con 4 redes de hidrantes en aeropuertos principales.
- Instalaciones automatizadas.
- Sistemas de seguridad y de protección medioambiental modernos y eficaces.

Figura 12. Infraestructura logística del Grupo CLH.



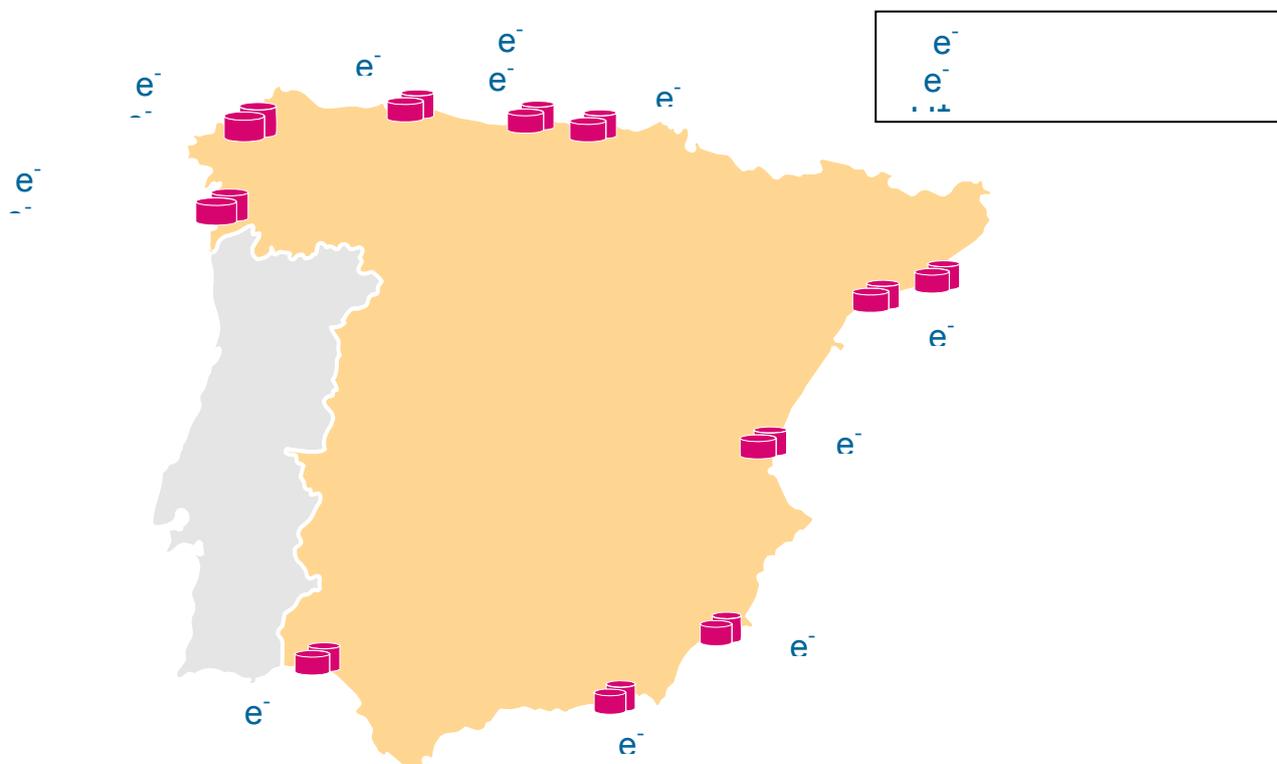
Fuente:CLH

La eficiencia y flexibilidad de la red actual hace que, entre otras características, esté habilitada para realizar las siguientes funciones:

- Los consumidores finales se encuentran en promedio, a menos de 60 km por carretera de una instalación de CLH.
- La disponibilidad de los productos es inmediata en las instalaciones de CLH, a partir de la entrega en cualquiera de las mismas
- Los sistemas de información modernos permiten a los operadores remitir órdenes y comprobar la situación de sus productos “on line”
- El operador no precisa disponer de activos logísticos, y asimismo su responsabilidad medioambiental y de seguridad de los transportes terrestres se ve reducida y asumida por el sistema logístico.

En las figuras 12 y 13 se representan los mapas de los parques de almacenamiento y recepción de productos y los tendidos de los oleoductos que conectan entre sí y con las refinерías peninsulares estos sistemas y los centros de consumo

Figura 13. Infraestructura logística de los otros Grupos.



Fuente:CLH

Existe un ambicioso plan de inversiones para ampliar la capacidad de almacenamiento, tanto de las instalaciones de CLH como de las de los demás operadores y para duplicar prácticamente el eje de oleoductos que vertebra la Península (tramos Rota–Madrid y Tarragona–Lérida–Zaragoza)

En definitiva, el mercado español goza de buena salud y está entre los más abiertos de la Unión Europea.

Estas instalaciones están complementadas con una red de Estaciones de Servicio que cuenta con más de 8.600 puntos de venta, distribuidos por todo el país, Península y Archipiélagos. Debido a que son todos construidos o reacondicionados después de la desaparición del monopolio, la red española de EE.SS. es una de las más modernas, eficientes y seguras de la Unión Europea.

7. Biocarburantes.

Para este análisis se ha utilizado la excelente introducción al caso de los biocarburantes en España del “Análisis del Ciclo de Vida de Combustibles alternativos para el Transporte”, realizado por el CIEMAT mencionado en la introducción, además de diversas referencias del *Department of Energy*, del Gobierno de los EE.UU., DOE y de diversas Asociaciones.

El uso masivo del transporte en la Unión Europea suscita diversos interrogantes, siendo los más importantes la dependencia casi total que tienen los Estados Miembros de hidrocarburos procedentes de regiones inestables políticamente y los efectos medioambientales de su utilización. Las sucesivas reducciones de contenido en impurezas indeseables en gasóleos y gasolinas han eliminado sustancias como el

plomo, el azufre, y reducido otras como los compuestos volátiles, el benceno y los aromáticos, de manera que prácticamente el único efecto nocivo es el derivado de la propia combustión de los hidrocarburos (figura 15). Como consecuencia, el sector del transporte es un gran emisor de gases de efecto invernadero, uno de los principales problemas ambientales en la actualidad. En España el sector origina un tercio de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI), y estas emisiones crecen a un ritmo muy superior al del resto de los sectores.

Uno de los mayores retos ambientales a los que se enfrenta España actualmente es el compromiso de reducción de los GEI asumido por la Unión Europea con la ratificación del Protocolo de Kioto. El sector del transporte no está incluido en la Directiva Europea 2003/87, de Comercio de Emisiones, por lo que su reducción se habrá de llevar a cabo mediante acciones directas sectoriales, ajenas a los mecanismos previstos en la directiva. Por ello se han buscado opciones que traten de reducir la dependencia del petróleo.

Se han estudiado por una parte el automóvil y por otra los combustibles motor: el gasóleo y la gasolina. Entre las soluciones consideradas figuran el diseño de nuevos vehículos, la optimización de los motores, el desarrollo de nuevos propulsores, el cambio de especificaciones en los combustibles, la investigación sobre nuevos carburantes, entre otras.

En relación con algunas de estas alternativas, más adelante se dedican apartados específicos a las pilas de combustible, los carburantes sintéticos, al hidrógeno como combustible, etc. En éste se trata de analizar brevemente los biocombustibles, entendiendo por tales los productos sustitutivos de gasolinas y gasóleos que sean de origen renovable, para su empleo en vehículos automóviles, sin entrar en el estudio de la utilización de combustibles de origen renovable para aplicaciones puramente de combustión (gasóleo de calefacción y similares).

Los biocombustibles son una fuente de energía autóctona, técnicamente viable, que tienen el potencial de reducir las emisiones de CO₂.

La publicación de la Directiva 2003/30/EC relativa a la promoción del uso de los biocombustibles en el transporte ha suscitado un debate importante sobre los beneficios ambientales reales de los diferentes combustibles alternativos a los combustibles fósiles actualmente utilizados en el transporte.

La propia directiva reconoce en sus considerandos que el incremento del uso de los biocombustibles debería ir acompañado de un análisis detallado de su impacto medioambiental económico y social para determinar la conveniencia de este incremento del uso de los biocombustibles frente a los combustibles tradicionales.

Los biocombustibles que se utilizan en la actualidad son alcoholes, en especial el etanol, que se utiliza en las gasolinas y los ésteres metílicos o etílicos de ácidos grasos, para los gasóleos.

Comentaremos por separado las dos familias de biocombustibles: los utilizados para las gasolinas y para los gasóleos. El análisis debe hacerse así, pues los factores de producción y la necesidad del mercado de uno u otro varían para cada país, aunque las ventajas cualitativas para el entorno sean en teoría las mismas.

El bioetanol se obtiene a partir de vegetales que contengan azúcares o materiales que se puedan convertir en azúcar, como el almidón o la celulosa. Se trata de un proceso similar al de la fermentación natural, por lo que las condiciones de operación se consiguen con relativa facilidad.

Los ácidos grasos se fabrican a partir de grasas vegetales o animales reaccionando con un alcohol, como metanol, en presencia de un catalizador en condiciones de baja presión y temperatura. El producto será el éster metílico del ácido

contenido en la grasa (FAME, en sus siglas en inglés). Como subproducto se obtiene glicerina. Si se emplea etanol se obtendrá el correspondiente éster etílico (FAEE). La disparidad de potenciales materias primas para la producción de FAME o FAEE hace que el ajuste de la operación sea más laborioso, pese a la sencillez teórica del proceso, a efectos de conseguir una calidad uniforme, en contraste con la fabricación de bioetanol.

En la UE-25 la producción de bioetanol en 2005 ha sido del orden de 500.000 toneladas y la de biodiesel del orden de 3,5 millones de toneladas. Esta disparidad se explica por el balance de productos europeo, en el que se da el mismo fenómeno ya señalado para España, de excedente de gasolinas y déficit de gasóleo, por lo que el estímulo económico no es el mismo para ambos combustibles. En Brasil y Estados Unidos se da un escenario que es claramente diferente, pues ambos son grandes productores agrícolas de materia prima para bioetanol (de grano y de caña de azúcar, respectivamente), lo que hace que su difusión sea masiva en todo el territorio y su consumo muy elevado, mientras que la producción de biodiesel, por la naturaleza de su parque automóvil, sea incomparablemente menor.

La situación en España es la siguiente:

- España es el país de la UE que más bioetanol consume, pues el que se incorpora a las gasolinas es casi la mitad del total europeo: 200.000 t/a. En casi todas las refinerías españolas se ha construido una unidad de proceso que convierte el bioetanol en etil ter butil éter (ETBE), un producto potenciador del índice de octano de las gasolinas, mediante su reacción con una corriente de gases olefínicos autoproducidos (isobutileno de las unidades de cracking).
- Por lo que respecta al biodiesel, después de grandes esfuerzos por conseguir un producto de calidad homogénea, lo que no ha sido fácil, dada la diversidad de potenciales materias primas, en la actualidad hay varios fabricantes que fabrican un producto de calidad constante y que han establecido acuerdos con diversas Compañías petroleras, por lo que el despegue de su incorporación al combustible consumido es inminente. Hay que esperar en un futuro inmediato un fuerte incremento en su utilización.

Hay que señalar que en las vigentes especificaciones europeas de gasolinas y gasóleo motor (Gasóleo A) se recoge la posibilidad de que hasta un 5 % del carburante sea bioetanol (o etanol) y biodiesel, respectivamente.

En la directiva 2003/30 antes mencionada, se fija como objetivo orientativo para el horizonte 2010 que un 5,75 %, medido en términos de contenido energético, de los combustibles motor consumidos en la Unión Europea sean de origen renovable. En la actualidad este porcentaje está lejos de conseguirse, pero dados los avances en la tecnología de su fabricación en condiciones de calidad (las mismas que las exigidas a los combustibles de origen petrolífero) es un objetivo realista que incluso puede superarse. Adicionalmente, en varios países, entre ellos España, se está estudiando la obligatoriedad de que el producto expendido en las estaciones de servicio contenga biocarburantes, para fomentar su empleo.

Otra cuestión que conviene tener presente es la del precio, que supone una desventaja de los biocarburantes, pues su fabricación es más costosa, y requieren de ventajas fiscales para poder ser competitivos con los combustibles convencionales, aun en tiempos como los actuales de elevados precios de los combustibles derivados del petróleo.

Por último, las consideraciones iniciales que aconsejan la introducción masiva de biocarburantes en el mercado, como son la reducción de emisiones de CO₂ y la seguridad del suministro, al no depender de importaciones procedentes de regiones

políticamente inestables necesitan ser revisadas. La disminución de emisiones existe, pero la dependencia del exterior no se deja de tener. Los materiales utilizados para la obtención del etanol (grano o caña de azúcar de origen Sud América) o del biodiesel (aceites de palma, soja, colza, de origen tropical los dos primeros y Norte de Europa la última) no son autóctonos, por lo que la investigación para producir en tierras de cultivo dentro de España las materias primas necesarias es una prioridad urgente. Con esta investigación se conseguiría dar a la agricultura española una oportunidad para potenciar su actividad.

No se puede dejar de recordar aquí, sólo como mención, una parte esencial de un estudio riguroso de los biocarburantes, que por fortuna se está abriendo ya en España. Se trata del debate acerca de la parte agrícola: empezando con la decisión entre importar los vegetales que se transformarán en biocarburantes o producirlos en el país, para continuar con las argumentaciones acerca de temas tan variados como : terrenos dedicados a “cultivos energéticos”, naturaleza de éstos, relación agricultura con la industria de los carburantes, economía de la operación, papel de la Administración, tratamiento fiscal, etc..

Aspectos ambientales

8. Impacto ambiental de la cadena energética del petróleo y del gas natural

En una primera aproximación, válida para el propósito de este documento, se podría descomponer la cadena energética en tres grandes fases:

- La exploración-producción y transporte de los hidrocarburos.
- La fabricación de los productos comerciales a partir de aquéllos y su puesta a disposición del mercado.
- La utilización de los productos por el consumidor.

En cada etapa hay un posible efecto sobre el medio ambiente, y en cada una se han desarrollado mecanismos para evitar cualquier impacto.

La responsabilidad de los impactos sobre el entorno de las dos primeras etapas, denominadas respectivamente “upstream” y “downstream”, corresponde en rigor, a la Compañía suministradora y la tercera al usuario. Pero como no se trata de atribuir los efectos, sino de estudiar éstos, de forma sucinta se tratará de todas las etapas en lo que sigue.

- En la fase de exploración y producción, primera de esta etapa “upstream” el trabajo consiste en la búsqueda de los hidrocarburos, evaluación de los yacimientos y explotación de los mismos, en caso de que sean económicos. Los impactos ambientales son los de cualquier explotación de recursos naturales en los que se intente extraer algo de la naturaleza. En los últimos años en la Unión Europea y en los Estados Unidos se han hecho grandes progresos en este terreno, de tal manera que los campos petrolíferos están sometidos a la misma normativa sobre emisiones que cualquier actividad industrial. En Europa, en particular, la norma por excelencia al respecto es la Directiva 1996/61/CE (IPPC), que especifica las Mejores Técnicas Disponibles (MTD), o conjunto de prácticas que reducen las emisiones de sustancias consideradas nocivas o indeseables para el medio. Por lo que respecta al transporte de hidrocarburos y concretamente el petróleo crudo, la gravedad de los episodios suele hacer olvidar la rarísima ocurrencia de los mismos, pues realmente no se producen apenas derrames, pero cuando los hay no pasan inadvertidos. En el caso del gas natural, la problemática asociada a su producción y transporte es prácticamente inexistente.
- En las fases de fabricación y distribución de los productos, nos detendremos en el refino. Las refinerías están sometidas a muchas regulaciones, de las que me detendré brevemente en las más importantes:
 - las emisiones generales, que están reguladas por las Directivas de Calidad del Aire y el Programa CAFÉ (“Clean Air For Europe”), que entre otras son la de Grandes Instalaciones de Combustión y la de Techos Nacionales de Emisión,
 - la misma Directiva IPPC para otras condiciones específicas
 - las emisiones de CO₂, gas de efecto invernadero regulado por la Directiva de Comercio de Emisiones 2003/87, derivada de la ratificación europea del Protocolo de Kioto.

- La Directiva más reciente, que afectará a todas las actividades del sector petrolero y gasista, es la 2004/35/CE de responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales. Se encuentra en fase de preparación la Ley española.

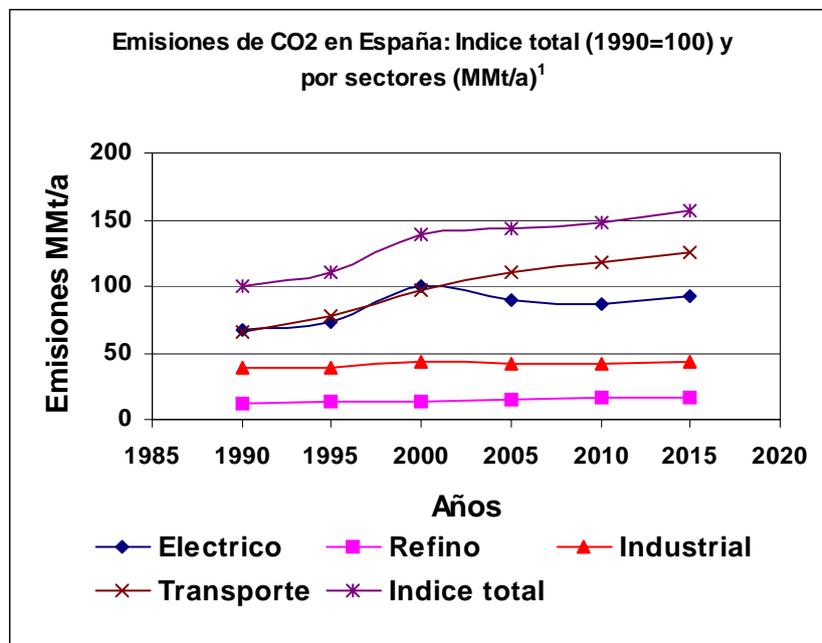
Las emisiones al aire recogidas en el Programa CAFÉ son las de óxidos de azufre, nitroso, y las partículas sólidas. En este momento está en fase de elaboración; tiene un aspecto preocupante para España, que será su coste anual, estimado actualmente en unos 7.000 millones de euros, debido a que aplica los mismos criterios o “estrategias de protección” a todos los países, con independencia de las condiciones iniciales.

La Directiva IPPC ha sido transpuesta a nuestra legislación por la Ley 16/2002, de la que destacaré dos aspectos. La primera característica es que la Ley ha creado una figura; denominada la autorización ambiental integrada, AAI, que se concede a las instalaciones que cumplan con los requisitos previamente dispuestos, negociados entre los titulares de la instalación y la Autoridad Responsable Medioambiental. Para que esas negociaciones estén centradas, existe la segunda característica que destaco, un manual de las Mejores Tecnologías Disponibles (MTD) para cada proceso. Este manual se incluye, para cada sector IPPC, en la propia Directiva, y ha sido traducido al castellano gracias a un acuerdo entre los sectores y el Ministerio de Medio Ambiente. Todas las instalaciones que no cuenten con la AAI en octubre de 2007 no podrán seguir operando a partir de esa fecha.

En el sector del refino, ya están tramitando la AAI las diez refinerías españolas, de las que dos ya disponen de ella, con un año de antelación, por lo que puede afirmarse de ellas que están en la vanguardia medioambiental de Europa.

Por último, el tercer gran elemento de preocupación en el refino es el control de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y, en particular, de CO₂.

Figura 14. Emisiones de CO₂ en España. Evolución prevista.



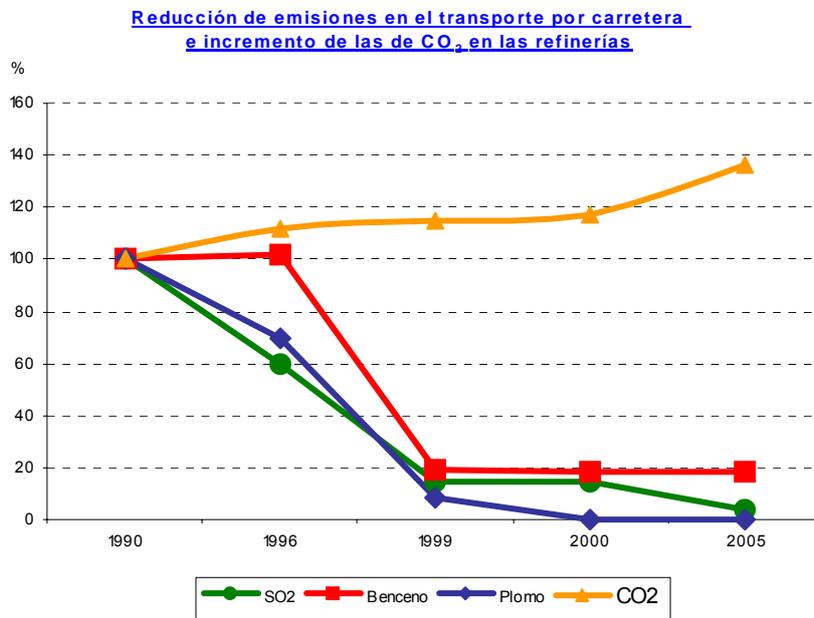
¹ Fuente PRIMES

En la figura 14 se representa la evolución prevista de las emisiones de CO₂ en España, desde el año base 1990 hasta el año 2012, que es el final del segundo periodo cubierto por la Directiva de Comercio de Emisiones. En ella se observa que las producidas por las refinerías españolas se mantienen bastante estables, con un ritmo de crecimiento que es aproximadamente la mitad que el del resto de los sectores industriales y mucho más bajo que las generales del país.

No deja de ser, sin embargo, un problema por el impacto económico que supone y porque, en definitiva, también añaden a emisiones al total nacional.

- En la utilización de los productos por el consumidor encontramos nuevamente el problema de las emisiones. Entre las regulaciones más frecuentes en los últimos decenios han figurado de forma destacada las referidas a la calidad de los productos entregados por las refinerías. Dado que, como ya hemos mencionado,

Figura 15. Evolución de las emisiones de CO₂ y las de contaminantes.



el cliente por excelencia del refino es el transporte, y sobre todo, el tráfico rodado, que en el periodo ha experimentado un desarrollo espectacular, las emisiones contaminantes debidas a él han aumentado proporcionalmente, por lo que el legislador europeo se ha visto obligado a aumentar la severidad de las especificaciones de gasolinas y gasóleos, sobre todo, pero también de otros productos, como los combustibles marinos, (Tabla 12) , y así, pese al aumento del parque automovilista, las emisiones de diversos contaminantes se han reducido o casi anulado, como muestra la figura 14, en la que la contrapartida es el incremento de la utilización de la energía en el refino, habiendo cambiado las emisiones del tráfico por las de CO₂ en refinerías.

TABLA 12. Evolución de la calidad de los productos petrolíferos.

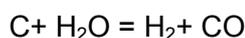
AZUFRE	Unidad	2004	2005	2009
Gasolinas	ppm	150	50	10
Gasóleo A	ppm	350	50	10
Gasóleo B y C	ppm	2.000		1.000
Combustible marino	ppm	45.000		15.000
AROMÁTICOS				
Gasolinas	% peso	42	35	Revisar

Estas reducciones han permitido que los motores de automóviles, tanto de explosión como Diesel se hayan perfeccionado, y con ellos su rendimiento y sus emisiones; se trata de una acción conjunta entre este sector y el de fabricantes de vehículos. En este terreno el esfuerzo ha sido considerable, y pese al crecimiento del transporte todas sus emisiones, excepto las de CO₂, se han reducido drásticamente. Por eso los desarrollos futuros deben encaminarse a la reducción de éstas.

El carbón es el combustible fósil del que hay más reservas, y las que se encuentran más distribuidas en todo el planeta, con todas las implicaciones económico-políticas que ello trae consigo. Parece, por tanto, que así como fue el combustible que alimentó el despegue de la Edad Industrial y el resto del siglo XIX, esté llamado a jugar un papel dominante en el XXI. Sin embargo, su combustión produce más dióxido de carbono que cualquiera de los otros, petróleo y gas natural; se estima que de los 28.000 millones de toneladas de CO₂ antropogénicas anuales, unas 8.000 proceden de la combustión de carbones en plantas de generación eléctrica; además el carbón es origen de otras emisiones indeseables, como son las de óxidos de azufre, nitrógeno y partículas sólidas. Las nuevas tecnologías de control de emisiones de estos tres contaminantes, desarrolladas para los productos petrolíferos dan, o pueden dar, buenos resultados en el caso del carbón. La reducción drástica de las emisiones de CO₂, es por tanto, el objetivo principal de las técnicas que promueven el uso del carbón como combustible. En los dos apartados siguientes se va a tratar de las técnicas más extendidas para la reducción de emisiones de CO₂ de los procesos que lo producen masivamente. Primeramente, de las que reducen sus emisiones, simplemente por un aumento de eficiencia en la combustión y a continuación de las que recuperan el CO₂ inevitablemente generado para evitar su dispersión en la atmósfera.

9. Gasificación del carbón, residuos de refinería y biomasa.

La gasificación del carbón, o de cualquier otro material que lo contenga es un proceso que separa los componentes del mismo, en vez de quemarlos directamente, haciendo uso, básicamente de la reacción química siguiente:



Carbón más vapor de agua en atmósfera reductora a alta temperatura produce hidrógeno más monóxido de carbono (gas de síntesis).

La reacción tiene lugar exponiendo el portador de carbón pulverizado a una corriente de vapor recalentado en atmósfera pobre en oxígeno, por tanto muy reductora, a altas temperaturas y presiones. En estas condiciones, se separa la molécula de carbono de su estructura original, dando lugar a la mezcla del gas de síntesis y los otros gases que resulten de la descomposición de los demás componentes o impurezas del combustible carbonoso. El gas de síntesis se purifica, es decir, se concentra, separándose el hidrógeno del monóxido de carbono, que eventualmente se recicla al proceso o se dedica a las aplicaciones requeridas.

Así, la gasificación ofrece una de las maneras más versátiles y limpias de generar electricidad e hidrógeno. Las primeras plantas experimentales ya están en funcionamiento en varios países y hay quien piensa que esta tecnología será la base del renacer energético del carbón (aunque nunca murió). De hecho, la fabricación de hidrógeno y la sintetización de hidrocarburos pasa por esta tecnología. En las refinerías modernas que, como consecuencia de la virtual eliminación del azufre de los combustibles tienen un elevado consumo de hidrógeno, se obtiene éste a partir de gas natural, normalmente, por esta reacción.

La investigación actual, de acuerdo con los datos que aquí utilizamos, procedentes del DOE, se dirige a diversificar las fuentes de materias primas, tanto de carbones de distintas calidades como otros materiales que lo contengan, por ejemplo, biomasa y residuos industriales o domésticos.

Las ventajas medioambientales se derivan de que gracias a la gasificación las emisiones de contaminantes como son las partículas sólidas y los óxidos de azufre y nitrógeno virtualmente son eliminados de los gases efluentes de la combustión. El azufre, por ejemplo, se reduce a sulfuro de hidrógeno que puede ser separado y convertido en azufre elemental. Por lo que respecta al nitrógeno, se halla virtualmente ausente del gas de síntesis, por lo que el único NO_x que se produce en una central de ciclo combinado de gasificación es el de origen térmico, y en las emisiones en el efluente final se llega a niveles de unas 15 ppm, que utilizando SCR (Reducción Catalítica Selectiva, una tecnología moderna de tratamiento de los humos) permiten rebajar más su concentración final.

La central moderna se diseña para que la combustión se realice usando aire enriquecido en oxígeno, con lo que la concentración de CO₂ en el efluente final es superior y permite una mejor eficiencia en la recuperación, que como más adelante se menciona, es la parte más costosa del proceso de captura y confinamiento, abaratando la operación sensiblemente.

Otra línea de investigación estudia la inclusión de una pila de combustible, o un híbrido turbina de gas-pila para aprovechamiento del hidrógeno separadamente, para alcanzar eficiencias esperadas del orden del 70-80 %, que comparadas con las actuales del 30 %, en el mejor de los casos, de las centrales de carbón, presentan un prometedor incremento en determinadas aplicaciones.

10. Captura y confinamiento del CO₂.

Una solución para evitar la difusión en la atmósfera del CO₂, dado que es inevitable su formación, sería recogerlo y confinarlo en algún recinto estanco. Esta tecnología existe.

El efluente gaseoso de una chimenea de refinería o de una central térmica contiene entre el 10-12 % de CO₂, y si se trata de una central de ciclo combinado de gas natural contiene tan solo del 3 al 6 %. Para una operación eficaz, se debe aumentar esta concentración, separando el gas, lo que se hace con absorbedores con mono- o di-etanol amina y separadores criogénicos, para después inyectarlo en el contenedor. El coste actual, según la fuente de estos datos, que es el DOE, es del orden de 150 \$/tonelada de CO₂, que repercutiría en el precio final de los productos petrolíferos en varios céntimos de euro por litro, y lo hace inviable. Del orden del 75 % de este coste es la captura del dióxido de carbono, y el resto es el almacenamiento, transporte y confinamiento final.

La investigación en este campo estudia, tanto el perfeccionamiento de estas técnicas como el desarrollo de otras, dentro de las cuales merece la pena destacar las siguientes:

- Absorción (química y física).
- Adsorción (física y química).
- Destilación a baja temperatura.
- Membranas de separación de gases.
- Mineralización y biomineralización.

En cuanto al receptáculo del gas se han estudiado diversas estructuras geológicas, y las que son aptas para ello son minas de carbón explotadas, depósitos salinos profundos, pozos de gas natural o de petróleo ya agotados (en los que puede darse el caso de que la inyección de CO₂ proporcione una nueva recuperación de hidrocarburos) y los fondos oceánicos. En todos los casos, excepto el último, se trata de formaciones geológicas naturales en las que ha habido gas, petróleo, salmuera o incluso dióxido de carbono como acompañante durante millones de años, lo que garantiza su estanqueidad.

El primer objetivo de la investigación en este otro terreno es la comprensión y predicción del comportamiento del CO₂ en estas cavidades, y los cambios en su estructura física y química que se puedan inducir, para que el proceso sea seguro, medioambientalmente correcto y no perturbe las características geológicas del reservorio. Sólo en los EE.UU., la recuperación de crudo gracias a la inyección de CO₂ supone, según cifras del DOE, unos 32 millones de toneladas anuales, lo que mejora la economía del proceso de forma sensible. La clave de la inyección, desde el punto de vista de la estanqueidad, es no superar la presión original que existía en la cavidad.

Entre las formaciones alternativas que se estudian, en las minas de carbón abandonadas el CO₂ inyectado desprende el metano adsorbido en el carbón restante, actuando por tanto también como recuperador de hidrocarburos y mejorando la economía de la operación. Este extra valor añadido no se obtiene en las inyecciones en depósitos salinos profundos que, por otra parte, son más frecuentes que los casos anteriores. A escala industrial, la Compañía petrolera noruega Statoil está inyectando aproximadamente 1 millón de toneladas de CO₂ anuales en un domo salino próximo a su yacimiento de gas "off-shore" de Sleipner West Heimdel. Esta cantidad es aproximadamente el 75 % de la emisión de una refinería española, o la emisión de una central pequeña de carbón (150 MW).

Otra línea alternativa de investigación explora el hecho de que el CO₂ es soluble en el agua marina, y se piensa que las cantidades que se absorben por los mecanismos naturales, que son considerables, se transportan al fondo del océano, pero la cinética de la operación, que se cree muy lenta, aun no está lo suficientemente bien comprendida para ser utilizada como mecanismo de eliminación. También hay posibilidades en el terreno de la bioquímica marina, inyectando el CO₂ junto con



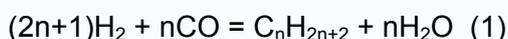
nutrientes, para, en regiones de baja concentración de clorofila, incentivar el desarrollo de fitoplancton, aunque se trata de escenarios más delicados debido a que pueden originarse consecuencias biológicas imprevisibles.

Nuevas tecnologías

En este apartado se trata de dar una idea de las tecnologías que, de acuerdo con la perspectiva actual, están llamadas a jugar un papel destacado en el siglo XXI, en el marco de la utilización de los combustibles fósiles. Dado que el mayor problema es el de las emisiones del transporte, en soluciones a éste se centran las tecnologías que brevemente se tratan: la fabricación de combustibles sintéticos que, siendo similares a los actuales, van a generar similares emisiones, si su origen es fósil. Sin embargo, se trata de obtenerlos de orígenes renovables. La segunda técnica a mencionar en este apartado será la pila de combustible, que tratamos con ese realismo que venimos invocando desde el principio: es decir, es algo que existe, pero que aun tiene problemas prácticos que resolver antes de permitir una difusión masiva. Se concluirá con un breve comentario sobre la, hoy por hoy, soñada “economía del hidrógeno”.

11. Obtención de combustibles líquidos sintéticos.

La base para la obtención de hidrocarburos y, en particular, combustibles líquidos sintéticos es el proceso conocido como *síntesis de Fischer-Tropsch*, que en definitiva es la explotación industrial de la serie de reacciones químicas siguientes:

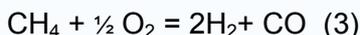


Hidrógeno reacciona con monóxido de carbono para producir un hidrocarburo parafínico de cadena lineal, es decir sin ramificaciones, enlaces múltiples, ciclos ni anillos y, como subproducto, agua.

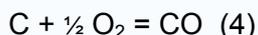
La reacción (1) va precedida de las que figuran a continuación, para la obtención del hidrógeno y el monóxido de carbono iniciales; se obtienen, bien por gasificación de carbón, con la misma reacción que en el caso anterior hemos expuesto:



bien por oxidación parcial de metano:



Como se trata de reacciones endotérmicas, la aportación de energía se realiza añadiendo aire para aportar el oxígeno que se necesita para la combustión parcial:



La mezcla monóxido de carbono e hidrógeno (reacción 3) es el mismo que ya hemos mencionado en el apartado 9, el llamado *gas de síntesis*, (*gas de agua y gas pobre*) que se utilizó en su día como gas ciudad, como combustible para motores, el *gasógeno* y, en cualquier otra aplicación como combustible de baja calidad, por su escaso poder calorífico.

En la actualidad la sección de concentración del hidrógeno, separación del monóxido de carbono y reciclado de éste, es uno de los puntos clave de la economía del proceso. Los hidrocarburos resultantes (C_nH_{2n+2} de la reacción 1) son los hidrocarburos sintéticos, el producto final de la reacción Fischer-Tropsch.

El producto obtenido presenta una calidad excelente. En la tabla 13 se comparan algunas características con las del gasóleo medio de la UE.

Tabla 13. Propiedades de los gasóleos sintéticos

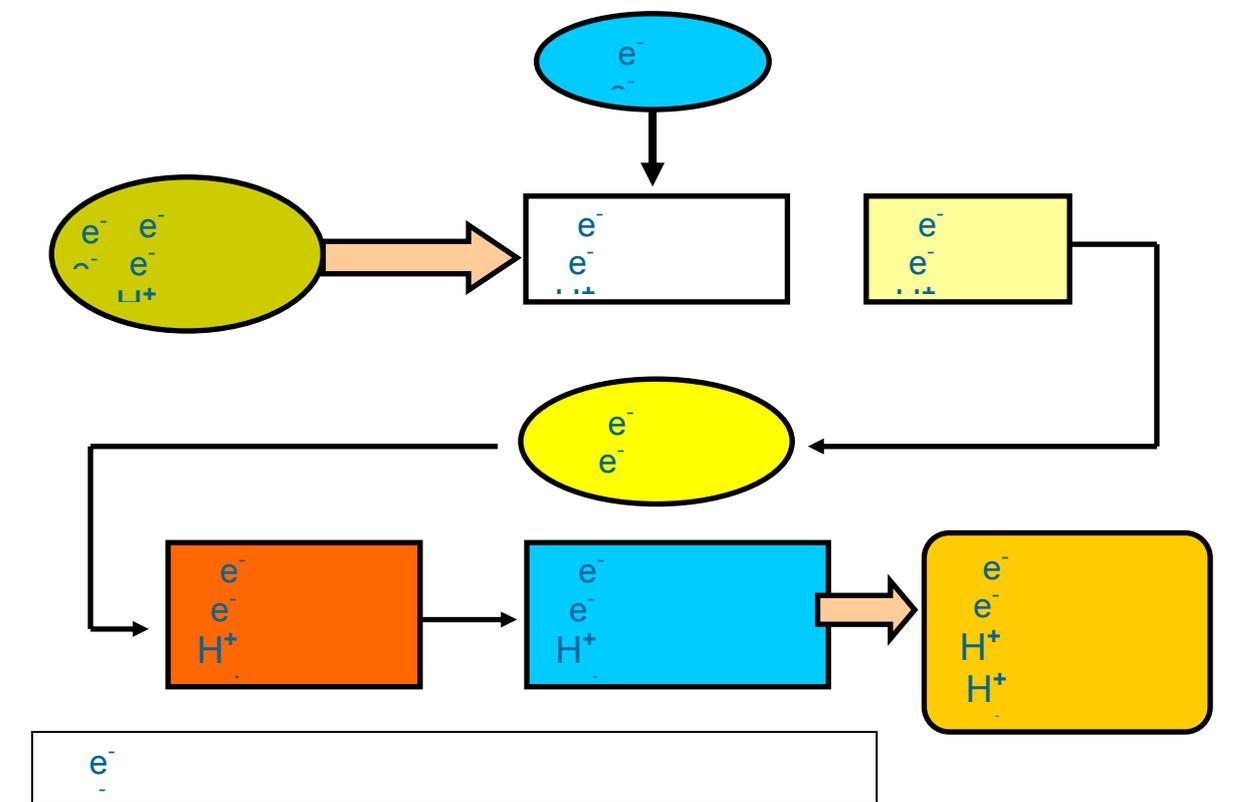
	Unidad	GO Sintético	GO medio U.E.
Densidad	Kg/l	0,77	0,84
Relación H/C	Mol/mol	2,10	1,83
Poder calorífico	MJ/Kg	43,8	43,0
Número de cetano		> 70	52-53
Azufre	ppm	< 1	10-50
Hidroc. Aromáticos	%	< 1	

Fuente: Alliance for Synthetic Fuels in Europe (ASFE)

El resto del proceso se dedica en sus etapas iniciales a la preparación de los reactantes de la síntesis de Fischer-Tropsch y, en las finales, a la depuración de los productos obtenidos y optimización de la reacción, de acuerdo con el esquema de la figura 16.

Figura 16. Esquema del proceso de obtención de hidrocarburos sintéticos.

Fuente: ASFE



Este proceso fue ideado en los años 1920 por los investigadores alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch, como avance y perfeccionamiento del conocido de la obtención del gas de síntesis, que a su vez había sido utilizado durante el siglo XIX para la fabricación del gas ciudad en las poblaciones importantes en todo el mundo.

En Alemania este proceso se utilizó extensivamente durante la Segunda Guerra Mundial, motivado por el bloqueo al acceso a los suministros de petróleo impuesto al país durante la contienda, y permitió al país, que contaba con importantes yacimientos de carbón, la fabricación de combustibles para abastecer a todos los vehículos. Después de la Guerra Mundial, y por unas razones similares de bloqueo económico (debido a la política del apartheid), se utilizó en la República Sudafricana, país también rico en carbón, pero escaso en petróleo y gas natural.

El producto que se obtiene en este proceso es un hidrocarburo líquido: en realidad, no es exagerado afirmar que se puede conseguir una cadena de hidrocarburo del número de átomos que se desee, lo que permite construir el producto a la medida. Dadas las características de las cadenas, que son parafinas lineales, el producto más indicado para fabricar es el gasóleo motor. En efecto, el número de octano de las gasolinas es más bajo, a igualdad de átomos de carbono en la cadena, cuanto menos ramificada sea la parafina (es decir, las iso-parafinas tienen mejor octano que sus isómeras n-parafinas). Sin embargo, con el gasóleo motor ocurre lo contrario, resultando por tanto más atractivo el proceso en mercados en los que los vehículos con motorizaciones diesel sean los predominantes, es decir, en la Unión Europea y no en los Estados Unidos.

Este proceso presenta dos inconvenientes importantes íntimamente relacionados. Uno es su coste energético, el otro sus emisiones de dióxido de carbono. Por eso en la actualidad no se está aplicando extensamente a escala industrial. El futuro de esta tecnología, sin embargo, no es tan oscuro. Dado que se trata de un proceso flexible, en el que la materia prima tiene que proporcionar el carbono y el hidrógeno necesarios para la reconstrucción de los hidrocarburos, cabe la posibilidad y de hecho ésta es la dirección de la investigación actual, de que la alimentación sea biomasa, con lo que el saldo de CO₂ emitido no sería oneroso para la instalación. En la figura anterior el producto obtenido se denomina con las siglas en inglés del nombre del proceso: CTL, GTL, BTL significan respectivamente Carbon, Gas. Biomass-to-liquid, en función de la fuente de carbono e hidrógeno utilizada.

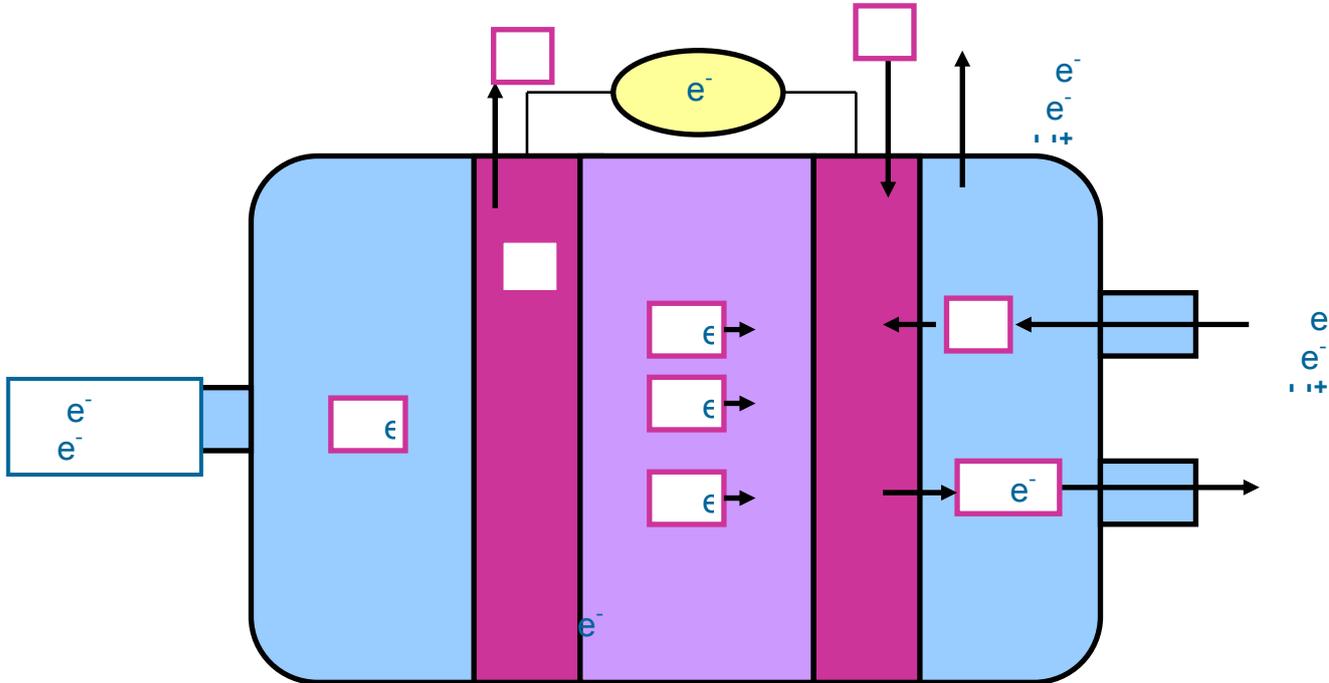
En la actualidad hay operando plantas GTL de unas 700.000 Toneladas /año de capacidad y se encuentran en fase de construcción y de proyecto otras doce, de diseños varios (GTL, BTL, CTL), con una capacidad de producción total de unas 30 millones de toneladas anuales de destilados medios en Australia, Sudáfrica (parte del abastecimiento de keroseno al aeropuerto de Johannesburgo es de origen sintético), Asia, Argelia, Qatar y China, de distintas Compañías petroleras multinacionales (Shell, Marathon, Chevron, ExxonMobil, etc.).

12. Pilas de combustible.

La pila de combustible es un generador eléctrico alimentado por hidrógeno.

Su esquema simplificado se muestra en la figura 17. Consta, como todas las pilas, de sus polos, ánodo, y cátodo separados por un electrolito, o medio que permite el paso de la corriente entre ambos polos, en el sentido ánodo-cátodo. Su principio operativo fue descubierto en 1838 por el químico alemán Christian Friedrich Schönbein y descrito en la literatura científica de la época, lo que permitió en 1843 la construcción del primer prototipo por el británico Grove. Hasta 1959 no se fabricó una pila estacionaria que generaba 5 KW, utilizando oxígeno e hidrógeno comprimidos como reactantes e hidróxido potásico como electrolito.

Figura 17. Esquema de la Pila de Combustible.



Fuente: Gas Natural

El principio de su funcionamiento es simple: el hidrógeno se difunde en el lado del ánodo, disociándose cada átomo en un electrón y un protón; estos pasan a través del electrolito, que es impermeable para los electrones, por lo que se ven forzados a circular por el circuito exterior a la pila, es decir, generando una corriente eléctrica, que vuelve al cátodo, situado en una corriente de aire (oxígeno), donde reaccionan con los protones y el oxígeno, produciendo agua como resultado del proceso. La corriente externa así generada acciona una carga eléctrica (motor u otro dispositivo), produciendo por tanto una energía que no libera como subproducto nada más que agua.

Las pilas de combustible no están limitadas por las restricciones de eficiencia del ciclo de Carnot, pues su operación no es la de un ciclo térmico. Se suele decir erróneamente que las pilas de combustible están fuera de las leyes de la Termodinámica; lo correcto es decir que las limitaciones impuestas por el segundo principio a su operación son menos restrictivas que las que afectan a los demás sistemas de conversión de una forma de energía en otra. El resultado es que la pila de hidrógeno alcanza elevadas eficiencias porque convierte energía química en energía eléctrica, sin apenas intervención de la térmica, y por tanto las pérdidas serán insignificantes.

Se han construido ya pilas de hidrógeno de este tipo con potencias suficientes para mover vehículos de elevado peso. En Madrid y en otras ciudades, españolas y extranjeras, hay programas piloto y de demostración con autobuses del servicio público accionados por pilas de combustible.

La eficiencia, en primer lugar, y la vida, en segundo, de la pila son muy sensibles a la temperatura, pues por encima de los 80-90° C se deterioran rápidamente, por lo que la investigación hoy se ocupa, además de la escala de los equipos, de encontrar pilas "más frías".

Por tanto, si bien la pila es hoy por hoy una prometedora motorización, sin los inconvenientes de las emisiones de los motores convencionales, pues el único producto emitido por el tubo de escape es agua, líquida o vapor, es una tecnología que mantiene cuestiones importantes por resolver. Además de la investigación “teórica” y académica, las mayores inversiones en I+D en el terreno de las pilas de combustible las están realizando las Compañías fabricantes de automóviles. Para ello están impulsadas por la legislación, y los compromisos de ella derivados de la misma de “vehículos de emisión cero”. La adaptación de los vehículos actuales a la pila de combustible es uno de ellos, que prácticamente está resuelto, pues en realidad se trata de un vehículo en el que el grupo motriz es un motor eléctrico, cuya energía es generada in situ, y por tanto no necesita baterías de acumuladores, pero con la salvedad de los depósitos de hidrógeno, que desde el punto de vista de la seguridad es una parte del sistema que merece una consideración atenta. La cuestión más importante es el origen del hidrógeno.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el Universo, y en la Tierra constituye un componente fundamental de dos especies abundantes: el agua y los hidrocarburos. Su obtención es la cuestión más relevante.

13. Transición hacia la economía del hidrógeno.

En los tiempos actuales, en los que, de acuerdo con los postulados iniciales (existencias escasas de combustibles fósiles, cambio climático e inestabilidad geopolítica del suministro) se buscan alternativas que no pasan por un cambio de modelo en la economía de la energía, se considera cada vez más la utilización del hidrógeno como “vector energético”.

La Comisión Europea en el otoño de 2002 propició la creación del llamado *Grupo de Alto Nivel sobre las Tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de Combustible* con el objetivo de obtener de él una propuesta para avanzar hacia un futuro marco energético sostenible. La propuesta ofrecía un itinerario coherente de la transición desde el actual marco energético, con la fuerte dependencia de los combustibles fósiles de todos conocida, hacia otro modelo sostenible, basado en energías renovables, en el año 2050. Se trata de buscar otras aplicaciones, ya conocidas pero no difundidas, del hidrógeno: en definitiva de “transformar” el hidrógeno, que es ahora un producto industrial, en un producto energético.

En primer lugar, para enmarcar el estudio, el Grupo de Alto Nivel asumía a priori que la transición se iba a efectuar sobre las bases de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible, lo que apartó a otros sectores de las discusiones del Grupo, e introdujo posiblemente un cierto sesgo determinista al proyecto desde su origen. Con esta salvedad, se trata de un buen documento para el propósito de este Grupo 19 en tanto que marca los pasos que habrían de seguirse, los problemas de tipo teórico y práctico que hay que afrontar, las soluciones a los mismos y establece un calendario, verosímil dentro de un cierto optimismo, para la transición. En resumen, es una propuesta posibilista.

El análisis de la propuesta es lo que se quiere discutir aquí.

El estudio del Grupo de Alto Nivel diseña un trayecto entre los años 2000 y 2050, señalando hitos y estudiando dos ámbitos de actuación: el hidrógeno, su producción, distribución, utilización, y las máquinas que lo consumirán, motores, pilas de combustible (especialmente, dado el sesgo que hemos advertido antes).

En las primeras décadas de la transición no se rechazan los combustibles fósiles para obtener el hidrógeno. No contempla hasta 2030-2040 las energías renovables

como fuente de producción ni se preocupa por la obligada emisión de CO₂, estipulando que su captura y confinamiento se habrán resuelto hacia 2015-2020. Es un escenario que enlaza con la realidad presente, pues actualmente el 99 % de la producción mundial de hidrógeno (que es del orden de 500 Giga Nm³/año) se obtiene a partir de hidrocarburos, especialmente gas natural, lo que implica la existencia de tecnología probada. Esta producción mundial, si se considera al hidrógeno como producto energético, es decir, el objetivo planteado como final del itinerario, supone el 1,5 % de la demanda mundial de energía a los consumos de hoy. Dado que la demanda del transporte supone aproximadamente una tercera parte del consumo energético mundial, si sólo se abasteciera a este sector, se debería multiplicar por un factor de 20 la producción actual.

La producción exclusiva a partir de renovables y de la nueva tecnología nuclear se realiza a finales del periodo, a partir de 2035-40. Los nuevos reactores nucleares de alta temperatura (HTGR) están en fase de desarrollo, porque después de la década de 1970, en la que se pusieron cuatro reactores en funcionamiento se ha producido el parón generalizado, y hasta los próximos años 2008 y 2009 no entrarán en servicio dos nuevas plantas de media capacidad (400 MW en Sudáfrica y 600 MW en Rusia, respectivamente).

Por lo que respecta a los modos de transporte y distribución del hidrógeno, se inicia el proceso con pequeñas redes locales, transporte por carretera, o transporte de la energía primaria empleada en su producción (hidrocarburos, si se obtiene por reformado, electricidad si es por electrolisis). Por tanto, parece que será más eficiente transportar gas natural a los puntos de producción de H₂, que distribuir éste, hasta 2020, para más tarde, entre 2025 y 2030 plantear la distribución por una amplia red de gasoductos. Debe discutirse la posibilidad de tender la red de "hidrogenoductos", de la misma manera que hay una red eléctrica que, con independencia de su generación ofrece en el punto de consumo una energía limpia: tal debería ser el caso para el hidrógeno como portador de energía. Las redes de gasoductos actuales, dado que el gas natural se seguirá utilizando durante esta fase y que además, y sólo por consideraciones de presiones de diseño y de trabajo (sin entrar en análisis de idoneidad de materiales) su capacidad se vería seriamente disminuida, deberán ponerse en cuestión.

Por lo que respecta a los grupos motores, el único medio que se considera a partir de 2008-2010, salvo una breve mención en los años actuales al motor de combustión interna, es la Pila de Combustible. Esta es posiblemente la mayor limitación del trabajo del Grupo de Alto Nivel, pues no parece razonable descartar los motores, por las ventajas comparativas que presentan:

- Se trata de una tecnología probada y por tanto, con un elevado grado de sofisticación, muy perfeccionada y económicamente optimizada. Los motores actuales de combustión interna alimentados por hidrógeno, derivados en su día de los convencionales han desarrollado un tecnología específica que produce eficiencias elevadas. No tienen el atractivo de una "revolución", pues son simplemente una "evolución"...
- La energía que demanda el transporte es mecánica, para la propulsión, que es la que entregan directamente los motores. Las Pilas, por el contrario, producen energía eléctrica que debe convertirse en mecánica; esta transformación es de alta eficiencia, pero sin duda supone una complicación adicional.

- Las pilas de combustible se han utilizado mayoritariamente en microaplicaciones, con éxito, pero su empleo en grandes equipos de producción masiva supone un salto que no va a ser inmediato

Se debería concluir que, aunque las propuestas del Grupo de Alto Nivel son coherentes, no deben tomarse como axiomáticas. El exceso de atención prestada a lo que tenemos a la vista nos impide en muchas ocasiones buscar lo que no se ve, por lo que es recomendable realizar acciones de prospectiva amplia que permitan, si no cuantificar en principio, sí identificar alternativas que diferencien la realidad posible de la deseable.

Conclusiones

14. Síntesis.

A lo largo de este trabajo se han analizado someramente varias de las características más destacadas de los combustibles fósiles más importantes (con la notable salvedad del carbón, cubierto por otro sector dentro de este Grupo de Trabajo XIX), es decir, el gas natural y el petróleo, desde las perspectivas siguientes:

- Disponibilidad. Cuantía y ubicación de las reservas de estas fuentes energéticas, sin entrar en consideraciones de tipo geopolítico ni en previsiones de costes, ni ejercicios de prospectiva u otros, fuera de una evaluación técnica.
- Utilización. Visión desde el lado de la demanda y de nuevo con una limitación importante, en este caso, considerando exclusivamente las aplicaciones como fuentes energéticas del gas natural y del petróleo, es decir excluyendo su utilización como materias primas para industrias derivadas, petroquímica u otras. Para ello, dado que se han revisado las demandas mundial y nacional, en el caso de ésta se han descrito las infraestructuras (abastecimiento, tratamiento, refinado y distribución) en España. También se han contemplado ligeramente los productos que pueden complementar o sustituir a nuestros protagonistas, en especial en el transporte, que es hoy en día el primer cliente del petróleo.
- Impacto medioambiental. En este apartado destaca como principal preocupación el efecto del dióxido de carbono sobre el calentamiento global; ello, una vez que se han reducido y casi anulado los efectos de contaminantes como el azufre, el plomo, el benceno, cuya cuasi eliminación de gasolinas y gasóleos dedicados al transporte es un hecho en los países más desarrollados, y se está produciendo paulatinamente en el resto del mundo. El gas natural es mucho menos agresivo con el medio, por lo que su impacto se ha tratado de acuerdo con este hecho.

Por último, se ha concluido con un ligero repaso a las tecnologías emergentes que aparecen hoy por hoy con mejores perspectivas de resolver las cuestiones suscitadas en los apartados previos.

De acuerdo con lo que se ha enunciado más arriba, derivadas del texto y ciñéndonos a él, se van a establecer unas conclusiones, sin ánimo exhaustivo.

15. Conclusiones.

- Los combustibles derivados del carbono, gas natural y petróleo, seguirán siendo las más importantes fuentes energéticas en el siglo XXI, cuyo declive no se apreciará hasta bien entrada su segunda mitad.
- Esto es así, porque su facilidad de empleo, desde su producción hasta su empleo por el usuario final, es la más simple y económica.
- Las reservas naturales de ambos están concentradas en pocas regiones del mundo.
- En la Unión Europea y en España, debido al agotamiento o a la inexistencia de recursos en estas fuentes, respectivamente, el problema de la dependencia es más acusado.

- Los problemas medioambientales más importantes son los derivados de la generación de CO₂, que probablemente y debido a su complejidad se resuelva no por un procedimiento único, sino aplicando un conjunto de soluciones.
- La más destacable es el uso racional de la energía. Así se hace ya en la industria, y esta cultura deberá extenderse a toda la sociedad. Es una solución parcial, pues el consumo de energía es consustancial con el desarrollo humano, en todas las sociedades; acompañar el aumento de eficiencia energética por otras soluciones, es el más importante desafío que el profesional tiene hoy en día.
- Entre las técnicas complementarias al ahorro energético, se mencionan como más prometedoras la captura y confinamiento del CO₂ y el empleo de fuentes renovables (biocombustibles para el transporte, generación eléctrica solar, eólica, biomasa, otras). Se espera que contribuyan a la resolución o al menos a la reducción del ritmo de aumento del problema. Son medidas relativamente muy costosas, en general, al día de hoy.
- La investigación actual se dirige básicamente en dos líneas:
 - La primera lleva implícita la suposición de que se habrán resuelto los problemas del exceso de emisiones de CO₂ y se dedica a la producción de hidrocarburos sintéticos y a mejorar la eficiencia en la generación eléctrica: la tecnología ya probada de las centrales GICC aparece como destacada y fiable.
 - La segunda, propone la sustitución de los hidrocarburos por renovables y por el hidrógeno, para su uso en la pila de combustible. La producción de éste se enmarca también dentro del problema del dióxido de carbono.
- Hay campos de investigación muy prometedores, y no está en absoluto agotado el panorama con esta rápida perspectiva.

TABLA DE EQUIVALENCIAS Y UNIDADES.

En el texto se han considerado explícita e implícitamente las siguientes equivalencias y factores de conversión:

Crudo de petróleo.

1 tonelada equivale a 7,33 barriles, o a 1,165 m³.

1 barril equivale por tanto a 0,1364 toneladas, o a 0,159 m³, es decir 159 litros.

1 barril por día equivale a 49,8 toneladas por año.

Productos petrolíferos.

Un barril supone en toneladas, las siguientes:

GLP: 0,086

Gasolina: 0,118

Keroseno: 0,128

Gasóleo: 0,133

Fuelóleo: 0,149

Gas natural.

10³ millones de m³ equivalen a 0,90 millones de tep o 6,29 millones de barriles equivalentes de petróleo

Unidades de medida.

1 barril es 159 litros

1 m³ es 6,2898 barriles.

1 KWh equivale a 860 Kcal o a 3600 KJ

Prefijos:

1 Mega= 10⁶

1 Giga= 10⁹

1 Tera= 10¹²

CONTENIDO DEL ÁREA DE TRABAJO

“PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

DEL G7 19 “EL CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO” DEL

8º CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

CONAMA 8

PARTICIPANTES

Relator

José María Marcos Fano

Institución Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)

Colaboradores Técnicos

José Manuel Trabado

Institución ENDESA

Dustin Gray

Institución ENDESA

Carlos Vila

Institución UNION FENOSA

Félix Pérez Beltrán

Institución URBASER, S.A.

Magdalena García Mora

Institución ACCIONA

Gracia Corrales

Institución ACCIONA

Clemente Prieto

Institución IBERDROLA

Carlos Gascó Travesedo

Institución IBERDROLA

Carlos Fernandez Briones

Institución IBERDROLA

Sonia Blanco Murcia

Institución Hidrocantábrico

Ana Álvarez Arias de Velasco

Institución Hidrocantábrico

CONAMA 

CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
CUMBRE DEL DESARROLLO SOSTENIBLE

Guillermo D'Alessio

Institución **Hera Holding**

Manuel Ibañez

Institución **Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)**

J. Enrique Martínez Pomar

Institución **APPA**

Participantes Técnicos

Anna LLobet

Institución **CESPA-FERROVIAL**

Ismael González

Institución **AEEE**

José M^a Álvarez

Institución **VIESGO**

**GRUPO DE TRABAJO 19, “CICLO INTEGRAL
ENERGÉTICO”**

“CICLO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

Índice del documento

Introducción. José María Marcos (UNESA)

El Carbón en la generación eléctrica. José Manuel Trabado y Dustin Gray (ENDESA).

El Gas Natural. Carlos Vila (UNION FENOSA).

La Biomasa. Félix Pérez Beltrán (URBASER, S.A.).

La energía Hidroeléctrica: Calidad y Garantía. Clemente Prieto (IBERDROLA).

La energía Eólica: con el viento a favor. Carlos Gascó Travesedo (IBERDROLA).

La energía Solar: Magdalena García Mora (ACCIONA).

Integración del sector siderúrgico en el ciclo de producción de energía eléctrica. Sonia Blanco Murcia y Ana Alvarez Arias de Velasco (H. Cantábrico).

Valoración de residuos mediante plasma. Guillermo D’Alessio (Hera Holding)

La energía nuclear. Manuel Ibañez.(UNESA).

INTRODUCCION¹

La energía sigue siendo, en el umbral de 2005, uno de los grandes temas de interés de los ciudadanos y de los gobiernos. Tanto por la exigencia de su disponibilidad y seguridad de suministro a un coste razonable como por la preocupación de la conservación de nuestro entorno, la energía es un elemento básico para la consecución de un desarrollo sostenible y una cuestión determinante de las políticas económicas e industriales y para la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos.

La sociedad necesita realizar una profunda reflexión acerca de la influencia decisiva que la energía tiene en su progreso, en la integración de las necesidades económicas de crecimiento, de las exigencias sociales de bienestar, las tecnológicas de suministro eficiente y las medioambientales de conservación.

La energía constituye una cuestión esencial para la sociedad, a través de la liberalización de los mercados, la garantía de suministro y las nuevas tecnologías, para poder ofrecerla al consumidor en condiciones adecuadas en cantidad, calidad y precio.

Sabemos que casi un tercio de la humanidad, unos dos mil millones de personas, no tienen acceso alguno a las formas avanzadas de energía, esto es, a la electricidad y los combustibles líquidos y gaseosos, ni por consiguiente a las tecnologías que los utilizan. El 20% de la humanidad consume el 80% de la energía.

Se nos advierte en el Libro Verde de la Comisión Europea de la preocupación sobre la seguridad de suministro en Europa y de nuestra dependencia energética, que para el conjunto de los países de la Unión Europea ahora ronda el 50% y que se estima estará en el entorno del 70% dentro de unos 20 o 30 años, siendo esta situación aún más preocupante para España.

El Sector energético y el eléctrico vuelven a estar de plena actualidad, no solo a nivel nacional sino internacional. De una parte, porque el extraordinario crecimiento de precios de las materias primas, petróleo, gas y recientemente hasta el propio carbón, hacen prever el correspondiente y sostenido crecimiento a futuro del coste de la energía eléctrica con la consiguiente repercusión en el desarrollo de la actividad económica de todos los países. Por otra parte, los costes financieros, básicos en una industria intensiva en capital, han tocado fondo recientemente y todas las previsiones apuntan a un crecimiento de los mismos en el medio plazo. Finalmente, la entrada en vigor del Protocolo de Kioto impone el establecimiento de nuevas exigencias en el sector energético y de la generación eléctrica.

En tales circunstancias el Grupo de trabajo 19 Ciclo integral energético del Congreso Nacional de Medio Ambiente considera preciso aportar sus reflexiones para contribuir en la medida de lo posible a la configuración del horizonte eléctrico y energético de España. Con tal objetivo se relacionan a continuación algunas reflexiones acerca de la situación del Sector Eléctrico Español desde el punto de vista de su contribución a la sostenibilidad.

¹ **José María Marcos (UNESA)**

La energía eléctrica en España. Una panorámica

El consumo de energía primaria en España se ha multiplicado por 2.5 en los últimos treinta años y nuestra dependencia energética del exterior se sitúa alrededor del 75%. Al mismo tiempo, cada vez consumimos más energía primaria por unidad de PIB producido, al contrario que nuestros socios europeos, aunque nuestro consumo de energía primaria per capita es el 50% de la media de los habitantes de la UE-15 y el doble que la media mundial.

Desde mediados de los setenta, se ha producido en nuestro país un importante desarrollo económico y social. Paralelamente, se ha dado un proceso de equipamiento de los hogares que ha consolidado la universalización de algunos electrodomésticos, mientras ha comenzado la penetración de otros, con una importancia creciente de los sistemas eléctricos y electrónicos y, más recientemente, de aire acondicionado y de equipos con sistemas de stand by. Todo ello ha tenido su reflejo en la evolución del consumo de energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica en España ha crecido a un ritmo medio anual del 3% en el período 1979-95. Sin embargo en los últimos años, 1996-2004, este ritmo ha sido del 6% anual. Es decir, casi se ha duplicado la tasa histórica.

Otro cambio importante producido en el panorama energético nacional durante el último cuarto del siglo XX, es el relativo a la diversificación de las fuentes que abastecen nuestro consumo de energía. En 1975, España tenía una estructura de fuentes muy poco diversificada y con una enorme preponderancia del petróleo, que cubría alrededor del 70% de nuestras necesidades energéticas. Actualmente, el petróleo –que sigue dominando los suministros- representa algo más del 50% del consumo de energía primaria y la mitad de esta fuente es absorbida por el transporte.

No obstante, nuestra dependencia energética del exterior ha aumentado notablemente, pasando del 66% en 1990 al 78% en 2003, frente al 50% de media en los países de la UE-15. Los análisis indican que la dependencia energética del exterior en el caso de España continuará aumentando en los próximos años.

El gas natural ha pasado, por el contrario, de ser un recurso testimonial –1,5% del consumo en 1975- a cubrir alrededor del 20% de nuestro consumo primario en la actualidad y se presenta como la fuente con mayores perspectivas de crecimiento a medio plazo.

La energía nuclear, muy reducida en 1975, representa, actualmente, un 13% del consumo total de energía primaria y el 25% de la producción de electricidad, aunque su participación relativa ha descendido ligeramente en la última década.

El carbón tiene hoy un peso en la estructura de consumo primario del orden del 17%, prácticamente el mismo que hace veinticinco años, pero su evolución ha vivido desde entonces dos etapas diferentes. La primera, de fuerte crecimiento hasta mediados de los ochenta –años en los que supuso la cuarta parte del consumo de energía en España- y la segunda, desde entonces, en que ha ido reduciendo paulatinamente su aportación.

Finalmente, las energías renovables, que actualmente representan alrededor del 6-7% del consumo de energía primaria, han aumentado en valor absoluto su aportación y se ha diversificado su origen, especialmente en la última década, aunque su contribución relativa era mayor en 1975, como consecuencia de la importancia que presentaban la energía hidroeléctrica y los usos tradicionales de la biomasa, aplicaciones a las que se limitaba la práctica totalidad de la aportación renovable en nuestro país. El objetivo de la política energética consiste en que estas fuentes alcancen en 2011 el 12% del consumo total de energía primaria. Es un objetivo voluntarista, difícilmente alcanzable si la demanda de energía continua creciendo a los ritmos actuales, aunque sitúa a estas fuentes de energía ante el reto de un crecimiento muy importante durante los próximos años, en línea con lo establecido en el Plan de Fomento de Energías Renovables. Para el logro de ese objetivo, además de utilizar la vía de su conversión en electricidad, vía por la que se progresa muy adecuadamente, habría que incrementar los esfuerzos en la vía de transformación y aprovechamiento directo para uso final (biocombustibles, biomasa tratada y solar térmica)

Con todo, nuestras emisiones de gases de efecto invernadero crecieron en el período 1990-2005 un 52% frente al 2% del conjunto de la UE-15. Aunque el objetivo para el conjunto de estos países es en 2008-12 reducir sus emisiones en un 8% con respecto a 1990 mientras que España puede incrementarlas en un 15%, somos uno de los países que más alejados estamos del objetivo definido.

Por otro lado, es conveniente poner de manifiesto a la sociedad española el coste que podría suponer el cierre prematuro del parque nuclear en España. La clausura de cada MW de este origen precisaría de la instalación anticipada de otro MW en centrales de potencia garantizada al sistema. Dado el estado actual de las tecnologías y de los recursos energéticos nacionales de generación esto sólo sería posible con centrales de ciclo combinado de gas natural y centrales de carbón importado. Valorando el coste de capital de la inversión alternativa y el incremento de los costes operativos, el coste anual de sustitución del parque nuclear puede estimarse en más de 1.400 millones de euro anuales. Adicionalmente, esta sustitución daría lugar a un incremento de las emisiones de CO₂ de unos 43 millones de toneladas anuales que valoradas a 5-20 Eur/t CO₂ suponen un coste de 214-857 millones de euros.

Si la sustitución se realiza con energías renovables con un coste medio actual de estas tecnologías de 0.066 Eur/KWh, el coste de la sustitución en términos de energía alcanzaría los 4.160 millones de euros anuales. Adicionalmente habría que considerar los costes de las posibles interrupciones del suministro que se podrían producir pues, como es sabido, estas tecnologías no proporcionan una garantía de suministro elevada al Sistema. En el otro lado de la balanza hay que situar los problemas de aceptación social relacionados con el almacenamiento de residuos de alta actividad para los que la solución actual pasa por un ATC.

En el gas natural, se ha dado un vuelco radical en cuanto a los planteamientos en relación a su uso en la UE: si bien hasta principios de la década de los noventa se consideraba un combustible noble y se desaconsejaba su consumo masivo para generación eléctrica, en la actualidad es el combustible de moda y en su uso se basa la mayor parte de la nueva generación convencional en Europa y en otros continentes. En el caso de España la planificación indicativa preveía la puesta en marcha unos 15.000 MW en centrales de ciclo combinado de gas natural en el período 2002-11, aunque el

ritmo de implantación de esta tecnología permite asegurar que muy probablemente y debido al mayor crecimiento de la demanda se alcancen los 28.000 MW en ese período. Se prevé que el gas natural suponga más del 30% del consumo de energía primaria de España en 2011 y alcance el 40% en 2020. En relación con este combustible, hay que señalar que probablemente durante algunos años su precio permanezca ligado en gran medida al del petróleo en los mercados internacionales. Finalmente, y dada la preponderancia que en nuestro sistema energético está alcanzando el gas, resulta muy necesario el estudio, identificación y puesta en uso de almacenamientos subterráneos estratégicamente distribuidos.

En cuanto a las energías renovables, a nivel mundial claramente se está consolidando la energía eólica que frente a sus claras ventajas de todo tipo, suficientemente conocidas, únicamente presenta como inconveniente su aleatoriedad y los efectos que puede causar sobre las redes de transporte y distribución de electricidad.

La otra gran fuente renovable plenamente desarrollada, la energía hidroeléctrica, no crece apenas en los países desarrollados aunque quedan potenciales técnicos y económicamente viables en cierta medida considerables; la complejidad de la tramitación administrativa y los posibles problemas de todo tipo que conlleva el embalse asociado hacen desistir a los promotores. Sí es posible y sería conveniente aprovechar el potencial hidroeléctrico de diversos embalses realizados o en ejecución para fines consuntivos por las administraciones públicas. Se estima que sería posible instalar mediante centrales de pie de presa una potencia total de unos 700 MW sin apenas impacto ambiental adicional al ya existente. Por lo demás, en la actualidad únicamente es posible construir pequeñas centrales sin apenas capacidad de regulación y ampliaciones en centrales existentes para mejorar la calidad de la energía producida, pero sin aportar apenas un incremento de la producción anual. Las estimaciones más actualizadas prevén un potencial incremento de la producción hidroeléctrica en el entorno de 6-7.000 Gwh anuales adicionales, a conseguir en un horizonte de diez o quince años en el mejor de los casos, esto es, si se diesen las condiciones administrativas, sociales y económicas adecuadas que pasarían por reconocer que en la actualidad los saltos de tamaño medio-grande que se pueden acometer técnica y socialmente necesitan de ayudas adicionales al precio de mercado.

La energía fotovoltaica pese a lo importante de los incrementos relativos de la potencia instalada, todavía presenta unos costes unitarios, por KWh producido, muy lejos del coste medio de las fuentes tradicionales de energía. Se estima que serán necesarios entre 15 y 20 años de desarrollo adicional para que el coste del KWh fotovoltaico autoproducido ente sea similar al del suministrado por la red a tarifa doméstica (entre 5 y 12 c€/KWh en 2030) y otros 20 años adicionales para que se equipare al coste medio del mix de generación. No obstante, los incentivos que actualmente existen en nuestro país para el fomento de esta tecnología hacen prever un incremento importante de la potencia instalada.

La utilización de la energía solar térmica, si bien estaría en el umbral de viabilidad en aplicaciones domésticas (ACS y apoyo a calefacción) en la franja de latitud +/- 40°, sigue siendo algo anecdótico hoy en día, si bien una política de apoyo basada en la obligatoriedad de su instalación en nueva construcción dará un impulso a esta forma de aprovechamiento de una energía renovable.

En el caso de España y debido a la necesidad de cumplir con los objetivos indicativos, el Plan de Renovables puso muchas expectativas en el aprovechamiento de la biomasa especialmente para generación eléctrica, y la planificación indicativa de 2002 incluso las acrecentó. Transcurridos tres años no se ha avanzado apenas en el aprovechamiento de esta fuente de energía para su conversión en electricidad. El plan del gobierno de mejora de la productividad introduce más elementos para permitir este desarrollo y habrá que esperar a ver los resultados de las nuevas medidas, aunque es difícil ser optimista al respecto. Para su desarrollo hace falta la convergencia de diversas políticas sectoriales, lo que, como es sabido, es tremendamente difícil.

La producción de energía eléctrica permite valorizar distintos tipos de residuos que de otra forma no tendrían ninguna utilidad, o esta sería muy marginal. Como casos representativos en España se pueden citar los de la colaboración entre el sector siderúrgico y el eléctrico para el aprovechamiento energético de unos subproductos industriales, como son de los gases de horno alto y de batería de coque, ambos con muy alto contenido en monóxido de carbono que es necesario eliminar. Asimismo la valorización energética de residuos sólidos urbanos mediante nuevas tecnologías puede ser, en el largo plazo, una fuente de energía adicional.

Por el lado de la demanda, el gobierno aprobó hace tres años una estrategia de ahorro y eficiencia energética cuyas medidas no se han puesto en marcha más que en una mínima parte. En la actualidad se está replanteando pero la demanda de energía continúa creciendo a un ritmo considerable en parte debido a la actividad económica, en parte debido al incremento de consumidores que trae consigo el fenómeno de la inmigración y en parte debido al mínimo peso que el consumo de energía supone en la renta disponible de los hogares españoles.

También hay que tener en cuenta la dificultad de justificar económicamente gran parte de las medidas de ahorro y eficiencia energética que todavía no se han tomado. En muchos casos y a los precios actuales de la energía no es rentable económicamente incurrir en un coste de inversión actual frente a menores costes energéticos en los próximos años. En otros casos el que acomete la inversión inicial no es el que se beneficiará del menor consumo en el futuro. Tampoco ayuda a la implantación de estas medidas el descenso en los precios de la energía en términos reales que se ha producido en los últimos años, especialmente en la electricidad.

Para moderar el crecimiento de la demanda y evitar la inviabilidad económica de las medidas de reducción y gestión de la demanda, en algunos ámbitos se ha propuesto una reforma fiscal verde que pasaría por modificar la estructura de la recaudación de impuestos por parte del estado, incrementando los ingresos por el consumo de energía y recursos naturales a costa de reducir los impuestos por renta de las personas físicas y sociedades. Los efectos de todo tipo de una revolución impositiva en el sentido descrito aconsejan mucha cautela a la hora de su adopción.

Las inversiones para hacer frente al incremento de las necesidades energéticas en Europa, incluido el reemplazo de equipos que finalicen su vida útil se estima en más de dos billones (1012) de Euros en los próximos 25 años, principalmente en el sector eléctrico (65%). En el caso de España, las inversiones previstas para el período 2002-11 alcanzan los 45.000 millones de euros tan sólo en electricidad y gas. Con los niveles actuales de precios conjuntamente con la inestabilidad regulatoria y la liberalización e

introducción de la competencia, en opinión de los expertos, parece difícil que se pueda atraer los capitales necesarios para acometer esas inversiones, al menos manteniendo una prima de riesgo-país-actividad de nivel reducido. Por tanto, es básico que al igual que en otras actividades, los precios del producto energético reflejen todos los costes.

Tal como indica el Congreso mundial de la energía, “se deben mantener abiertas todas las opciones energéticas y no se debe idolatrar ni demonizar ninguna tecnología. Estas incluyen las opciones convencionales de carbón, petróleo, gas, nuclear e hidroeléctrica (ya sea grande o pequeña), y las nuevas fuentes de energía renovable, combinadas por supuesto con una mayor eficiencia energética. Cada una de ellas está sujeta a incertidumbres, y no podemos permitirnos desaprovechar ninguna de ellas. La diversidad de las fuentes energéticas es la base de un sistema fuerte, aún si la matriz óptima varía según las circunstancias locales.”

Por último, y aunque muchas tecnología de generación y de transformación energética son básicamente maduras, hay que prestar especial atención al desarrollo tecnológico en la empresa. Es fundamental llegar al protagonismo empresarial para lograr su dinamización, y en este sentido cobra especial importancia la capacitación tecnológica de nuestra industria. La capacitación tecnológica propia sigue siendo uno de los elementos decisivos para responder con éxito, a nivel nacional y empresarial, a los desafíos y oportunidades que se abren en el sector energético.

EI CARBON EN LA GENERACION ELECTRICA²

La electricidad es una forma de energía totalmente limpia en su uso final que resulta hoy imprescindible en buena parte de las principales actividades humanas y constituye un motor esencial del desarrollo científico, técnico, económico y social.

No obstante, para que el consumidor final pueda utilizarla, la electricidad ha de ser previamente generada, transportada y distribuida. Y la realización de estas actividades, que son propias de las empresas eléctricas, da lugar a determinados impactos sobre el entorno natural.

Las empresas eléctricas españolas, conscientes de su responsabilidad con la sociedad, aplican los conocimientos existentes y las tecnologías disponibles para evitar o minimizar el efecto de la producción, transporte y distribución de energía eléctrica sobre el medio ambiente.

En los países que han liberalizado su industria eléctrica fomentan programas y mecanismos de gestión de la demanda que adoptan diversos modelos, variando desde la promoción de la información al consumidor hasta la concesión de un incentivo o crédito para la adquisición de equipos eficientes con el objeto de conseguir un ahorro energético. Se emplean a veces mecanismos de mercado para asignar los incentivos.

Los límites de emisiones de SO₂, NO_x y partículas, a los que están sujetas las grandes instalaciones de combustión (GIC), se encuentran regulados en la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de GIC.

El 51% de la producción de energía durante el año 2002 en la Unión Europea provenía de los combustibles fósiles. En concreto un 30% de la producción total procedía del carbón. Sin embargo los procesos de generación de energía mediante combustibles fósiles son las principales fuentes de producción de gases de efecto invernadero, además de otros contaminantes como NO_x, SO_x, elementos traza, etc. Por otra parte, la aprobación del protocolo de Kioto sobre el cambio climático, en el que se acuerda una reducción media de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 5,2% con respecto a los niveles existentes en 1990 (para el periodo 2008-2012 a la Unión Europea le corresponde una reducción del 8%) y las cada vez mayores restricciones medioambientales, obligan al desarrollo de tecnologías para la reducción de estas emisiones, bien durante los procesos de generación o con posterioridad a los mismos (limpieza de gases). Este contexto es pues un reto de gran interés para la comunidad científica.

Diversas son las actuaciones que se están llevando a cabo para lograr esta reducción,

² **José Manuel TRABADO y Dustin GRAY (ENDESA)**

como desarrollo y optimización de procesos para aumentar la eficiencia de los mismos, sustitución de combustibles fósiles por combustibles biomásicos, desarrollo de procesos de tratamiento de gases, etc, lo que supone una utilización más limpia y eficaz de los combustibles fósiles.

Los niveles de eficiencia en la generación de electricidad pueden aumentarse de la actual media mundial del 30% a más de un 60% entre el 2020 y 2050. La sustitución del carbón por gas natural y por medio de tecnologías de combustión más eficientes, con mejores rendimientos energéticos, puede llevar a reducciones de emisiones de CO₂ por unidad de energía utilizada de hasta un 50%. Sin embargo, el grado en que pueden conseguirse estos potenciales dependerá de futuras reducciones de costes, del ritmo de evolución y aplicación de las nuevas tecnologías, la financiación, así como de las medidas destinadas a superar diversos obstáculos no técnicos, como son los impactos ambientales, la aceptación social y otras condiciones regionales, sectoriales y propias de cada país.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, menciona en su artículo 36 que las solicitudes de autorizaciones para instalaciones de transporte de energía eléctrica acreditarán, entre otros requisitos, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente. Se exige también, en el artículo 40 de la mencionada Ley, el cumplimiento de disposiciones relativas al medio ambiente en lo relativo a instalaciones de distribución.

Además la misma ley, del sector eléctrico, establece en su artículo 46.1 que "Las empresas distribuidoras y comercializadoras, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda eléctrica, mejoren el servicio prestado a los usuarios y la eficiencia y ahorro energéticos.

Las centrales de combustión han venido experimentando un proceso de adaptación a los límites legales de emisión y de calidad del aire, estipulados en las directivas y demás normativa tanto nacional como comunitaria. Esta adaptación ha supuesto para las compañías eléctricas españolas un gran esfuerzo inversor, esfuerzo que continua y continuará en los próximos años.

La protección y conservación del medioambiente ha sido una de las principales inquietudes de la Comunidad Europea, hasta el punto de incorporarse a los Tratados como una verdadera política comunitaria, cuyo principal objetivo es la preservación del medioambiente. Para ello, se ha desarrollado una serie de Directivas que limitan la emisión de ciertos agentes contaminantes a la atmósfera, con unos valores límite en cuanto a la calidad del aire atmosférico, que no perjudique ni a la salud humana ni a los ecosistemas presentes, estas directivas han sido traspuestas a la normativa nacional:

Normativa europea:

- Directiva 96/59/CE, tiene carácter básico y establece un nuevo régimen sobre la eliminación progresiva de los PCB, bien de forma directa, incluyendo la eliminación de los aparatos que los contengan, o mediante su descontaminación.

- Directiva 88/609/CEE, establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión incluyendo consideraciones específicas para la situación española. Distingue centrales existentes y nuevas, aportando límites de emisión específicos o, en casos, determina tasa de desulfuración. Aclara la situación, hasta cierto punto ambigua, de las centrales térmicas españolas que tenían autorizados niveles particulares de emisión.
- Directiva Comunitaria relativa a calidad de aire 88/778/CEE.
- Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (DOCE nº L 309, de 27.11.01).
- Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos (DOCE nº L 309, de 27.11.01).
- Decisión 2002/358/CE del Consejo, de 25 de abril de 2002, relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo. [DOCE nº L 130 de 15/05/2002, p. 1-20].
- Directiva 2003/87/CE, los países miembros de la UE han firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto, impone medidas de reducción de GEI a la atmósfera.

Normativa española:

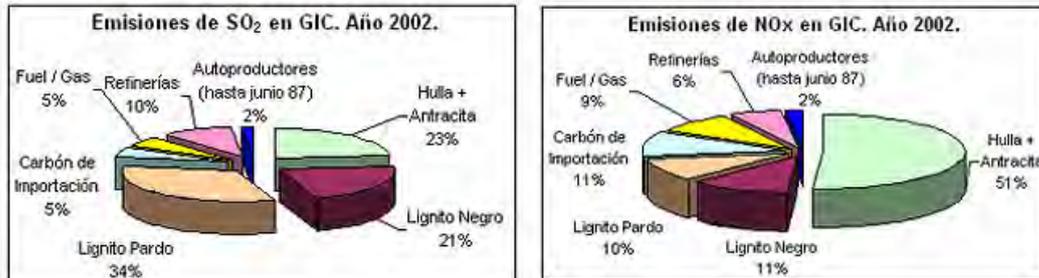
- Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (BOE nº 99, de 25.04.91). Observaciones: Traspone la directiva 88/609/CEE, de 24 de diciembre de 1988, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (DOCE nº L 336, de 07.12.88).
- Real Decreto 1321/1992, de 30 de octubre, por que se modifica parcialmente el Real Decreto 1613/1985, de 1 de agosto, y se establecen nuevas normas de calidad del aire en lo referente a la contaminación por dióxido de azufre y partículas (BOE nº 289, de 02.12.92).
- Real Decreto 1800/1995, de 3/4/1995, por el que se establecen normas sobre limitación de emisiones atmosféricas de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y fija las condiciones para el control de los límites de emisión de SO₂ en la actividad del refino del petróleo.

- Orden de 26 de diciembre de 1995 para el desarrollo del Real Decreto 646/1991, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de grandes instalaciones de combustión en determinados aspectos referentes a centrales termoeléctricas.
- Decreto 74/96, de 20/2/1996 por el que se aprueba el reglamento de la Calidad del Aire.
- Real Decreto 1378/1999, de 27 de agosto de 1999, por el que se establecen medidas para la eliminación y gestión de los policlorobifenilos, policloroterfenilos y aparatos que los contengan.
- Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (BOE nº 157, de 02.07.02).
- Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

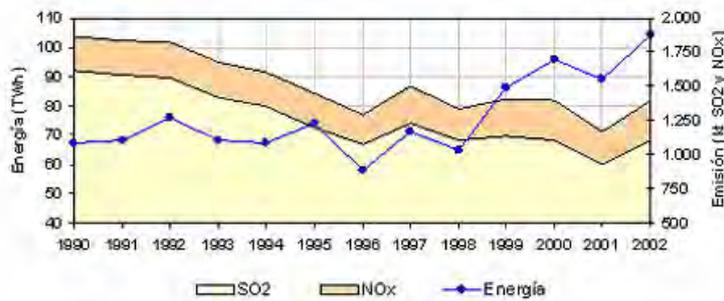
En la actualidad se está elaborando las modificaciones en la directiva IPPC que englobarán restricciones más severas a los límites de emisión de contaminantes (NO_x, SO₂ y partículas) y se impondrán nuevos límites a contaminantes minoritarios como partículas de tamaño inferior a 2,5 micras como SO₄²⁻, Na⁺, NH₄⁺, Ca²⁺, NO₃⁻, K⁺, Cl⁻, Mg²⁺, carbono elemental (CE) y carbono orgánico (CO), metales pesados como el Hg y compuestos condensables.

Actualmente la tendencia que se está siguiendo es la investigación y aplicación de tecnologías para la caracterización y control de emisiones contaminantes liberadas en procesos de generación convencional de energía, otras fuentes industriales y automoción. Por una parte, se están llevando a cabo estudios para evaluar las emisiones en procesos de combustión y co-combustión de biocombustibles sólidos y mezclas por su aplicación en sistemas de generación de energía.

Emisiones contaminantes procedentes de centrales térmicas



Evolución de las emisiones de las GIC.



FUENTE: CIEMAT y CNE

Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión durante el año 2002

Emisiones año 2002	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
	g/kWh	Kt	g/kWh	kt	g/kWh	MT	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla+Antr	7,2	291	4,0	160	924	37	0,5	22
CC.TT. Lignito Negro	27,8	268	3,6	34	945	9	0,4	4
CC.TT. Lignito Pardo	26,7	416	2,1	33	1022	16	0,4	6
CC.TT. Carbón Imp.	3,8	63	2,0	34	875	15	0,2	3
CC.TT. FUEL/Gas	3,1	66	1,3	28	752	16	0,1	2
Total CC.TT.	10,7	1.104	2,8	289	899	93	0,4	37

FUENTE: CIEMAT Y CNE

Emisiones de NO_x y CO₂ unitarias previstas en las centrales de ciclo combinado.

Fuente: CNE y AIE.

Situación actual en España

Desde el año 1997 al 2005 la demanda eléctrica se ha multiplicado por 1,54, registrando un crecimiento acumulado del consumo del 54%. El crecimiento de la actividad económica en España con una tasa anual del 3,4% del PIB, ha permitido que el crecimiento del consumo eléctrico haya tenido un incremento del 4,2%, lo que supone, además, un incremento más elevado que el de la mayor parte de los países de la Unión Europea.

A pesar de los 250.983 de GWh que ha alcanzado el consumo eléctrico en España, el año 2005 fue hidráulicamente muy seco, con una reducción de la producción hidráulica del orden del 35% sobre la de un año con hidraulicidad media. Al respecto, se ha producido una disminución de las reservas de los embalses hidroeléctricos, a fines del 2005 se encontraban a un 30,9% de su capacidad, por encima de nueve puntos porcentuales menos que en 2004. Además, ha aumentado la capacidad del equipo generador debido, principalmente, a la entrada en funcionamiento de nuevas centrales de ciclo combinado, con lo que la potencia de las instalaciones que operan en el Régimen Ordinario alcanzó los 60.126 MW.

Por ello, la estructura de la generación en el Régimen Ordinario del 2005 ha variado sensiblemente respecto al año 2004; el 66% del consumo ha sido producido en las plantas termoeléctricas convencionales y en las centrales de ciclo combinado de gas natural; un 25% ha sido de origen nuclear; el 8% tuvo procedencia hidroeléctrica y el 11% restante corresponde a otras energías renovables y a los residuos. Con relación a la producción del Régimen Especial, debe mencionarse que su tasa de crecimiento fue del 9,6%, representando ya el 22,4% de la producción total de España.

Ley de Medidas Urgentes en el Sector Energético: un sistema de incentivos al consumo de carbón autóctono

El Consejo de Ministros aprobó en su reunión del pasado 23 de junio de 2006 un Real Decreto Ley de Medidas Urgentes en el Sector Energético. Según lo comunicado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en nota de prensa, estas disposiciones tienen como finalidades principales minimizar el impacto de las subidas de precios de la electricidad en la economías domésticas, rebajar el coste de la energía en el mercado diario, mejorar la eficiencia energética, potenciar el carbón autóctono, y garantizar la igualdad de condiciones de todos los operadores en el almacenamiento de gas.

En dicha normativa, se establece el sistema de incentivos al consumo de carbón autóctono, mediante el que se faculta al Gobierno para que pueda aprobar, por motivos de seguridad del suministro, un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido. El nuevo sistema permitirá la entrada preferente en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas; en él se fijará el mecanismo de modulación de estas primas en función de la evolución de los precios de mercado de producción de energía eléctrica.

CARBÓN

La evolución de la demanda energética en el mundo continua creciendo, y se prevé crezca en las próximas décadas. Siendo el principal recurso energético los combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ continuarán aumentando, con el consiguiente riesgo de cambio climático. Los indudables esfuerzos por desarrollar tecnologías de generación mediante energías renovables, no conseguirán suplir las tradicionales fuentes energéticas, pero sí contribuirán a mantener o reducir las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero ; ya que éstas dependen de las condiciones climáticas y, por tanto, solamente se pueden usar como fuente dispersa, apoyando la generación tradicional (térmica y nuclear).

El carbón seguirá siendo una pieza fundamental en la generación de electricidad, contando con la ventaja de su amplia disponibilidad y la baja fluctuación de sus precios, gracias a la estabilidad de su comercio internacional. Además es un recurso disponible en nuestro país y en Europa, lo que permite disminuir la dependencia de las importaciones energéticas de terceros países. Pero los recursos mineros existentes son de baja calidad y extremadamente costosos para su extracción, por lo que necesitan de subvenciones para ser competitivos. Por la política energética de la UE y la tendencia a la creación del mercado interior de la energía, se tienden a suprimir estas ayudas al carbón, manteniendo un mínimo del 15% de la generación por esta fuente. Estas ayudas están destinadas a la búsqueda de nuevas extracciones mineras, más rentables, y al desarrollo de cuencas mineras que van a cerrar su actividad o reducirla de manera importante. Debido a la baja calidad del carbón nacional, y a la emisión de GEI y gases contaminantes que producen, se tiende a importar carbón de mayor calidad, de países como por ejemplo, Sudáfrica donde el carbón tipo es antracita con elevado poder calorífico, y baja cantidad de azufre y cenizas.

Al año 2005 ha sido para el carbón un año decisivo para su futuro como energía primaria en España. Un año de continuidad en el Plan de la Minería 1997-2005 y un año de negociaciones que comenzaban en febrero, para dibujar un futuro que está a punto de ser rubricado, por la patronal CARBUNION, los Sindicatos y la Administración y que garantiza una continuidad de abastecimiento hasta el 2012, sin olvidar el futuro, en el nuevo Plan de la Minería del Carbón 2005-2012.

La producción de carbón "CECA" (Hulla, Antracita y Lignito Negro) ha sido de 12.1 MTm y 7.6 MTm de Lignito Pardo. Reduciéndose con respecto al 2004 en un 3,7 % el carbón CECA y un 6,9 % en el caso del lignito pardo. Esta reducción va acorde a la reducción del número de empresas y de plantilla situándose en el 2005 en unas 28 empresas con un total de 8.618 trabajadores.

Con respecto al papel del carbón en la generación eléctrica, tenemos que recordar que en los últimos años la generación eléctrica con energía hidráulica en España, ha descendido debido a la sequía de los dos últimos años, motivo que nos ha hecho pensar que no podemos prescindir del carbón en la generación eléctrica, pese a las amenazas medioambientales que recaen sobre él, en un país cuyo índice de cobertura (potencia disponible/demanda punta) es del 1,1. Por tanto, la generación con centrales térmicas que consumen carbón cubren el 22% de la demanda, porcentaje que en el 2005 fue igualado por la generación en los ciclos combinados. El porcentaje de la generación eléctrica con carbón autóctono, se mantiene prácticamente en el 10%, una cifra que en términos absolutos no aumenta, pero que supone un crecimiento relativo si tenemos en cuenta que la producción nacional de carbón desciende cada año y la demanda de electricidad aumenta fuertemente como lo ha hecho en el 2005 (4,4%), por tanto en estas circunstancias mantenerse en el 10% es un indicativo de lo necesario e importante que es el carbón nacional.

No podemos concluir sin resumir, como ya habíamos anunciado al principio, el acuerdo del Plan del Carbón para los años 2006-2012, un Plan, que tiene como objetivo la ordenación de la Minería del Carbón, manteniendo una producción autóctona que garantice el acceso a reservas, así como modular el empleo dentro del sector, organizar las ayudas al funcionamiento y promover la reactivación de las comarcas mineras de diversas formas, (mejora en infraestructuras el apoyo a proyectos de

generación de empleo, formación, etc.), todo esto, sin olvidar el reconocimiento como recurso estratégico, y la necesidad por tanto de apoyo estatal.

Por tanto en el 2012, podemos dibujar un buen futuro para el carbón, si conseguimos cumplir los compromisos del Plan y nos embarcamos en los proyectos que abocan en la “generación limpia”.

Distribución geográfica de la producción del carbón

La producción de carbón para el año 2005 fue de 19,5 Mt, de las cuales 8,5 Mt fueron de Hulla y Antracita, 7,6 Mt Lignito pardo y 3,3 Lignito negro.

Según zonas geográficas, en Galicia (La Coruña) se produjeron los 7,6 Mt de Lignito pardo. De los 8,5 MT de Hulla y Antracita, más del 80% de la producción se generó en Asturias y Castilla y León. Por otro lado, el 97% de Lignito negro se produjo en la zona de Aragón.

Las seis comunidades autónomas (Asturias, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Andalucía, Aragón y Galicia) donde se produce el 98% del carbón tienen un PIB por habitante por debajo de la media nacional (en conjunto un 16% inferior).

Carbón Nacional en la generación eléctrica

La producción eléctrica con carbón nacional ha ido decreciendo, considerando desde el año 2003 al 2005, desde un 12% a un 9%. La producción eléctrica es un 99% dependiente del carbón nacional.

Las centrales que consumen en todo o en parte carbón nacional, juegan un papel fundamental en la cobertura de la demanda eléctrica, con una participación muy significativa en el mix de producción eléctrico y un alto grado de utilización.

Ventajas

- Permite ahorrar en la balanza comercial de España 1.300 M€/año que costaría la importación de gas natural equivalente. (Para un precio de 59 \$ bbl)
- Contribuye a la seguridad del suministro del sistema eléctrico. Actualmente el índice de Cobertura es 1.1 = Potencia disponible / Demanda punta.
- Es imprescindible para cubrir, de manera muy rentable para el sistema eléctrico español (ej. Picos de demanda inter-anales por variaciones de hidráulidad)
- Tiene muy pocos riesgos medioambientales o de seguridad en su transporte, almacenamiento y manipulación hasta su combustión.
- Los residuos producidos se reutilizan (cenizas, para la fabricación de cementos)
- Ha contribuido y contribuye decisivamente al desarrollo sostenible de las comarcas donde se radica.

Tendencia futura

- Mediante el Plan del Carbón 2006-2012, se pretende reducir la producción de carbón a 9.200 Mt (2012).
- En el año 2012, aunque puede que con menos protagonismo que ahora, el sector del carbón será parecido al actual.

Problemas medioambientales del uso del carbón

- Partículas solidas: emitidas a través de la chimenea y se depositan en el suelo o en aguas superficiales, vegetación, etc y las de menor tamaño, permanecen en la atmósfera y pueden ser inhaladas. Para evitar su emisión se usan precipitadores electrostáticos o filtros manga que han supuesto la supresión casi total de estas emisiones.
- Lluvia ácida: principales causantes son el SO₂ y los NO_x que al reaccionar con compuestos de la atmósfera y catalizados por la luz solar, generan compuestos ácidos. Para evitar este efecto se construyeron chimeneas altas que permiten dispersar en mayor grado los contaminantes, pre-tratamientos como el lavado de carbón, tratamiento durante la combustión que permite disminuir la generación de NO_x mediante el uso de quemadores de bajo NO_x y post-tratamiento como las desulfuradoras. Esta contaminación afecta fundamentalmente a los lagos y arroyos, a los bosques, al deterioro de las construcciones, reducción de la visibilidad por la formación de neblinas y a la salud humana mediante inhalación. El fenómeno de la lluvia acida, como tal, no es importante en España, por la naturaleza de los suelos y por tener un bajo regimen de lluvias.
- Ozono troposférico y capa de ozono: la presencia de ozono en la estratosfera evita la penetración de la radiación ultravioleta, pero su presencia en la troposfera es considerado como contaminante con consecuencia para la salud humana y la agricultura. Los avances tecnológicos en el sector carbón, han permitido reducir de forma considerable las emisiones de los NO_x, principal responsable de estos efectos, mediante modificaciones en el diseño de calderas y sistemas de tratamiento de humos.
- Efecto invernadero: calentamiento excesivo de la tierra por disminución de la capa de ozono, y absorción de la radiación infrarroja que es reflejada contra la superficie terrestre, aumentando el calentamiento de la superficie. Los principales gases de efecto invernadero son: CO₂, CH₄, N₂O, CFCs, HFCs, PFCS y SF₆.

Ciclo completo de los combustibles fósiles

Es cierto que durante la combustión, la tecnología convencional usada para producir electricidad utilizando carbón produce más emisiones de GEI que la tecnología basada en el gas natural.

Pero, comparando el ciclo completo del combustible utilizado para la generación de electricidad, la tecnología que utiliza como combustible el gas natural, puede generar la misma contaminación de GEI que aquella que emplea el carbón como recurso para producir electricidad. Las emisiones totales del gas natural, pueden ser sustancialmente mayores que en el punto de combustión dependiendo de que el gas natural recuperado sea rico o bajo en dióxido de carbono, la extensión y combustión durante la producción, las pérdidas durante su transporte y distribución.

Alrededor del 90% de las emisiones de GEI producto de la combustión del carbón se producen en la combustión, mientras que tan solo alrededor de un 60% de estas emisiones se generan durante la combustión con la tecnología basada en gas natural.

Las nuevas tecnologías aplicadas a la industria del carbón reducirán entre un 10 y 20% las emisiones de GEI comparadas con una central de combustión convencional de carbón pulverizado. De esta forma se reducirá aun más la diferencia entre las mejores tecnologías de combustión del gas frente a las de carbón en la combustión.

El carbón y las energías renovables

Es posible establecer una relación entre la combustión del carbón en una central térmica y las energías renovables. La biomasa, incluso la solar térmica, mejoran notablemente su eficiencia cuando se usan combinadas con los combustibles fósiles sólidos, reduciendo su coste efectivo e incrementando el uso de dichas energías renovables.

La combustión de biomasa en una planta convencional de carbón puede incrementar la eficiencia de forma sustancial: la obtención de energía utilizando de forma independiente la biomasa será de un 20%, frente al 37% que se obtendrá utilizando dicha fuente energética junto con el carbón. Aproximadamente, se estima que la combustión de biomasa en una proporción de un 30% junto con carbón, produciría la misma emisión de GEI que una planta de gas natural.

Desde principios de la década de 1990 se abrió una nueva vía de investigación en el uso del carbón (programa JOULE): la utilización del carbón con biomasa; la ventaja que presenta este nuevo combustible es su bajo precio, además de un mejor comportamiento ambiental, y la utilización de residuos de madera de construcción, lodos de depuración, papel, y otros residuos orgánicos de la agricultura y bosques.

La utilización conjunta de la energía térmica solar con el ciclo de vapor existente en una central térmica ofrece la posibilidad de convertir el 40% de la energía solar en electricidad, comparado con el 13% que se consigue con sistemas fotovoltaicos a gran escala. En Japón se está evaluando la utilización y desarrollo de hornos solares para la gasificación del carbón (desarrollo de un colector solar).

Nuevas centrales térmicas

El desarrollo de técnicas supercríticas para la combustión convencional del carbón están próximas a sobrepasar la eficacia térmica por encima del 50%.

Otra nueva tecnología, la gasificación del carbón y su utilización en ciclos combinados (ICGG) está siendo investigada y en un futuro próximo será plenamente comercial. Alrededor de 1800 MW están operando actualmente con esta nueva tecnología y se prevé la instalación de otros 3.150 MW en el futuro.

La reducción de emisiones a cero se puede conseguir si a los ciclos combinados se les asocia una tecnología de captura y almacenaje de CO₂.

El futuro está en desarrollar una tecnología innovadora de tratamiento de gases efluentes en grandes instalaciones de combustión, pudiendo emplearse como *retrofitting* de instalaciones existentes, con objetivo de mejorar el comportamiento ambiental de las centrales de carbón que se encuentran actualmente en operación y produciendo emisiones cero. A estos sistemas se les denomina Multi-pollutant Abatement System.

Tecnologías de uso limpio de carbón

Existen ya opciones tecnológicas para la separación a gran escala de CO₂ en los gases resultantes del procesamiento de carbón, que están basadas en una combinación de unidades de operación bien conocidas en la industria química y energética. Estos sistemas de captura se suelen clasificar dependiendo del punto donde se realiza la separación de un gas principal (CO₂, H₂ o O₂) que permite la obtención de una corriente muy concentrada de CO₂:

PRECOMBUSTION: En el caso de carbón, estos sistemas incluyen siempre un gasificador, una unidad de reformado con vapor (hacia H₂ y CO₂) y una etapa de separación de H₂ o CO₂ para generar corrientes concentradas de H₂ y CO₂. A estos sistemas se les suele reconocer una gran importancia estratégica porque podrían alimentar la llamada economía de hidrógeno, con los costes más bajos de generación de H₂ cuando se incluye el confinamiento de CO₂:

- Selección de carbones de alta calidad
- Mezcla de carbones de alta calidad con otros de baja, para conseguir aquella mezcla que reduzca la emisión de contaminantes en su conjunto
- Sistemas de almacenamiento y manejo de carbón que reduzcan las pérdidas por manipulación y eviten la auto-combustión del mismo
- Realización de mezclas líquidas de carbón con fueloil o agua: COM, CAM.
- Cribado y lavado del carbón: flotación, y separación gravimétrica, electrostática, etc... Con estos procedimientos se busca la reducción de azufre (pirita) y material estéril.
- Depuración química y biológica del carbón, para eliminar azufre orgánicos.
- Carbonatación del carbón, mediante tratamientos físico-químicos que permitan extraer las impurezas y los elementos contaminantes.

COMBUSTION : tecnologías que mejoran la combustión del carbón pulverizado, así como las nuevas tecnologías de la combustión en lecho fluido y ciclos avanzados:

- Combustión alternativa o simultánea con gas natural, con la utilización de instalaciones independientes adecuadamente dispuestas o aplicación de quemadores mixtos.
- Modificaciones en la combustión: combustión con bajo exceso de aire, combustión escalonada y adición de aire sobre quemadores (reduce la

formación de NO_x), operación a baja carga o recirculación de gases de combustión fría.

- Inyección de aditivos en el hogar. La fijación de azufre por los compuestos alcalinos de las cenizas, puede verse acentuado sustancialmente mediante la inyección de caliza o dolomía en el hogar.
- Desarrollo de calderas supercríticas y ultra-supercríticas que superen las barreras tecnológicas debido a la presión y a la temperatura, estando ya por encima de los 700°C y 350 bares.
- Combustión de carbón pulverizado a presión: aumento de eficiencia en la combustión es la principal ventaja medioambiental de esta técnica, con una eficiencia superior al 50%.
- Combustión en lecho fluidizado circulante, tanto a presión atmosférica como a presión superior, obteniendo como resultado un incremento en la eficiencia y mejor eliminación de SO_x y NO_x, no siendo necesario un equipamiento adicional para eliminar estos gases contaminantes.
- Combustión en lecho fluido burbujeante (CLFB). Esta técnica es aplicable a todo tipo de combustibles, pero resulta muy voluminosa para la generación de energía eléctrica.
- Combustión en lecho circulante (CLBC). Es de mejor rendimiento que la anterior, necesitando menos absorbentes y puede tratar carbones de media y baja calidad, incluidos los residuos de carbón y otros. Esta técnica es adecuada para plantas de media potencia y puede tener un incremento modular para potencias mayores.
- Combustión en lecho fluido a presión (CLFP). Ofrece mayores ventajas que la anterior, además de su reducido tamaño como consecuencia de su presurización. Resulta adecuada para carbones de media y alta calidad y para aplicaciones de media a alta potencia.
- Uso del ciclo combinado y procesos de cogeneración, tecnología ya extendida e implantada en nuestro país.

POSTCOMBUSTION : Estos sistemas son parecidos a los actuales en todos sus componentes, pero los gases de salida del proceso de combustión se ponen en contacto con un sorbente de CO₂ (normalmente una disolución de aminas) que se encarga de "capturar" al CO₂ para llevarlo a una torre de regeneración del sorbente donde se libera el CO₂ altamente concentrado:

- Retención de partículas sólidas: ciclones o multiciclones, precipitadores electrostáticos, filtros de mangas, lavadores húmedos.
- Desulfuración de gases de combustión. Existen varias técnicas mediante vía seca, semi-seca y húmeda. Esta última es la que ha alcanzado una mayor difusión: lavado con suspensiones de caliza, lavado con lechada de cal, con disolución de carbonato sódico, con disolución de amoníaco, por atomización, etc...
- Desnitrificación de gases: el sistema más utilizado es la reducción catalítica selectiva, por inyección de amoníaco gaseoso en los gases de combustión a temperatura de 400°C. Se encuentra en fase de ensayo la reducción catalítica no selectiva, en donde la reacción de los óxidos con amoníaco tiene lugar a 1000°C, en la zona convectiva de la caldera.
- Eliminación y captación del CO₂ en depósitos geológicos a nivel subsuelo, o en el fondo marino. Actualmente se está desarrollando esta tecnología, existiendo grandes inversiones e intereses mundiales.

- Uso de cenizas volantes: utilización para aplicaciones tales como cementos, hormigones, carreteras, etc.
- Uso de las escorias, utilizándolas como refractarios y productos ignífugos.
- También se investiga el uso de las cenizas y escorias para la inertización de determinados productos tóxicos industriales.

CONVERSION : tecnologías que transforman el carbón en productos combustibles intermedios:

- Gasificación integrada en ciclo combinado (IGGC). Esta técnica somete al carbón a un proceso de gasificación, siendo este gas el que se quema en una turbina de gas. Adicionalmente, el calor residual puede ser aprovechado en una caldera de recuperación y es utilizado en una turbina de vapor.
- Gasificación suave o parcial. Los productos de gasificación son utilizados para sobrecalentar vapor o precalentar agua, directamente o a través de una turbina de gas, mientras que el carbón, desvolatilizados se quema en una caldera convencional o de lecho fluido.
- Ciclos cerrados de turbinas de gas que operan con aire o gases inertes calientes.
- Gasificación subterránea del carbón. Es un proceso en fase de desarrollo, en el que se tienen puestas las esperanzas de explotación de yacimientos profundos de carbón.
- Licuefacción del carbón mediante sistemas directos o indirectos, facilitando su depuración antes de ser finalmente utilizados.
- Conversión electroquímica: Celdas de combustible y generación magnetohidrodinámica.

Están ya en marcha grandes proyectos de investigación y desarrollo en todo el mundo para optimizar estos sistemas y adaptar tecnologías ya existentes a gran escala, a la nueva aplicación (de escala todavía mayor). También existen muchos proyectos desarrollando procesos nuevos, basados en nuevas configuraciones de reactores o en nuevos materiales funcionales (membranas de H₂, O₂, CO₂; sorbentes de CO₂, O₂) para conseguir la separación de los gases claves en estos procesos con mayores rendimientos energéticos y menor coste. Solo el tiempo decidirá cual de estas opciones es realmente la más aceptable (es decir la más barata y eficaz energéticamente) para seguir generando energía útil a partir de carbón, produciendo CO₂ en condiciones adecuadas para su confinamiento.

El carbón es el combustible fósil que más CO₂ emite por unidad de energía útil producida. Pero sus reservas constituyen en torno a 2/3 partes de las reservas de energía fósil en el mundo. El carbón, con captura y confinamiento de CO₂, puede acabar siendo parte de la solución, y no el problema, en la lucha por mitigar el cambio climático. El carbón, puede darnos el tiempo que necesitamos hasta que otras fuentes primarias de energía sustitutivas se desarrollen plenamente y nuestras sociedades puedan asumir su coste.

Asignación de derechos del Plan Nacional de Asignación 2008-2012

La propuesta del PNA 2008-2012 prevé unas emisiones totales para el sector eléctrico de 73,3 millones de toneladas de CO₂, excluyendo los nuevos entrantes, y una

asignación a este sector de 54,7 millones, lo que supone un factor medio de ajuste del 74,6%.

En la asignación de derechos a las centrales de carbón, se da preferencia, de acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de la Minería, a las que usan carbón nacional y a aquéllas en las que se han producido modificaciones tecnológicas en línea con el cumplimiento de la Directiva Comunitaria de Grandes Instalaciones de Combustión (sistemas de desulfuración, conversión a carbón importado, etc.).

FUEL

Tan sólo un 5% de la electricidad que se consume en España procede de centrales alimentadas con combustible líquido. Esta electricidad se emplea para cubrir las puntas de demanda, mientras que las centrales nucleares y térmicas de carbón aseguran la producción básica.

De las 16 centrales de fuel más importantes, tan solo 5 superan los 500 MW de potencia (Castellón, Santurce, Escombreras, Algeciras y Aceca (Toledo). Casi todas se localizan muy próximas a las refinerías. Un puñado de centrales mixtas pueden quemar fuel y otros combustibles, como carbón o gas natural.

Otro hito destacable es que el 31,5% (3.329,4 MW) corresponde a instalaciones del sistema insular y extrapeninsular que utilizan principalmente fuel. Hay que excluir a la central mayorquina de Alcudia que utiliza carbón.

La producción de contaminantes por una central de fuel depende mucho del tipo de combustible utilizado y de los procedimientos de combustión. Si se emplea fuel no completamente libre de azufre, la planta verterá SO₂ a la atmósfera. La emisión de óxidos de nitrógeno también es un problema de este tipo de centrales.

Las centrales termoeléctricas convencionales de las empresas que operan en el Régimen Ordinario generaron un total de 150.298 GWh durante el 2005, lo que supone un aumento del 18,3% con respecto a los 127.015 GWh del año anterior. De éstas, el 13% (19.659 GWh) fueron producidos por centrales que generan utilizando fuel, registrando además una variación del 21,3% en el 2005 respecto del año anterior.

Potencia instalada y producción de energía eléctrica

En el año 2005, la potencia instalada en el Régimen Ordinario alcanzó la cifra de 60.126 MW que representa el 75,9% de la potencia eléctrica en España. El 17,6% (10.560 MW) corresponde a centrales que utilizan fuel.

Según zonas geográficas, la zona de Centro-Levante registra la cifra más alta de potencia instalada al término del 2005 con 12.910 MW, seguido por Centro-Norte (11.262 MW) y Noroeste (10.072 MW). En cuanto a las zonas con mayor potencia instalada según instalaciones termoeléctricas convencionales, destacan Andalucía (9.248 MW), Centro-Norte (6.559,5 MW) y Noroeste (6.217 MW).

Respecto de la generación eléctrica española, al término del año 2005 se registraron 227.365 GWh, y donde las zonas de Centro-Levante y Noroeste concentran casi el 40% de la producción. La mayor producción termoeléctrica convencional al término del 2005, se produjo en la zona Noroeste, con 39.310 GWh.

MERCADO DE EMISIONES DE CO₂

Como es sabido la UE se comprometió, en el marco del Protocolo de Kioto, a conseguir unas emisiones promedio en el período 2008-2012, inferiores a las de 1990 en un 8%. El reparto suponía una limitación del crecimiento en unos países y reducción en otros. En la UE los distintos países formularon en 2004 el Plan Nacional de Asignación de Derechos para el período 2005- 2007. Este período es una etapa previa y de adaptación ante el horizonte 2008-2012, en el que los países deberán alcanzar los objetivos de variación de emisiones medidos respecto a la situación en 1990. España estableció el Plan de Asignación de Derechos de Emisión que ha sido, en general, calificado de razonable, pero que supone un gran esfuerzo para las empresas eléctricas. En todo caso, España tiene planteado un problema serio con las emisiones del sector transporte, cuyo crecimiento puede enmascarar en parte los logros obtenidos en otros sectores industriales, y particularmente en el Sector Eléctrico, cuyo esfuerzo es muy grande si se compara con otras actividades económicas.

Es sabido que para el cumplimiento de los objetivos fijados para las instalaciones industriales de los países de la UE, éstas podrán, bien implementar medidas de reducción, o bien comerciar con Derechos de Emisión de acuerdo con los términos fijados en la Directiva de octubre 2003.

También pueden apelar a otros dos Mecanismos de flexibilidad: realizar inversiones para reducir emisiones en países del Anexo 1 del Protocolo, Aplicación Conjunta (AC), o realizar proyectos energéticos en países no incluidos en ese Anexo, Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). En el caso de España algunas empresas eléctricas están desarrollando ya proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), principalmente en Latinoamérica, en sus propias instalaciones.

En el 2005 se inició la primera fase de aplicación de la Directiva de Emission Trading (2005-2007), mediante la publicación de Planes de Asignación en cada país afectado por la misma y la entrada en funcionamiento de los Registros Nacionales.

En este contexto, se generaron varias iniciativas de creación de mercados “spot” de derechos de emisión, en su mayoría en mercados mayoristas que ya operan en electricidad (Powernext, Sendero, Nordpool, EEX, etc.). Se estima que la comercialización en estos mercados fue de unos 260 millones de toneladas. Para las centrales fuel, el monto asignado es de 2.1 millones de tCO₂, de un total de 269 millones de tCO₂ establecidas para el sector eléctrico español.

El PNA 2008-2012 prevé unas emisiones totales para el sector eléctrico de 73,3 millones de toneladas de CO₂, excluyendo los nuevos entrantes, y una asignación a este sector de 54,7 millones, lo que supone un factor medio de ajuste del 74,6%.

Por lo que se refiere a las centrales térmicas de los sistemas insulares y extrapeninsulares, los mayores costes que se pudieran derivar de un déficit de derechos de emisión se verán incorporados a los costes reconocidos a efectos de retribución de la actividad de generación que se realiza en ellos, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1.747/2003 y en las Ordenes Ministeriales de 30 de marzo de 2006 que lo desarrollan.

No obstante lo anterior, cabe subrayar que la propuesta de PNA 2008-2010 contempla una reducción de derechos de emisión del 36% con respecto a la asignación que fue aprobada en el PNA anterior e implica que España deberá hacer en el período citado un esfuerzo de reducción mayor que el de los demás países europeos, lo que contrasta con el hecho de que presenta un nivel de eficiencia energética muy razonable. Conviene recordar al respecto que sus emisiones específicas de CO₂ fueron en 2003 más bajas que la media de la Europa de los 25 y menores que la de once países comunitarios. El coste esperado para la industria española puede llegar a los 3.000 millones de €.

Por otro lado, al hacer recaer sobre el sector eléctrico todo el esfuerzo de reducción, se producirá previsiblemente, como en el período 2005-2007, un elevado déficit de derechos que, teniendo en cuenta su efecto multiplicador sobre precio de la electricidad, afectará negativamente a la competitividad de los sectores industriales y generará un alto sobrecoste para el conjunto de la economía nacional.

GAS NATURAL ³

El gas es el combustible que está teniendo la mayor expansión dentro del ámbito de la generación de energía eléctrica en España, y en general en todo el mundo. Esto se debe principalmente al rápido e intenso desarrollo de centrales de ciclo combinado a gas. Este aumento de centrales ha provocado que la demanda de gas natural para generación de electricidad en España haya crecido más de un 68 % en 2005 respecto al año anterior.

En el año 1995, la cuota del gas dentro del mix de combustibles para la generación eléctrica no alcanzaba el 4%, ya que sólo se utilizaba como combustible de apoyo en centrales de fuel y en las pequeñas instalaciones de cogeneración. En el año 2005, su cuota representaba ya un 26,8 %, gracias a una producción de las centrales de régimen ordinario de 53.676 GWh (18,2 %) y a una generación de las centrales de régimen especial de 25.322 TWh (8,6 %). La previsión es que su participación continuará aumentando en el futuro, ya que en los próximos 5 años se espera que entren en operación más de 20 GW de centrales de ciclo combinado.

El gas natural se utiliza para varias tecnologías de generación eléctrica en la actualidad. Como ya se ha indicado, la principal es la de ciclo combinado, pero también se utiliza en turbinas de gas de ciclo simple y en motores térmicos. Su utilización directa en calderas se reduce a combustible de apoyo en centrales de fuel, como se ha indicado anteriormente.

El gas natural también se utiliza como materia prima para la obtención de hidrógeno para el funcionamiento de pilas de combustible, aunque esta tecnología está todavía en fase de desarrollo.

De todas las reservas mundiales de gas natural un 41 % se encuentran localizadas en países del Oriente Medio y un 32 % en países de la Antigua URSS. Sólo un 3,6 % de las reservas se localizan en países de la Europa Occidental y un 3,9 % en América del Norte. Esta distribución de las reservas hace que Europa este expuesta a una gran dependencia energética de estos países.

El gas natural utilizado en España procedió en el año 2005 principalmente de Argelia (43 %), Países del Golfo Pérsico (19,4 %) Nigeria (14,8 %) y Egipto (10,5 %). La producción de gas natural en España sólo representa el 0,2 % del consumo nacional, por lo que nuestra dependencia del exterior es total.

³ **Carlos Vila (UNION FENOSA)**

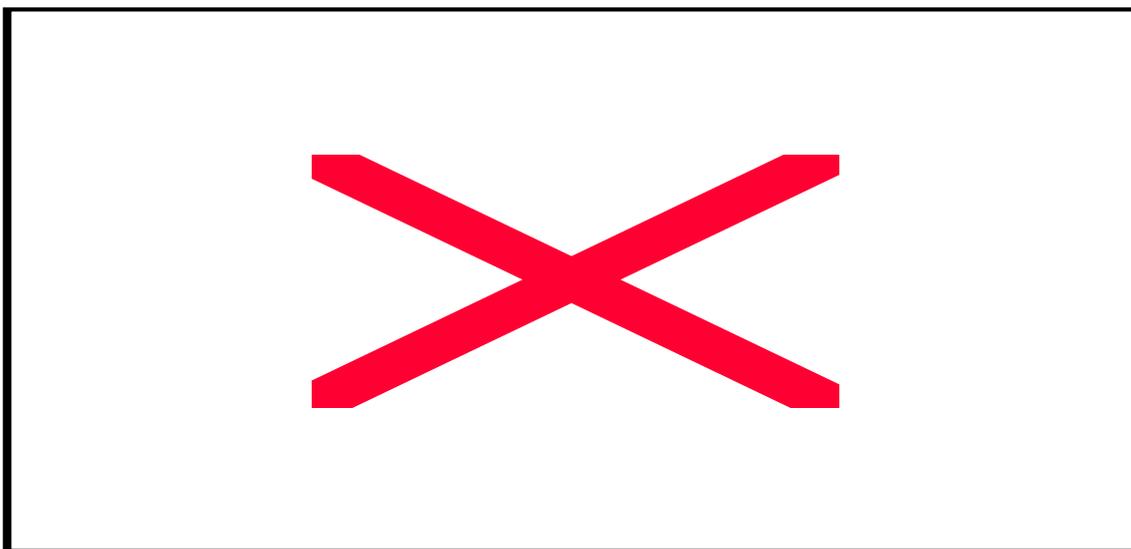


Fig YY. Localización de las reservas, producción y consumo de gas natural

En el aspecto ambiental, es el combustible fósil que produce menos contaminación y residuos en su aplicación para la generación de electricidad.

A continuación se describen brevemente los distintos tipos de tecnologías de generación de electricidad a partir de gas natural.

MOTORES DE GAS

Esta tecnología consiste en la utilización de la energía mecánica producida por un motor térmico a gas para mover un generador eléctrico.

Su rendimiento eléctrico depende de la potencia del motor y oscila entre el 25 y 45 % y dado el mayor coste del gas natural sobre el fuel, sólo se suele utilizar en plantas de cogeneración y principalmente cuando por motivos ambientales no es aconsejable la utilización del fuel, ya que la tecnología de motores de fuel es económicamente más competitiva.

TURBINA DE GAS EN CICLO SIMPLE

Consiste en una turbina de gas a la que se le acopla a su eje un generador eléctrico. Los gases de escape de la turbina se envían directamente a la atmósfera sin la utilización de su calor latente.

Su rendimiento eléctrico depende de la potencia de la turbina, oscilando entre el 25 y 42 %.

La utilización de esta tecnología se limita a centrales en reserva para los picos de energía, ya que son de fácil arranque y control. No compiten económicamente con las centrales de ciclo combinado por su menor rendimiento eléctrico del ciclo. Su emisión específica de es superior a la de este tipo de centrales, pero inferior a la de las centrales de carbón.

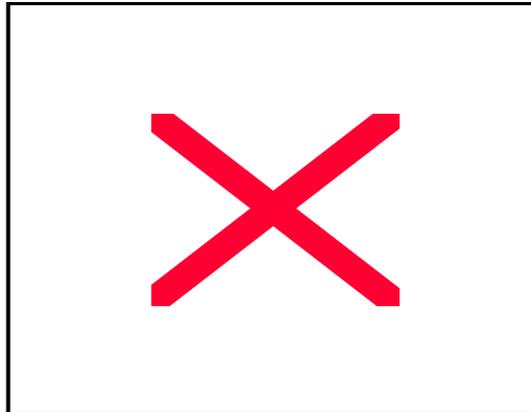
CICLO COMBINADO

El ciclo combinado es la tecnología por excelencia para este combustible. En una central de ciclo combinado se integra el ciclo de turbina de gas con un ciclo de vapor que aprovecha los gases de escape de la turbina de gas, lo que permite aprovechar en mayor medida la energía aportada, obteniendo un rendimiento aproximado del 55 %, superior en 1,5 veces al de una turbina de gas simple y más de veinte puntos porcentuales por encima del rendimiento de una central térmica convencional de fuel o carbón funcionando con ciclo de vapor.

El combustible usado, gas natural, es un combustible limpio, ya que produce menos contaminación atmosférica que otros combustibles sólidos o líquidos, debido a que los gases de combustión carecen de partículas. Las emisiones de CO₂, del orden de 340 kg/MWh, son las menores de todos los combustibles fósiles debido a su alta relación H/C y a que el gas natural comercializado carece casi totalmente de azufre, por lo que las emisiones de SO₂ son insignificantes. En cuanto a los óxidos de nitrógeno (NO_x), hay que señalar que la utilización de cámaras de combustión de baja producción de NO_x hace que el ratio de emisión de NO_x por kWh producido sea claramente inferior al de otras centrales térmicas convencionales. La producción de partículas sólidas en suspensión es despreciable.

Las necesidades de agua de una central de ciclo combinado respecto de una central de carbón se reducen, aproximadamente un 50 %, en agua de reposición para el ciclo de agua-vapor y un 65 % en refrigeración, y lo mismo en el vertido final. No genera residuos en la combustión y permite el ahorro de combustible fósil (consume un 35 % menos que las convencionales) debido al alto rendimiento energético del ciclo.

Por tanto, las plantas de ciclo combinado, que utilizan gas natural en su proceso, son muy atractivas desde el punto de vista ambiental para la producción de energía eléctrica a partir de combustible fósiles.



Descripción de una instalación de ciclo combinado:

TECNOLOGÍAS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2

El ciclo combinado produce, como ya se ha indicado, unas menores emisiones específicas de CO₂ que cualquier otra tecnología de combustibles fósiles, pero dada la preocupación por el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, se estudia también la aplicación de tecnologías de captura y secuestro de CO₂ para reducir prácticamente a cero las emisiones a la atmósfera de las centrales de ciclo combinado. Esta tecnología ya ha sido descrita en el capítulo del carbón, ya que es aplicable a todos los combustibles fósiles.

Ventajas:

- ✓ Baja emisión de CO₂ por unidad de producción (la menor de todos los combustibles fósiles). La emisión específica es del orden de 340 gr/kWh, aproximadamente un 60 % menor que la de una central de carbón convencional.
- ✓ La mejor tecnología para combustibles fósiles desde el punto de vista medioambiental. Prácticamente nulas emisiones de SO₂, no produce cenizas ni escorias, bajas emisiones de NO_x,
- ✓ Bajo coste de inversión específico, del orden de 500 €/MW.
- ✓ Ofrece garantía de potencia, que no pueden ofrecer las energías renovables.

Inconvenientes:

- ✓ Emite gases de efecto invernadero, fundamentalmente CO₂, pero también metano por las fugas e inquemados y N₂O.

- ✓ El alto precio del gas natural dificulta su competitividad frente a otros combustibles.
- ✓ Dependencia del exterior, al no tener España yacimientos de gas significativos, lo que hace necesaria la importación de este combustible. La mayor parte de las reservas mundiales se encuentran en países de Oriente Medio y de la antigua URSS

LA BIOMASA⁴

Introducción.-

El consumo actual de energía se sitúa en unos 10.000 millones de tep.

La biomasa de toda la tierra emergida se evalúa en unos 30.000 millones de tep.

Teniendo en cuenta que la biomasa cumple una misión básica que es conservar la naturaleza, incluido el clima, no se puede pensar más que en utilizar una pequeña fracción de la misma con fines energéticos.

La biomasa se puede dirigir hacia tres usos energéticos sobre los que conviene hacer unos comentarios:

- Combustible sólido de uso directo.- Se destinan a calefacción o bien como combustible en hornos o calderas industriales. El rendimiento energético de combustión en esos equipos, es del orden 70 al 80%. El precio de los combustibles alternativos: gasóleo, gas natural, butano o propano, tienen un precio mayor que el de la biomasa en el mercado español.
- Generación de electricidad.- Supone un rendimiento energético entre 15 y 30% según diseño y operación de las plantas. Para cubrir unas dimensiones mínimas de las centrales de generación es necesaria una cantidad mínima de biomasa lo que hace que aparezcan ciertas restricciones a la hora de considerar esta opción.
- Obtención de biocarburantes.- Aparece como respuesta a la necesidad de encontrar soluciones renovables a los combustibles de automoción. El rendimiento de la transformación es mayor que el correspondiente a la generación de electricidad, pero menor que el del uso directo de la biomasa como combustible. Es una opción interesante en la medida que el producto final tiene un alto valor económico en el mercado.

En este documento nos vamos a centrar en el apartado b, sin olvidar que los otros dos tienen mayor interés energético, por eficiencia energética o por valor del producto final.

Esquema de planta de generación eléctrica con biomasa.-

Las plantas de generación de electricidad con biomasa utilizan el esquema clásico de las centrales termoeléctricas: generación de vapor para alimentar una turbina donde se expande hasta alcanzar una baja presión, la turbina acciona un alternador que transforma la energía mecánica en electricidad.

Un aspecto a señalar desde un principio es el bajo rendimiento:

- El ciclo termodinámico de vapor, Rankine, tiene de por sí bajo rendimiento

⁴ Félix Pérez Beltrán URBASER, S.A. y Magdalena García Mora ACCIONA

energético, en torno al 50%. Tanto mayor cuanto más elevada es la presión y la temperatura del vapor.

- En el caso de las plantas de biomasa, su pequeño tamaño, o baja potencia, lleva a parámetros del vapor de bajo título que esto reduce la eficiencia energética de la central.
- La biomasa es un combustible con alto contenido de agua, esta se ha de evaporar en el hogar de la caldera, y sale como vapor en los humos, arrastrando calor latente, y reduciendo el rendimiento de la caldera.
- Las centrales eléctricas consumen una parte de su producción en alimentar los equipos auxiliares de las mismas. En las grandes centrales termoeléctricas, los servicios auxiliares suponen un 5% de esa electricidad producida. En las de biomasa pueden consumir más del 10% de la electricidad producida

A favor:

- Fácil colocación de la electricidad generada en la red (En España)
- Posibilidad de adecuar el ritmo de producción a la demanda.
- Interés para dar salida a materias residuales
- Oportunidad de generar electricidad en países en desarrollo

En contra:

- Gran demanda de biomasa para atender el consumo de cada grupo generador.
- Transformación de bajo rendimiento energético.
- Baja rentabilidad económica en la mayoría de plantas

El orden de magnitud de consumo anual de biomasa en generación de electricidad es de unas 10.000 t/MW de potencia instalada, dependiendo del rendimiento de la instalación, del número anual de horas de funcionamiento, de la calidad de la biomasa y de su poder calorífico.

Generación de electricidad.-

- Combustión directa: Ciclo de Rankine de vapor de agua cuya tecnología, ya madura, produce rendimientos bajos (menores del 30%) por limitaciones técnicas en la caldera debidas al tipo de combustible.
- Pirólisis: Obtención de bióleos cuya tecnología está todavía, a nivel experimental.
- Gasificación: En ciclo combinado Brayton/Ranking o en motores de gas. Se necesitan mejoras en la depuración de los gases obtenidos a partir de la biomasa.
- Otros sistemas (solar-biomasa): Se busca compartir el ciclo de Ranking con el objeto de hacerlo funcionar más horas anuales de las que se obtendrían mediante tecnología termosolar simple.

Aspectos económicos: Tiene gran importancia, y variabilidad, en los costes, el suministro y transporte a boca de central (0,02 a 0,06 €/kWh).

Combustión directa:

- Inversión: 1800 €/kW
- Operación y Mantenimiento: 0,01 €/kWh

Combustibles.-

Tipologías de combustibles para generación de electricidad.-

Ciertas características se han de tener en cuenta por su incidencia en la combustión, forma y tamaño de esos materiales, poder calorífico, contenido en humedad, o contenido en materia mineral. El poder calorífico de la biomasa se sitúa entre 2.000 y 4.000 kcal/kg, dependiendo de la tipología y del contenido en humedad, que puede variar entre 20 y más del 40%.

Otras se relacionan con su gestión la forma y volumen de los aprovisionamientos y el coste de los mismos. Conviene hacer unas reflexiones al respecto:

- **Residuos forestales.-** Coste de la recogida muy distinto según tipo de bosque. Los costes se sitúan entre 30 y 80 €/t. En España hay 12 millones de Ha de bosque de los cuales solo se pueden obtener residuos de 5 millones de Ha por un total de 5 millones de t/año equivalentes a 500 MW.
- **Residuos agrícolas y ganaderos.-** La superficie agrícola en España es de 10 millones de Ha que originarían 8 millones de t/año de residuos, equivalentes a 800 MW. La heterogeneidad de estos materiales obliga a hacer consideraciones diferenciadas debido al contenido en álcalis de los herbáceos:

Paja.- De utilizaciones diversas en el mundo rural así como producción de celulosa. Por ello si se quiere utilizar en generación de electricidad es preciso negociar un precio, que se puede colocar entre 30 y 60 €/t. La paja de maíz, el zuro, ha tenido menor utilización comercial que la de otros cereales, trigo o cebada, por lo cual es quizás más fácil plantearse con ella una utilización para generación de electricidad.

Residuos de almazara.- Es un residuo contaminante, que aparece concentrado en las industrias del aceite de oliva, su volumen es significativo, en España se acerca al un millón de t/a. El valor comercial es nulo y el coste el de manejo.

Residuos de cultivos en invernadero.- Es un material de alto contenido en humedad, del orden del 50%, cuyo valor comercial es nulo. En Almería, donde este residuos supone más de medio millón de t/a, se ha planteado su utilización para generación de electricidad, y desalar agua de mar con esta energía, aunque de momento sin plasmarse en ninguna instalación.

Podas.- Las podas de frutales o viñas dan un residuo disperso, que difícilmente puede concentrarse en grandes cantidades a bajo coste, para ser así un combustible adecuado para abastecer una planta de generación de electricidad. Las podas de olivos, encinas u otros árboles similares, dan leña para consumo como combustible de uso directo.

Residuos ganaderos.- El tamaño cada vez mayor de las granjas proporciona volúmenes significativos de excrementos que pueden ser utilizados en generación de electricidad. Así ocurre con el gallinazo en Gran Bretaña.

Los purines de las granjas de cerdo no son biomasa útil, es un residuo de alto contenido en agua, que no es combustible; es contaminante y hay que reducir su contenido en agua para mezclarlo con otros inertes y llevarlo a vertederos o utilizarlo como un abono en bajas dosis y condiciones controladas.

- **Cultivos energéticos** en España: Hay disponibles 6 millones de Ha entre lo cultivado y lo abandonado, de las cuales 2 se podrían dedicar a biomasa para generación eléctrica que producirían 20 millones de t/año equivalente a 2000 MW, el resto, 4 millones de Ha, a biocombustibles.

Cardo.- Se consiguen productividades de 12 t/Ha, o incluso valores más elevados. Pero con ello no se puede pagar por Ha cultivada más de unos 400 ó 500 €/Ha, valor que es poco atractivo para el agricultor convencional, aunque puede tener interés para cultivos de grandes superficies. Al cabo de unos 12 ó 15 años es preciso dejar descansar al terreno.

Bosque de corta rotación.- La productividad media anual puede llegar a unas 15 t/Ha, lo que se traduce en una renta de unos 500 €/Ha o poco más, lo cual sigue siendo poco atractivo para los propietarios.

En cualquier caso hay que señalar que los cultivos energéticos tendrán previsiblemente mayor interés para obtener biocombustibles líquidos que generación de electricidad.

• **Fracción orgánica de los RSU**

Preparación de combustible

- **Almacenamiento.**- Hay que disponer naves, preferentemente cubiertas, donde almacenar la biomasa; el carácter estacional de su recogida obliga a que el volumen almacenado sea significativo, sobrepasando los cuatro meses de operación de la planta eléctrica.

En el caso de quemar residuos leñosos, hay que astillarlos.

La biomasa es un material, que en principio tiene tendencia a la autocombustión. Habrá que diseñar la instalación de almacenamiento para evitar los puntos calientes y las corrientes de aire que favorezcan el fenómeno. Es posible también la explosión del polvo de biomasa, es necesario evitar la acumulación de polvo seco y la utilización de equipos eléctricos sin protección adecuada.

Las operaciones de manejo de la biomasa deben estar estudiadas para reducir los movimientos. En la medida que esto sea posible, deberán hacerse con equipos de accionamiento eléctrico, bandas transportadoras y puentes grúa, el uso de equipos móviles motorizados suele suponer un consumo significativo de gasóleo.

- **Secado.**- Si la biomasa tiene valores de humedad por encima de 25% el rendimiento de la caldera se ve afectado negativamente de forma significativa. Aún así, el secado no es práctica habitual.

En las plantas de tamaño medio se puede instalar un secadero, cilindro rotativo o transportador de bandas, por el cual circulen a contracorriente los gases de combustión de la caldera vigilando la temperatura de salida de estos gases y su punto de rocío, para evitar fenómenos de condensación ácida, de los óxidos de azufre de dichos humos que combinan con el vapor de agua para dar ácido sulfúrico, que ataca, entre otros, los componentes metálicos de la instalación.

- **Alimentación.**- El combustible tendrá un tamaño máximo, para lograr una buena combustión; evitando la presencia excesiva de partículas finas. Ambos aspectos requieren equipos de astillado y trituración, y un manejo cuidadoso de ciertas biomazas para evitar ese polvo en exceso.

Calderas

Hay dos tipos: las de parrilla, y las de lecho fluido.

Las calderas de parrilla poseen una tecnología muy probada que origina una gran oferta de fabricantes. La temperatura del hogar oscila entre los 1200 y 1300 °C, se forman óxidos de nitrógeno, existe la posibilidad de destrucción de las dioxinas y se originan problemas con las escorias y los vidrios.

El rendimiento energético de una caldera se determina por el análisis de pérdidas, método de “perdidas separadas”; básicamente son:

- En las calderas de biomasa el calor latente en cenizas y escorias, debe ser despreciable.
- Pérdidas por paredes, que nunca deben llegar al 5% de la energía del combustible.
- Pérdidas por calor latente en humos, dependen del exceso de aire de combustión, y del contenido en humedad del combustible, el agua de éste se evapora tomando el calor de cambio de fase, que es importante. Las pérdidas pueden ser de algo menos del 15% a sobrepasar el 30% según los casos.

Otro tipo de calderas que se comienza a utilizar son las de lecho fluido, de tecnología menos conocida, diseñadas para realizar la combustión a baja temperatura (menos de 850 °C), y así poder fijar el azufre del combustible en las cenizas, a tal efecto se añade caliza en la alimentación, de forma que se produzca la siguiente reacción:



Es una alternativa interesante para combustibles de alto contenido en azufre, por

ejemplo ciertos carbones ó cok de petróleo. En el caso de la biomasa, donde el contenido en azufre se sitúa en torno al 0,3%, no aparece como una necesidad. La ventaja es la baja temperatura que hace que la formación de óxidos de nitrógeno sea baja, y además que los problemas de vidrios o escorias se reduzcan.

Diseño de plantas de biomasa

Para un diseño eficiente hay que pensar en potencias de más de 5 MW, es decir partir de la disponibilidad de 50.000 t/año de biomasa. Hay que reflexionar si va a ser de un solo tipo o se van a juntar diferentes materias, es conveniente conocer la cadencia de llegada de los combustibles a la planta. En cualquier caso no parece lógico buscar la biomasa en un radio de acción de la planta por encima de los 30 km desde el emplazamiento de ésta, en caso contrario los desplazamientos de camiones y consumos de gasóleo comienzan a ser altos.

Por ello se intenta llegar a potencias por encima de los 20 MW, aunque esto supone necesidades de biomasa que se acerquen a las 200.000 t/año.

La turbina de vapor y el ciclo se diseñan de acuerdo a la potencia y título del vapor.

La planta se ha de ubicar cerca de un río para disponer de agua de refrigeración. El alternador de la planta genera a una tensión que puede ser de 6.000 V, se suele elevar a 20, 45, 66 ó 132 kV, dependiendo del tipo de subestación eléctrica de la red general a la que se quiere conectar la planta.

La longitud de la línea de conexión y la tensión influyen en el coste de este sistema eléctrico.

Rendimiento Energético (RE) de una planta de generación con biomasa

Viene expresado por la fórmula siguiente:

$$RE = \eta \text{ Caldera} \times \eta \text{ Ciclo} \times \eta \text{ Electromecánico} \times \frac{100 - SS.AA.}{100}, \text{ donde:}$$

- Rendimiento de la Caldera: 70 a 80 % y depende del contenido en humedad del combustible y del exceso de aire en la combustión.
- Rendimiento del Ciclo: 30 a 45 %, depende de la presión y temperatura del vapor principal, así como del diseño del ciclo, número de extracciones.
- Rendimiento electromecánico de la turbina-alternador: > 90 %
- Consumo de los Servicios Auxiliares: 7 a 13 %, depende del tamaño de la planta

Con todo ello el Rendimiento de la Planta es del 16 al 30%

Aspectos ambientales

Los problemas ambientales a considerar son de dos tipos: los relacionados con el entorno de donde se extrae la biomasa, y los originados en la planta de generación de electricidad.

Las emisiones contaminantes a la atmósfera durante la combustión no suelen ser significativas, aunque crece la preocupación por las emisiones de dioxinas.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno son mayores en las calderas de parrilla, por su elevada temperatura de combustión, pero siempre suelen estar por debajo de 500 mg de NOx por Nm³, cifra que no es preocupante en instalaciones de este tamaño.

Análisis económico

La inversión de una planta de biomasa alcanza valores de 1.500 a 2.000 €/kW instalado. Depende de diversos factores:

- Tamaño de la instalación.
- Instalaciones complementarias, como filtros de gases o parques de almacenamiento de biomasa con cierto grado de mecanización.
- Sistema eléctrico de evacuación.

Inversión mediante un préstamo a 10 ó 15 años

Los costes de mantenimiento son una cantidad que anualmente puede equivaler al 3% de la inversión realizada.

El pago del combustible es la partida de mayor significado.

La electricidad generada se paga en el caso español al precio del pool más una prima. Se sitúa en el promedio de la vida de la instalación en unos 2,7 cts de euro por kWh vendido, prima tiene un valor similar sea cual sea la biomasa que se utiliza como combustible.

Una forma de reducir la incertidumbre en la evolución de los precios de la biomasa es involucrar a los agentes locales.

Alternativas tecnológicas

Uno de los problemas que aparece en la utilización de la biomasa para generar electricidad es la no disponibilidad de combustible suficiente para una instalación de caldera más turbina de vapor. Se está trabajando en la gasificación en reactores de diseño sencillo, que permitan obtener un gas combustible para su posterior combustión en motores diesel.

La opción permite pensar en plantas de menos de 1 MW de potencia, con un funcionamiento flexible, y sin pérdida de eficiencia energética, y con una inversión específica menor que en los diseños convencionales. Esta solución pudiera facilitar la

construcción de instalaciones bien de implantación municipal, bien conexas a industrias agrícolas o ganaderas de pequeño o medio tamaño.

Instalaciones de generación eléctrica en países menos desarrollados

La tercera parte de la Humanidad no cuenta con energía eléctrica.

La alternativa más asequible para disponer de electricidad es instalar motores diesel, que por un lado hace dependientes del petróleo a esas sociedades, y de otro lado, incrementará sensiblemente las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Entre las renovables, la biomasa es la alternativa que supone una menor inversión específica, lo que la hace bastante atractiva.

En muchos países del Tercer Mundo es posible acceder a recursos de biomasa siendo la productividad en algunos casos significativamente más elevada que en los países de nuestro entorno.

Instantánea de la situación actual en nuestro país.- Desarrollo incipiente, solo se han cubierto el 10,3% de las previsiones. Andalucía, País Vasco, Asturias y CLM encabezan las CCAA con más potencia instalada.

Rebajas en las previsiones de crecimiento para la **biomasa** hasta que el Parlamento decida si incluye en el régimen especial las centrales de combustión conjunta de biomasa y carbón (19 proyectos en tramitación). En 2010 los objetivos energéticos variarán desde las 13.000 Tep en Canarias hasta las 1.133.000 Tep en C y León.

LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA: CALIDAD Y GARANTÍA⁵

La energía obtenida a partir del agua, por medios exclusivamente mecánicos o electromecánicos goza hoy día de un elevado grado de madurez en nuestro país. En efecto, ya la Ley de Aguas de 1879 contemplaba entre los usos del agua la producción de energía mecánica, en lo que se llamaban en la propia Ley “artefactos”.

Desde aquellos lejanos años, la tecnología ha evolucionado de forma acorde a los requerimientos de suministro, y así se ha llegado a las actuales centrales hidroeléctricas, en las que se aprovecha la energía potencial de una masa de agua, convirtiéndola inicialmente en energía cinética y mecánica, mediante el giro de una turbina, y finalmente en energía eléctrica, por medio de un generador que está acoplado mecánicamente a la turbina.

Todo este proceso se realiza con una elevada eficiencia energética, que, de hecho, no se da en ninguna otra tecnología de producción de energía: se alcanzan valores de rendimiento superiores al 90% en el conjunto del ciclo de transformación de unas energías en otras, frente a cifras rara vez superiores al 60% en el resto de tecnologías.

Repasando las características de la energía hidroeléctrica, encontramos que es:

No consuntiva

Renovable

Autóctona

No contaminante

Fuente de garantía de suministro

Fuente de calidad de suministro

Veamos brevemente esas cualidades.

El carácter no consuntivo de la energía hidroeléctrica es evidente, ya que se inscribe en el ciclo natural del agua, sin consumir cantidad alguna de la misma, en el proceso de producción de energía: la misma cantidad de agua que entra en la turbina es la que se reintegra al río.

Se trata también de una energía renovable, ya que, como es de sobra sabido, el agua pasa por distintas fases, dentro del ciclo hidrológico, volviendo finalmente a los cauces por medio de la lluvia. La cantidad total de agua es constante, variando únicamente su forma física y su localización.

⁵ **Clemente Prieto Hernandez (IBERDROLA)**

La energía hidroeléctrica es autóctona, en el sentido de que, al menos en España, no es preciso adquirir la materia prima necesaria –el agua– a terceros. Esto, en un país como el nuestro, casi por completo carente de fuentes de energía propias, es de la mayor importancia estratégica y económica.

Asimismo, es una energía no contaminante, en lo que se refiere al proceso productivo propiamente dicho. Si bien determinadas circunstancias –en general originadas por terceros– pueden dar lugar a situaciones con algún impacto ambiental, es obvio que el procedimiento seguido para la producción de energía hidroeléctrica no aporta contaminación alguna a las aguas turbinadas.

Una importante cualidad de la energía de origen hidroeléctrico es la de aportar garantía de suministro al sistema eléctrico. En efecto, es la única energía capaz de incorporarse al sistema con la necesaria rapidez en caso de fallo instantáneo de algún gran grupo térmico convencional o nuclear, aportando casi instantáneamente varios centenares de megavatios a la red. Sin este medio de producción, los siempre posibles fallos en otros centros productivos darían lugar a caídas generalizadas del sistema, lo que resulta totalmente inadmisibles para una sociedad industrializada como la nuestra.

Otra cualidad de gran interés es la aportación de calidad de suministro al sistema eléctrico. Las centrales de producción de energía hidroeléctrica son capaces de efectuar un seguimiento permanente e instantáneo de la curva de demanda eléctrica, la conocida como “curva de carga”, que presenta cambios continuos a lo largo del día, y entre los distintos días del año. Además, aporta al sistema estabilidad de otras magnitudes eléctricas fundamentales para su buen funcionamiento, como es la frecuencia. Esto proporciona la calidad que se le exige al sistema de suministro en cualquier sociedad desarrollada, en las que resultaría inadmisibles cualquier desfase, por pequeño que fuera, entre la demanda y la oferta instantáneas de energía eléctrica.

Todas estas características, unidas a la ya indicada de su muy elevada eficiencia energética, le dotan de sólidas características de sostenibilidad, en los tres aspectos propios de la misma: económicos, sociales y ambientales.

Desde el punto de vista económico, es evidente el interés de la energía hidroeléctrica, ya que aporta independencia de los avatares del exterior, y proporciona calidad y garantía –como se ha visto– con unos costes razonables y alta eficiencia, frente a otras posibles tecnologías de respuesta rápida, como serían las turbinas de gas.

Desde el punto de vista social, las infraestructuras asociadas a la energía hidroeléctrica proporcionan frecuentemente una larga serie de servicios a la sociedad, como lo son, por ejemplo, la regulación de aportaciones, la constitución de reservas que resultan estratégicas y decisivas en situaciones de larga escasez –como es la actual– o de cumplimiento de compromisos internacionales, la laminación de avenidas, la disponibilidad de recursos para otros usos –regadíos y abastecimiento, principalmente–, y la creación y mantenimiento de activos de gran valor paisajístico, ecológico y lúdico: cotos de pesca, parques naturales, campos de regatas, etc, etc. Y todo ello, muy frecuentemente, con financiación soportada íntegramente por la iniciativa

privada, y sin percepción alguna de contraprestación por esos importantes servicios, ni por el ahorro consiguiente a las arcas del Estado.

Finalmente, desde el punto de vista medioambiental, basta con recordar cualidades ya señaladas en los párrafos precedentes: carácter no consuntivo, proceso productivo no contaminante, factor de biodiversidad y elemento potenciador de bienes de interés medioambiental y paisajístico.

En conclusión, puede afirmarse rotundamente que la energía hidroeléctrica proporciona a la sociedad un gran valor añadido, en muy diversos aspectos, y que, lejos de ponerse en cuestión su conveniencia, debe ser potenciada al máximo posible.

ENERGIA EOLICA: CON EL VIENTO A FAVOR⁶

Estado actual y perspectivas de la energía eólica.

La energía eólica ocupa un espacio creciente en el panorama energético de las economías desarrolladas: basta con recordar algunas cifras para comprobarlo y para considerar sus buenas perspectivas de expansión en los próximos años.

Actualmente es la una de las fuentes energéticas que más se está desarrollando en todo el mundo y la más extendida entre las tecnologías renovables. Con tasas anuales de crecimiento superiores al 20% y una potencia instalada, al día de hoy, de más de 60.000 MW, la energía eólica satisface las necesidades energéticas de millones de hogares en todo el mundo.

La posición de Europa en el desarrollo de las energías renovables, y en especial la eólica, ha sido muy activa en los últimos años, llegando a concentrar más del 65% de la potencia instalada acumulada en el mundo a finales del año 2005.

En este escenario de crecimiento general de la energía eólica en todo el planeta, nuestro país se sitúa en una posición relevante: España es la segunda potencia mundial en el sector, y sobrepasa ya los 10.000 MW instalados. El dinamismo del sector eólico es un factor de competitividad para España, que se ha convertido en un referente mundial, con empresas que abastecen no sólo al mercado español, sino a los mercados exteriores.

El desarrollo industrial y la capacidad de innovación de este sector han permitido la creación de más de 500 empresas que participan en las distintas fases de la cadena de valor del ámbito eólico, y han permitido la creación de más de 95.000 nuevos puestos de trabajo asociados al diseño, fabricación y montaje de las instalaciones eólicas desde el inicio de esta actividad en España, de los que, aproximadamente, 24.000 son empleos directos y 71.000 indirectos.

Esta situación es el resultado de un esfuerzo conjunto de todos los agentes involucrados en este sector, que abarca el esfuerzo político, institucional, empresarial y social, y contribuye a la formación de capital productivo e invierte de forma intensiva en I+D.

La energía eólica es una realidad creciente con un amplio potencial para convertirse en un elemento básico, complementario al resto de fuentes de generación, del balance energético de las economías desarrolladas y, de forma creciente, de las economías en vías de desarrollo. De acuerdo con la consultora danesa BTM en su informe de marzo de 2005 - cuyos análisis son una referencia en el sector - la potencia eólica instalada en el mundo en 2009 crecerá por encima de los 117.000 MW, impulsada por las mejoras tecnológicas y aumento del tamaño de las máquinas, el crecimiento de la demanda eléctrica y la aplicación y el desarrollo del Protocolo de Kioto. Por su parte, la consultora

⁶ **Carlos Gascó Travesedo (IBERDROLA)**

estima que en España, el desarrollo de la energía eólica supere los 17.000 MW en 2009, manteniendo de este modo una posición dominante a nivel mundial.

Por tanto, las perspectivas de crecimiento de la energía eólica en España son, pues, enormes ya que se dispone de recurso eólico suficiente y un tejido industrial que ha alcanzado una alta madurez tecnológica, y a la que aún le quedan retos por afrontar, que vendrán de la mano de importantes mejoras tecnológicas y de una explotación de los parques eólicos cada vez más eficiente.

Factores dinamizadores

Los países desarrollados fomentan la energía eólica por dos motivos básicos: por sus ventajas en términos ambientales, en especial en relación con el problema del cambio climático; y por su carácter autóctono característico, que otorga a esta energía un valor importante para reducir la dependencia energética exterior y sus riesgos asociados. La valoración de estas ventajas ha llevado a dichos países a fijarse unos ambiciosos objetivos de promoción de energías renovables.

A escala global, el Protocolo de Kioto señala expresamente a las energías renovables, y en particular la eólica, como una de las opciones básicas para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ acordados en Kioto. Con respecto a los compromisos de España, ésta se comprometió a no superar sus emisiones en un 15% con respecto a las de 1990; sin embargo, la realidad actual dista mucho de estos objetivos, ya que superamos las emisiones en torno al 50%.

Otro de los factores determinantes para el desarrollo de la energía eólica, aparte del medioambiental, es la de garantizar la seguridad energética en el país; en este sentido, España sufre una fuerte dependencia energética, que ya alcanza el 78%.

En este sentido, las oportunidades de la energía eólica como fuente de carácter autóctono tiene como principal factor dinamizador el de la seguridad energética, con lo que se reducen los riesgos geopolíticos asociados a la dependencia de combustibles fósiles y ayuda a la diversificación del mix energético. Además, las ventajas de la energía eólica como fuente de carácter autóctono pasa por el suministro distribuido en zonas aisladas al suministro eléctrico.

Por último, se requiere una eficiencia energética que permita la apuesta por la energía eólica al menor coste posible, de modo que se asegure el bienestar social y la competitividad de este tipo de energía.

Marcos de apoyo

En el contexto actual, en el que las energías convencionales no internalizan todos sus costes ambientales, la energía eólica es en comparación más costosa y no puede competir en igualdad de condiciones en el mercado. Esto hace que se requiera, además de un desarrollo tecnológico que reduzca la diferencia de costes, un marco público de apoyo que asegure la rentabilidad de las inversiones en este ámbito.

Existen dos modelos básicos de compensación económica a esta energías: el modelo de primas y el de certificados verdes negociables. El modelo de primas consiste,

básicamente, en el derecho concedido al productor renovable de venta de toda la energía a un precio regulado, durante un periodo determinado de tiempo.

En los sistemas de certificados verdes negociables, el regulador otorga certificados a los productores por la energía renovable producida. Al mismo tiempo impone una cuota anual renovable a las comercializadoras, cuyo cumplimiento deben demostrar mediante la presentación de los correspondientes certificados, y establece multas por incumplimiento. Las comercializadoras compran los certificados a los productores renovables. Para el productor renovable se establecen, por tanto, dos mercados - el de electricidad y el de certificados - en los que obtiene dos tipos de ingresos, por la venta de la energía y por la venta de los certificados.

En la Unión Europea la mayor parte de los países utilizan sistemas de primas (como Alemania y España) pero otros han adoptado, en los últimos años, sistemas de certificados verdes negociables (como Italia y el Reino Unido). Del análisis de los resultados en términos de potencia instalada por países se obtiene una conclusión evidente: los sistemas de primas son los únicos que han conseguido resultados importantes. Cerca del 90% de la potencia total instalada acumulada en 2005 se encuentra en países con este sistema y no hay, hasta el momento, ejemplos de éxito con sistemas de certificados.

De hecho, un reciente estudio de la Comisión de la Comunidad Europea "The support of electricity from renewable energy sources" argumenta una mayor efectividad de las primas con respecto a los certificados verdes.

La razón fundamental del éxito de los sistemas de primas es la seguridad que proporciona al inversor en un negocio como el eólico, intensivo en capital y a largo plazo. En el caso de los certificados verdes negociables hay un riesgo importante asociado a la volatilidad de los precios de los mercados de la electricidad y de los propios certificados. Además, las primas son más sencillas de aplicar: sólo hay que definir el nivel adecuado de las mismas. En el caso de los certificados su aplicación es mucho más compleja: deben definirse las cuotas renovables, emitirse los certificados, crear un mercado adicional, y en muchos casos requiere una intervención pública del mercado para lograr un equilibrio en los precios.

El modelo español, basado en primas, es un caso de éxito ya que somos en la actualidad la segunda potencia eólica mundial. Por otro lado, el régimen retributivo que establece el RD 436 desde marzo de 2004 está siendo revisado actualmente por el regulador, de tal forma que las nuevas tarifas, primas e incentivos serán aplicables a partir del primer día de 2008.

A la hora de revisar dichas primas, será necesario evaluar todos los factores que intervienen en la retribución real de la actividad de modo que se garantice una rentabilidad razonable al inversor. Asimismo, se debe garantizar la no retroactividad para aquellos parques en funcionamiento con anterioridad a las nuevas tarifas para no poner en peligro la inversión.

Tecnología eólica

La energía eólica es, en grandes líneas, similar a la del resto de tecnologías de generación eléctrica. Las palas y el rotor transforman la energía cinética del viento en energía mecánica que a su vez es transformada en energía eléctrica mediante un generador. Los aerogeneradores se colocan sobre una torre debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura con respecto al suelo. Aunque continúan explorándose diversas variantes, la turbina horizontal de tres palas con el rotor de cara al viento se ha convertido en la configuración técnica más común.

Las mejoras más importantes en la tecnología eólica se han producido en el aumento del tamaño y rendimiento de los aerogeneradores. De unas máquinas de sólo 25 kW y un rendimiento del 10% de hace 20 años se ha pasado a turbinas cuya potencia oscila entre los 850 y los 3.000 kW con rendimientos cercanos al 50% (un porcentaje muy alto si se considera que el aprovechamiento máximo teórico de la energía del viento por un aerogenerador es del 59%). Pero también se han producido avances que han influido en el progresivo acercamiento de los productores eólicos a las condiciones de funcionamiento del resto de fuentes de generación, en relación con su integración en el sistema eléctrico. Los recientes desarrollos en campos como la regulación de tensión, la respuesta a los cortocircuitos que producen huecos de tensión en la red, o la participación en los servicios complementarios, reducen, de forma progresiva, el impacto de la eólica en el sistema eléctrico. Además, facilitan su aceptación por la red y posibilitan el crecimiento futuro de la esta energía. Esto no obsta para que, como es evidente, la eólica siempre tenga sus especificidades técnicas derivadas, fundamentalmente, del carácter aleatorio del viento, en especial en países de orografía compleja como España.

Principales retos de la política energética en el ámbito eólico

Existen varios aspectos que se perfilan como los retos a abordar en los próximos años en el sector eólico.

Como ya se comentó anteriormente, un **sistema de apoyo adecuado** que aporte estabilidad, predictibilidad y rentabilidad razonable al inversor es clave para el desarrollo de la tecnología eólica. En este sentido, los sistemas de apoyo basados en primas están demostrando ser más efectivos; definiendo un nivel adecuado de retribución teniendo en cuenta los costes reales de estas tecnologías.

Es imprescindible que la energía eólica **participe en el mercado**, integrándose de forma activa en el funcionamiento del sistema eléctrico y sus especificaciones. Entre los numerosos beneficios asociados a su participación en el mercado podemos resaltar: la reducción de costes en el pool, aportando energía más barata y limpia y reduciendo la aportación térmica y los avances tecnológicos asociados a dicha integración, desarrollándose así una tecnología de vanguardia.

Dicho desarrollo tecnológico y de integración, unido a un esfuerzo en **investigación** es fundamental a la hora de abaratar los costes de esta energía. Además, su desarrollo podría aportar grandes beneficios económicos a los países pioneros en este ámbito mediante la transferencia tecnológica.

Los **principales retos** de la energía eólica, en el ámbito de su **integración** en el sistema eléctrico son fundamentalmente tres: 1) la contribución de esta energía en la estabilidad del sistema (solucionando los problemas asociados a los huecos de tensión y energía reactiva), 2) promover su participación en el sistema en tiempo real, de forma que se mejore la eficiencia y disminuyan las restricciones en períodos de alta producción eólica (por medio de centros de control que aporten información instantánea al operador del sistema) y 3) mejorar las infraestructuras, tanto en el sistema de transporte de energía como en la potenciación de los interconexiones europeas.

Por otro lado, cabe destacar la enorme importancia que adquirirán las **políticas renovables**, el apoyo institucional y de las distintas administraciones tanto a nivel europeo, nacional como regional, por lo que se requiere no sólo un apoyo técnico y económico, sino también un apoyo de promoción, conocimiento y apuesta por las ventajas que aportan las energías renovables, de tal forma que la promoción de la energía eólica venga también de la mano de los agentes regionales y las sociedad en general.

Por último, cabe destacar las **ventajas socio-económicas** que aporta este tipo de tecnología, no sólo las derivadas por su carácter limpio (sin emisiones), sino también aquellas que provienen de su carácter autóctono, dotando de nuevos puestos de trabajo y riqueza social en aquellas zonas donde se instalan.

LA ENERGIA SOLAR⁷

1. Introducción

El potencial del sol como fuente energética es inmenso: La cantidad total de energía solar que recibe la superficie terrestre es varias miles de veces el consumo total mundial. El potencial técnico de convertir este flujo en energía utilizable, se ha estimado en más de 440.000 TWh/año⁸, que representa unas cuatro veces este consumo.

La energía solar puede utilizarse para generar calor o para generar electricidad, y también de forma pasiva, aprovechándola directamente a través del diseño y orientación de los edificios, el uso de diferentes tipos de materiales, etc.

En este caso, nos vamos a centrar en las tecnologías solares de generación eléctrica, aunque es necesario destacar el importante papel que pueden tener los usos térmicos de la energía solar, e incluso el aprovechamiento de la energía solar pasiva, en el desarrollo de un modelo energético más sostenible.

2. Las tecnologías solares

Las principales tecnologías solares que se están desarrollando para generación de electricidad son la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica (de concentración). De manera puntual, están apareciendo otras iniciativas como las chimeneas solares, de carácter más experimental que las anteriores.

- ❖ **Energía Solar Fotovoltaica:** La energía solar se transforma de manera directa en electricidad, al incidir los fotones de la radiación solar sobre un material semiconductor (generalmente silicio). Las células son la unidad básica del sistema.
- **Tecnología de silicio cristalino:** Es la tecnología más extendida, cubre más de un 90% de la producción. Existen tres tipos de tecnologías de silicio cristalino: el monocristalino, el policristalino, y el *ribbon / sheet*, con un 33,2%, 56,3%, y 4,3% del mercado, respectivamente⁹. Las células producidas con obleas monocristalinas alcanzan mayores eficiencias que las policristalinas (unos 2 puntos porcentuales más), aunque son más caras. Los procesos de *ribbon / sheet* son más eficientes en consumo de materias primas, pero tienen una eficiencia más baja y unos requerimientos de pureza del silicio superiores.
- **Tecnología de capa delgada:** Los módulos de capa delgada se construyen depositando finas capas de materiales semiconductores en una superficie de cristal, plástico o acero. Hay varios tipos de módulos de capa delgada comercialmente disponibles en la actualidad, en función del material a partir del cual se fabrique. Se pueden distinguir dos tipos principales:
 - **Los basados en el silicio:** Corresponde a la tecnología de silicio amorfo. En la actualidad se pueden alcanzar eficiencias del 10%.

⁷ Félix Pérez Beltrán (URBASER, S.A.), Magdalena García Mora (ACCIONA)

⁸ Fuente: *World Energy Assessment*, UNDP, en *A Vision for Photovoltaic Technology*, European Comisión.

⁹ Fuente: Photon International, cuota de mercado de las tecnologías en el año 2003

- **Los basados en otros materiales diferentes al silicio:** Los más comunes son, con un 0,7% del mercado los de diseleniuro de cobre e indio (CuInSe₂ o CIS), y con un 1% los de telururo de cadmio (CdTe).

Su eficiencia es más baja que las de las células cristalinas aunque, potencialmente, podrían llegar a alcanzar un menor coste.

- **Eficiencias típicas de las células fotovoltaicas:**

- Capa delgada (CdTe, CIS, silicio amorfo): 6-10%
- Silicio policristalino convencional: 10-14%
- Silicio monocristalino convencional: 12-15%
- Silicio cristalino de alto rendimiento: 15-18%

❖ **Energía solar termoeléctrica:** Utilizan concentradores solares por reflexión para alcanzar la temperatura necesaria para generar electricidad mediante un ciclo termodinámico. Existen tres sistemas concentradores:

- **Concentradores cilindroparabólicos:** El campo solar está compuesto por filas de colectores cilindroparabólicos. En cada colector, su superficie de espejos dirige la radiación a un tubo absorbente situado en la línea focal de la parábola. El fluido que hay dentro del tubo absorbente suele ser un aceite sintético, que una vez caliente (alcanza hasta 400°C) pasa por un intercambiador de calor, en el que se genera el vapor con el cual se produce energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine. El concentrador tiene capacidad de seguimiento de la radiación durante el día.

- **Sistemas de torre o de receptor central:** Un campo de helióstatos con seguimiento solar dirigen la radiación a un foco situado en la parte superior de una torre. Los fluidos térmicos utilizados en los sistemas experimentales ensayados han sido sodio líquido, vapor saturado, sales de nitratos fundidas y aire. Con el vapor obtenido, se genera electricidad mediante un ciclo termodinámico Rankine.

- **Discos parabólicos:** Son unidades independientes con reflector parabólico, en cuyo foco se sitúa el receptor solar en el que se calienta el fluido. Habitualmente están conectados a un motor Stirling para la generación de electricidad.

❖ **Chimenea solar:** El colector de la radiación solar se configura a modo de invernadero, con una cubierta de vidrio o plástico. En el centro de la superficie ocupada por el colector se alza una torre, a la que pasa el aire allí calentado, y dentro de la cual se colocan turbinas y generadores para producir electricidad.

3. Estado actual y evolución

La tecnología solar de generación eléctrica con más desarrollo comercial hasta el momento es la fotovoltaica, con unos ritmos de crecimiento histórico y unas previsiones de evolución futuras muy relevantes. La solar termoeléctrica, con una planta comercial importante en funcionamiento pero que fue construida a principios de lo 90', y una intensa actividad en plantas experimentales desde entonces, se encuentra actualmente en un momento de despegue, con cientos de MW en proyectos comerciales por todo el mundo

La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se encuentra en pleno periodo de expansión, con unos incrementos anuales en volumen instalado significativos, un número creciente de países que desarrollan mecanismos para su fomento, y una intensa actividad empresarial y de investigación y desarrollo hacia soluciones más costo-eficientes.

- La industria fotovoltaica mundial alcanzó una producción de 1.195 MW en 2004, con un ritmo de crecimiento medio anual del 36% en los últimos 10 años.
- La potencia instalada mundial era en 2004 de 2.595 MW, estando la mayor parte localizada en Japón (1.132 MW), seguida de Alemania (794 MW) y EEUU (361 MW). España ocupa el tercer lugar en Europa, con 37 MW, tras Alemania y Holanda. En 2005, ya había 51 MW instalados en España, siendo el objetivo a 2010 tener 400 MW.
- Se prevé que el crecimiento experimentado se mantenga, llegando los escenarios más optimistas a pronosticar un volumen de mercado mundial de 6.000 MW en 2010. Las políticas de apoyo de Europa, Japón, muchos estados de EEUU, Australia, y China lo respaldan.
- La tecnología dominante hoy día, con más del 90% de la producción, y que se espera que continúe siéndolo al menos en el medio plazo, es la basada en células de Silicio.
- El principal factor limitante para el crecimiento de la industria solar fotovoltaica en la actualidad es el suministro de silicio para la fabricación de paneles. El rápido crecimiento de la demanda experimentado en los últimos años, en la estela de las políticas de fomento desarrolladas, no ha encontrado una respuesta ágil en la industria de fabricación de Silicio. Las inversiones para ampliación de capacidad en la producción de silicio proyectadas y en curso hacen presumir que el problema será coyuntural.
- Las iniciativas de reducción de espesor de las células y de mejora en la eficiencia de las mismas hará que el Si necesario por w se reduzca, según estimaciones, de los 11-12 gr Si/w actuales a unos 7 gr Si/w en 2010.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden desarrollarse de forma aislada o conectadas al sistema eléctrico, tanto en edificios (integradas o superpuestas), como en centrales independientes de generación. En España se ha desarrollado el modelo de "Huerta Solar", en la que varios propietarios comparten infraestructuras y gestión en una central de generación. La mayor Huerta Solar desarrollada en España hasta el momento es de 2,44 MWp en Castejón, Navarra.

La energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica se encuentra en una etapa de desarrollo inicial. A pesar de que las primeras plantas comerciales se terminaran de construir a principios de los años 90, no se ha vuelto a hacer ninguna desde entonces, aunque sí que se han seguido desarrollando proyectos experimentales en diferentes tecnologías. En los últimos años, el interés comercial por las centrales solares termoeléctricas se ha vuelto a despertar.

- En EEUU se encuentra la única instalación comercial operativa construida en el mundo, en el desierto del Mojave (California): la "Kramer Junction y Harper Lake",

terminada en 1991, con una potencia total de 354 MW, y tecnología Cilindro-parabólica.

- Tras ésta, solo se han realizado proyectos de demostración, con fines no comerciales. Un ejemplo destacado, son los proyectos realizados en la Plataforma Solar de Almería (PSA), que pertenece al CIEMAT. Es un centro de investigación dedicado a tecnologías solares de concentración.
- Recientemente el interés por la energía solar termoeléctrica se ha reactivado, existiendo un número creciente de proyectos de desarrollo en la actualidad en EEUU, España, Italia, y Grecia, entre otros. También se están desarrollando proyectos financiados por organizaciones multilaterales en Marruecos, Egipto y México.
- EEUU y España aparecen como los mercados más interesantes, debido a sus políticas de incentivos. De hecho, ya se ha empezado a construir la primera planta comercial tras las de Mojave en Boulder City, Nevada, con una capacidad de 64 MW.

4. Las tecnologías solares desde el punto de vista de la sostenibilidad

La energía solar es un recurso especialmente idóneo para España, situada a la cabeza de Europa junto con Portugal en insolación recibida. Su carácter renovable y las ventajas que ello conlleva, se suma a otras aportaciones que la energía solar realiza a la sostenibilidad general. Asimismo, el trabajo que se realiza sobre determinadas áreas de mejora, contribuirán a su sostenibilidad real en un futuro a medio y largo plazo dentro de la sociedad.

Contribución de la energía solar a la sostenibilidad:

- Sostenibilidad del sistema energético:
 - Aprovecha un recurso autóctono, muy abundante en España
 - Posibilita la generación de electricidad en los centros de demanda, siendo especialmente relevante en concentraciones urbanas, muchas veces “sumideros de energía”, y donde la integración en edificios tiene un amplio campo por explotar.
 - Es especialmente idónea para cubrir picos de demanda (máxima insolación en las horas centrales del día y en verano)
 - Ofrece una solución limpia y económica para aplicaciones aisladas
- Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental:
 - Contribuye a la lucha contra la contaminación atmosférica: No produce emisiones de partículas, ni de óxidos de nitrógeno o dióxido de azufre, causantes del SMOG y la lluvia ácida, y en gran parte ocasionados por las fuentes convencionales de generación eléctrica.
 - Contribuye a la lucha contra el cambio climático: No produce emisiones de CO₂, el principal gas de efecto invernadero, ocasionado en su mayor parte por la combustión en actividades energéticas. En España, si se alcanzan los objetivos planteados a 2010 para termoeléctrica y fotovoltaica, se reducirán 483 y 206 kt de CO₂ al año, respectivamente

(frente a la generación en ciclo combinado de gas) que, considerando las obligaciones derivadas del compromiso de Kioto, y valorado a 20€/tCO₂, supondría un ahorro de 9,6 y 4,1 Mill€ anuales.

- Además de emisiones, tampoco genera residuos ni ruidos en el lugar de operación, por lo que no ocasiona molestias en entornos poblados.
- Sostenibilidad desde el punto de vista socioeconómico:
 - Al estar ligada a fuentes de generación dispersas, genera actividad empresarial y empleos de forma menos centralizada, contribuyendo a impulsar el desarrollo regional
 - La actividad que se está generando en España en este campo, y el interés que ha despertado en el sector productivo, le da la opción de situarse en una posición de liderazgo tecnológico e industrial a nivel mundial.

Aspectos de mejora desde el punto de vista de la sostenibilidad

- Los impactos medioambientales en la fase de operación son muy reducidos, destacando quizá el impacto visual de paneles solares y colectores. En este sentido, se está trabajando en soluciones de integración arquitectónica.
- En el proceso de producción de módulos fotovoltaicos se consume energía. Diversos estudios señalan que un sistema fotovoltaico necesita, en función de la tecnología que se emplee, de 1 a 4 años en compensar la energía utilizada en su producción. Esta cifra, tomada en el contexto de los 30 años de vida útil que se calcula para estos sistemas, no resulta tan relevante, ya que representa un neto de generación eléctrica del 87-97% del total. No obstante, se sigue tratando de optimizar el consumo energético, siendo una de las líneas principales de mejora en las diferentes etapas del proceso.
- El gran reto para que las tecnologías de generación solar alcancen la sostenibilidad dentro del sistema, es la disminución de costes.
 - La tecnología solar fotovoltaica ha seguido una curva de reducción de costes de un 20% cada vez que se ha duplicado el mercado.
 - El ritmo de descenso experimentado en los costes se ha detenido temporalmente debido a la escasez de Si actual, pero se espera que esta situación coyuntural se supere y la curva de reducción de costes siga progresando hasta alcanzar, de los 25-65 c€/kwh actuales, 13-33 c€/kWh en 2015, y 5-12 c€/kwh en 2030.
 - El crecimiento del mercado y los esfuerzos en investigación y avances tecnológicos derivados son los motores de este descenso en los costes.
 - La tecnología solar termoeléctrica no ha tenido hasta el momento un desarrollo comercial significativo, por lo que se espera se produzca un descenso de los costes como consecuencia de la entrada en producción industrial de sus componentes, el aprendizaje en el montaje y operación de las plantas, y el desarrollo de mejoras tecnológicas que incrementen la eficiencia de los colectores.

INTEGRACION DEL SECTOR SIDERURGICO EN EL CICLO DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA¹⁰

La integración del sector siderúrgico en el ciclo de producción de energía eléctrica representa un caso de colaboración entre empresas de diferentes sectores que minimiza de forma muy significativa el impacto ambiental de sus instalaciones. Esta integración permite que los gases siderúrgicos producidos por la acería en sus procesos industriales sean transferidos a la empresa eléctrica para su utilización, bien como combustible adicional en las calderas de sus centrales, bien como combustible principal en un proceso de cogeneración.

APROVECHAMIENTO EN CENTRALES TÉRMICAS CONVENCIONALES

Las centrales térmicas convencionales utilizan combustibles tradicionales como el fuel, el carbón, y más recientemente, el gas natural.

Algunas instalaciones admiten la utilización de varios combustibles diferentes (calderas multicomcombustibles); es en este caso cuando la sinergia entre el sector siderúrgico y el sector eléctrico permiten la generación de una energía más sostenible.

El sector siderúrgico, en el proceso de elaboración del acero, genera gases residuales de alto contenido en monóxido de carbono que, por su toxicidad, es necesario quemar antes de emitirlos a la atmósfera. Analizaremos en este caso el aprovechamiento del Gas de Horno Alto (GHA) y del Gas de Batería de Coque (GBC).

El GHA se genera en el proceso de producción de arrabio en los Hornos Altos, tratándose de un gas de bajo poder calorífico (unas 785 kcal/m³N). Una parte de este gas se utiliza en el propio proceso siderúrgico, fundamentalmente en el calentamiento del aire de inyección al horno que se realiza en las estufas; el resto, que constituye un excedente variable en función del ciclo productivo (ciclos de calentamiento / enfriamiento de las estufas), se envía a la central térmica.

La composición del GHA es variable, dependiendo del proceso industrial en que se produce. Una composición típica en volumen es la siguiente:

- Hidrógeno (H₂): 2,9%
- Monóxido de carbono (CO) 23,1%
- Dióxido de carbono (CO₂): 19,3%
- Nitrógeno (N₂): 54,0%
- Oxígeno (O₂): 0,5%
- Otros 0,3%

El GBC es un subproducto del proceso de coquización del carbón. El coque es un combustible obtenido de la destilación de la hulla calentándola a temperaturas muy altas en hornos cerrados que la aíslan del aire, y sólo contiene una pequeña fracción de las materias volátiles que forman parte de la misma. Es pues un producto de la descomposición térmica de carbones bituminosos en ausencia de aire; en este proceso de calentamiento de la hulla, se desprenden los Gases de Batería de Coque. Su poder calorífico está en torno a las 4.950 Kcal/m³N, y su composición típica en volumen es la siguiente:

- Hidrógeno (H₂): 59,4%

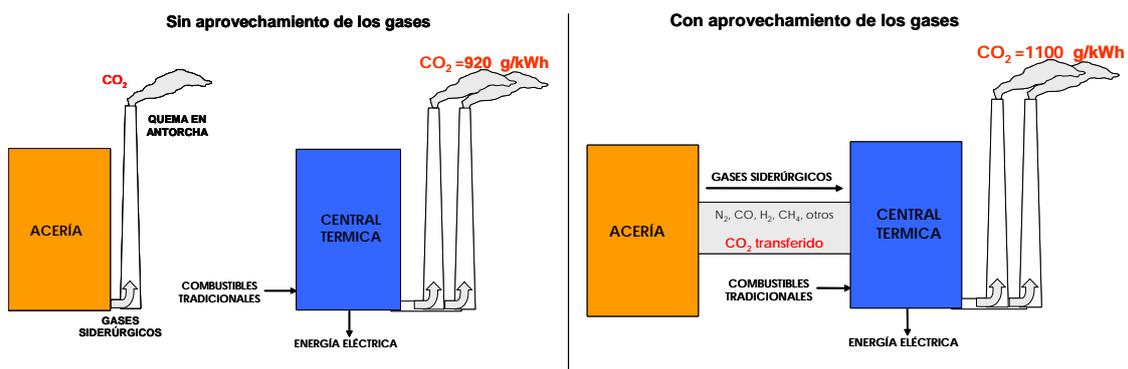
¹⁰ **Sonia Blanco Murcia y Ana Alvarez Arias de Velasco (H. Cantabrico)**

- Metano (CH₄) 26,0%
- Monóxido de carbono (CO): 6,1%
- Nitrógeno (N₂): 2,7%
- Dióxido de carbono (CO₂): 2,4%
- Otros: 3,4%

Los elevados caudales procedentes del proceso siderúrgico, junto con su variabilidad, hacen que estas fuentes energéticas no se puedan almacenar y tengan un carácter fluyente, de forma que si no se quemasen en una central térmica, los gases habrían de ser quemados en antorchas a la atmósfera, con el consiguiente desaprovechamiento energético.

De esta forma, la utilización de estos gases residuales en la caldera de combustión de una central térmica, supone un excelente aprovechamiento de un subproducto industrial contaminante. Cada millón de metros cúbicos de GHA se pueden transformar en 325 MWh de energía eléctrica; si se trata de GBC, cada millón de metros cúbicos se convertirán en 2.000 MWh de energía eléctrica. La utilización de estos gases en las calderas ha de ir acompañada del necesario complemento de combustible tradicional que asegure la estabilidad de la combustión y las condiciones térmicas del vapor producido.

Paradójicamente, este avance ambiental arroja cifras de emisión en la central térmica en cuestión que pueden resultar equívocas, ya que figurarán como propias de la instalación las toneladas de CO₂ transferidas directamente desde la acería en sus gases, fruto del proceso siderúrgico y no del eléctrico, pero que son finalmente emitidas a la atmósfera a través de la chimenea de la central térmica junto con el CO₂ realmente generado por ella. El siguiente gráfico ilustra este proceso y refleja las diferencias resultantes en emisiones específicas (emisiones de CO₂ por unidad de energía eléctrica generada).



APROVECHAMIENTO EN INSTALACIONES DE COGENERACION

Un segundo caso de aprovechamiento de los gases siderúrgicos residuales en el ciclo de producción de energía eléctrica, resulta de combinar la tecnología de cogeneración en ciclo simple (utilizando motogeneradores diseñados especialmente para gases siderúrgicos), con la generación de vapor en calderas que asimismo consuman principalmente estos gases.

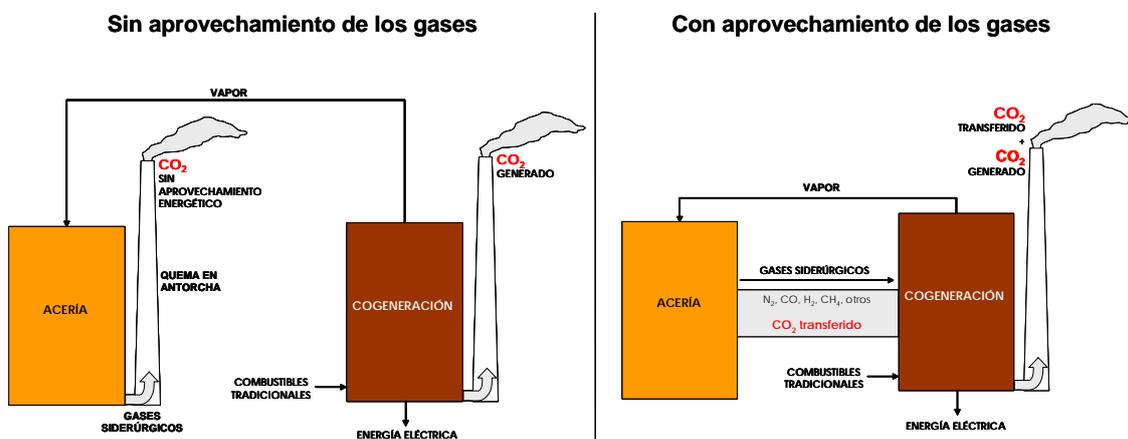
En estos casos puede entrar en escena un nuevo gas siderúrgico, el Gas de Acería (GLD), que se genera en el proceso de producción de acero a partir del arrabio. Se trata de un gas con un poder calorífico intermedio entre el GHA y el GBC (unas 2.350 Kcal/m³N), y una composición típica en volumen como la siguiente:

- Monóxido de carbono (CO) 69,9%
- Dióxido de carbono (CO₂): 14,5%
- Nitrógeno (N₂): 14,8,0%
- Oxígeno (O₂): 0,8%

En el proceso de generación de electricidad, se puede realizar el aprovechamiento térmico de este gas de acería alimentando a los motogeneradores de la planta de cogeneración, que producirán energía mecánica para ser transformada en energía eléctrica mediante los alternadores.

Por otro lado, en el proceso de generación de energía térmica, la planta de producción de vapor se prepara específicamente para utilizar como combustible en sus calderas un gas siderúrgico (como gas de batería de coque, que puede ser sustituido por gas de acería), y además, gas natural (como complemento o como alternativa), que tendrá carácter de auxiliar, y que servirá como complemento del gas siderúrgico, siempre preferente, para alcanzar la potencia necesaria.

Como en el caso de las centrales térmicas descrito en el apartado anterior, las cifras de emisiones resultantes del proceso conjunto pueden resultar equívocas al incluirse en ellas las toneladas de CO₂ transferidas directamente desde la acería en sus gases:



Por ello, es necesario insistir y destacar como ejemplo este caso de colaboración entre dos sectores diferentes como medio para producir una energía más sostenible, ya que, a la utilización de residuos como combustible, se le añade la aplicación de un sistema de generación de alta eficiencia (cogeneración) en el que la energía eléctrica producida se incorpora en el mercado de la empresa eléctrica, y el vapor generado, se destina en su totalidad a la empresa siderúrgica.

Además de la valorización energética de gases residuales, este tipo de instalación presenta otras ventajas ambientales, como son: el empleo de tecnologías avanzadas que permiten obtener rendimientos energéticos globales superiores al 70% (con la consiguiente reducción de las emisiones específicas de CO₂, es decir, emisiones por unidad energética generada), la no generación de residuos sólidos, y los bajos requisitos de agua de refrigeración.

VALORIZACIÓN DE RESIDUOS MEDIANTE PLASMA¹¹.

1.- Introducción.

Como se ha señalado anteriormente, el consumo de energía en España se ha incrementado notablemente y en forma sostenida en los últimos años.

Al mismo tiempo la dependencia energética del exterior también ha aumentado significativamente y la tendencia que se registra en el caso de España, indica claramente que

continuará aumentando en los próximos años.

Por tal razón las tecnologías emergentes que basan la generación de energía en fuentes alternativas respecto de los combustibles fósiles, resultan particularmente atractivas, ya que a medida que su porcentaje de participación en la producción de energía primaria aumente, será posible revertir la tendencia antes mencionada.

En el caso de la tecnología del plasma aplicada a la valorización de RSU (Residuo Sólido Urbano), o bien de rechazo de Ecoparque, se logra además una ventaja adicional ya que al mismo tiempo que se genera energía en forma *termodinámicamente* muy eficiente, también se gestionan los residuos con un alto nivel de *eco-eficiencia*.

En tal sentido, la tecnología del plasma aplicada a la producción de electricidad utilizando los residuos mencionados apoya firmemente el principio de “Desarrollo Sustentable” ya que:

- Elimina la necesidad de contar con vertederos para disponer el residuo al mismo tiempo que reduce el volumen de sólidos más de 250 veces.
- El material sólido residual es totalmente inerte y puede usarse como materia prima en otros procesos industriales (fabricación de abrasivos; producción de material aislante), o bien como material de construcción.
- Convierte la totalidad del material volátil en un gas de síntesis el cual se genera y se depura en un ambiente confinado y controlado.
- La energía eléctrica producida (que por cierto, también resulta “renovable”) proviene de los moto-generadores o turbinas a los cuales se alimenta el gas de síntesis.
- Propende a favorecer la generación de energía distribuida.
- Al ser el tamaño económicamente viable de aproximadamente 70.000 tn/año permite adoptar esta solución a comunidades más pequeñas, ya que las necesidades de inversión de capital intensivo se reducen en un orden de magnitud.
- Aporta ventajas socio-económicas, pues dado su carácter limpio, es decir sin emisiones, tiene mayor aceptación social, y simultáneamente genera puestos de trabajo en una actividad ligada a la alta tecnología en aquellas zonas donde se instalan.

2.- Principio de funcionamiento.

¹¹ Guillermo D’Alessio (Hera Holding)

La utilización del plasma a la valorización de residuos, puede considerarse como una herramienta que, aplicada a la sustancia, permite “romper” la molécula para poder así liberar los átomos.

Desde este punto de vista podemos afirmar que en el interior del reactor se produce una pirólisis en ausencia total de llama, la cual se lleva a cabo gracias al aporte energético de uno o más arcos de plasma, como así también a la radiación ultravioleta liberada en el seno del reactor.

La figura siguiente, representa gráficamente el proceso antes mencionado

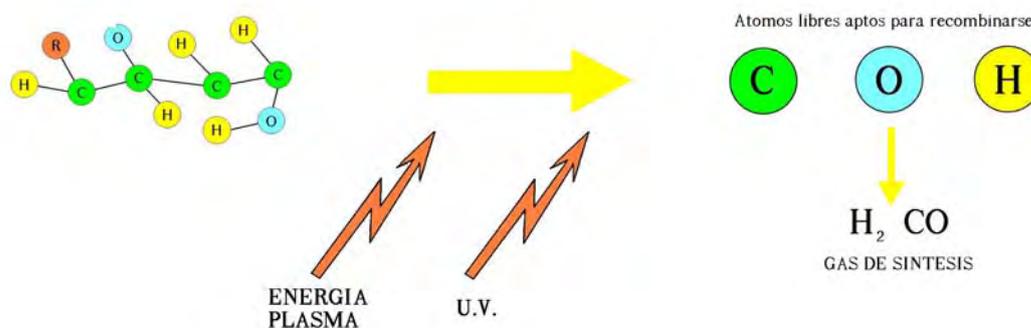


FIG. 1

El proceso de gasificación por plasma convierte el residuo en energía de un modo muy eficiente y limpio (ambientalmente “amigable”).

La tecnología de plasma no “extrae” del residuo la energía necesaria para el proceso de ruptura de los enlaces entre los átomos. Por el contrario, la energía que resulta indispensable se aporta al sistema como energía eléctrica en el arco de plasma.

En consecuencia, en el interior del reactor de plasma no hay una “llama” sino un arco eléctrico similar al que se utiliza en el proceso de soldadura por plasma.

Dado que no existe combustión alguna, el proceso puede llevarse a cabo en total ausencia de oxígeno (O₂).

La alta temperatura obtenida en las antorchas generadoras de plasma (capaces de alcanzar los 20.000° C), permite regular la temperatura de la zona de plasma en el interior del reactor en el rango 1800° C a 3200° C.

Tal energía es introducida en las antorchas como energía eléctrica de alto voltaje.

El proceso utiliza el intenso calor producido de manera controlada en las antorchas para descomponer el residuo.

La alta temperatura obtenida permite transferir una cantidad de energía por unidad de volumen muy alta, ya que el mecanismo de transferencia de calor predominante es el propio de la energía radiante, el cual depende de la cuarta potencia de la temperatura absoluta. En consecuencia, se logra un diseño mucho más compacto, lo que a su vez favorece el tener confinada la zona de plasma mediante el uso de una o más antorchas.

Dichas antorchas son fuentes de calor externas susceptibles de ser muy precisamente controladas, y que no dependen en modo alguno del contenido calórico del residuo ni tampoco requieren el uso de combustibles fósiles como aditivo.

De tal forma, sin necesidad de alimentar fuel, gas, carbón o coque, se puede controlar el calor aplicado al proceso en función de la velocidad de alimentación del residuo. Esto, sumado a las eventuales adiciones de vapor y aire que en “tiempo real” el reactor demande, permite asegurar que en el interior del mismo se mantenga en forma estable, el ambiente de procesamiento óptimo para cada tipo de residuo.

3.- Reciclado óptimo.

De lo anteriormente detallado, puede inferirse otra importante característica privativa de la tecnología del plasma, ya que lo que se genera en el reactor no es un “humo”, sino un gas de síntesis, es decir, una mezcla de hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO), susceptible de ser utilizada como materia prima en otro proceso, o bien como combustible en generadores eléctricos accionados por motores o turbinas de gas. Por ende, además de aprovechar su energía térmica a la salida del reactor, también se obtiene una valorización material.

Todo ello es posible merced a la capacidad inherente que presenta el plasma para lograr el más alto grado de reciclado, es decir, el “reciclado de los átomos” presentes en la sustancia.

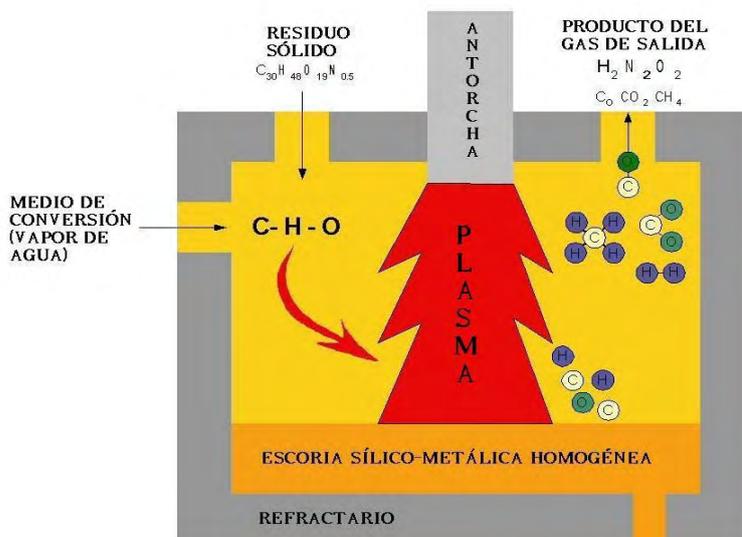


FIG. 2

La figura 2 representa esquemáticamente lo que ocurre en el interior del reactor de plasma.

La energía introducida rompe las uniones moleculares y libera los átomos, los cuales se recombinan en forma controlada para formar moléculas más pequeñas.

De esta manera, la materia orgánica del residuo alimentado se convierte mayoritariamente en un gas de síntesis rico en (H₂) y en (CO).

Los componentes inorgánicos e inertes, son fundidos y caen al fondo del reactor formando una “lava” de características vítreas, cuya temperatura se ubica en el rango de 1500 °C a 1800 °C. Esta temperatura tan alta brinda la ventaja de reducir dramáticamente la cantidad de inerte obtenida

En otras palabras si se alimenta al incinerador 1Tn/hora de dicho residuo, se obtendrán tan sólo 3 ó 4 kg/hora de “lava”.

Dado que todo procede en atmósfera reductora, seguramente el O₂ eventualmente contenido en el residuo procesado no resultará suficiente para convertir todo el carbono (C) presente en CO. En consecuencia, en el seno del reactor existirá una alta concentración de material particulado, ya que en esas condiciones el C fácilmente se convierte en “negro de humo” (carbon black).

No obstante, dicha aparición de C finamente dividido, lejos de representar un problema, en las condiciones imperantes en el interior del reactor de plasma (alta temperatura), representa una importante ventaja ya que se favorece la “gasificación” de dicho C por adición de vapor de agua.

En síntesis, apelando a la conocida reacción del “gas de agua”, con el cual se iluminaron las grandes metrópolis europeas en el siglo XIX (antes de la difusión generalizada del suministro eléctrico), se obtiene un doble propósito, a saber:

- a) Se maximiza la producción de gas de síntesis.
- b) Se disminuye exhaustivamente el contenido de partículas en dicho gas.

En la siguiente figura, se esquematiza la gasificación antes aludida.

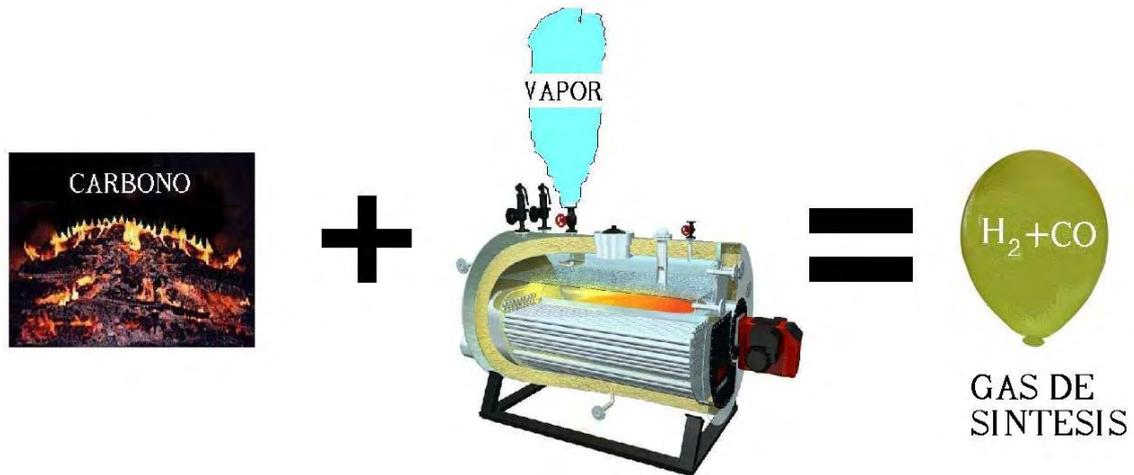


FIG. 3

4.- Valorización material y energética.

Gracias a las altas temperaturas obtenidas en el interior del reactor de plasma y su peculiar distribución, la valorización tanto material como energética resulta simple e “inofensiva” para el medio ambiente.

La aplicación de esta nueva tecnología permite procesar un residuo y convertirlo en materia prima de otros procesos.

En efecto, los únicos productos que se obtienen del reactor son:

- Un gas de síntesis apto para ser utilizado como materia prima de otro proceso, por ejemplo en la síntesis de metanol, o bien para ser utilizado como combustible en un moto-generator y producir energía eléctrica.
- Una corriente de lava drenada a partir del fondo del reactor, la cual puede ser utilizada para fabricar productos abrasivos, para producir aislantes de alta temperatura en la forma de lana mineral, o bien para producir material de relleno.

Tal valorización además de ser “ambientalmente amigable”, como veremos resulta también eficaz y eficiente.

El perfil de temperatura obtenible en un reactor de plasma equipado con tres antorchas, se representa en la figura 4.

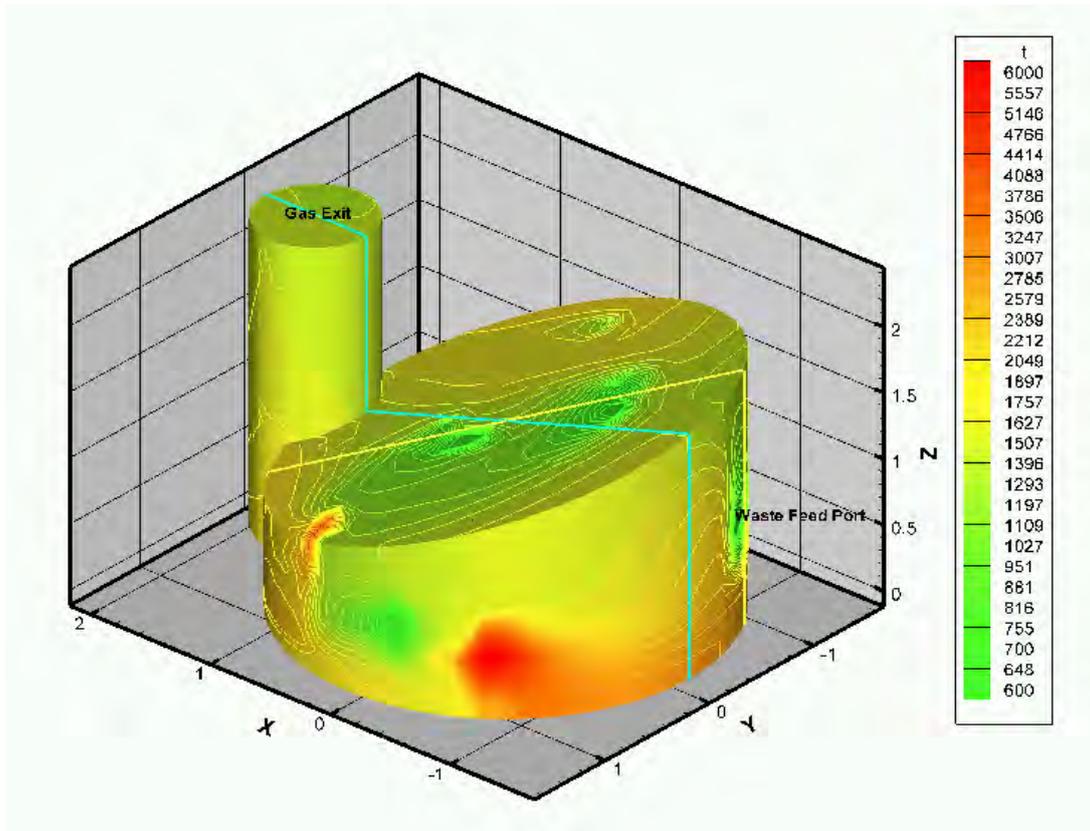


FIG. 4

En la figura puede estudiarse en detalle la distribución de temperatura existente en el interior del reactor durante su funcionamiento. De acuerdo a la carta de colores, puede inferirse que la casi totalidad del reactor tendrá una temperatura superior a los 1.197°C.

Asimismo pueden distinguirse zonas en donde la temperatura alcanzará los 2.700° C, las cuales corresponden a los puntos de inserción de las antorchas.

Por último, también pueden señalarse puntos comparativamente “más fríos” ya que el color verde asociado nos indica que en los mismos, la temperatura estará en el rango 951° C a 1.027° C. Obviamente tales puntos denotan la presencia de los puntos en donde se inyecta el vapor necesario para gasificar completamente el negro de humo producido en la etapa pirolítica.

Es menester destacar que la valorización material y energética se logra sin “penalización ambiental”, ya que prácticamente no se genera residuo alguno que deba ser gestionado.

Referente a la valorización energética la misma es mucho más eficiente en el caso del plasma ya que los motores a los que se alimenta el gas de síntesis suelen trabajar con eficiencias globales de 35% a 37%.

Asimismo, en el caso de las plantas de mayor tamaño, las cifras anteriores pueden incrementarse merced a un más exhaustivo aprovechamiento del calor puesto en juego, ya que puede generarse vapor, no sólo con los humos provenientes de los motores, sino también con el gas de síntesis que sale del reactor.

Una vez generado el vapor con el mismo se genera energía adicional por medio de un ciclo combinado.

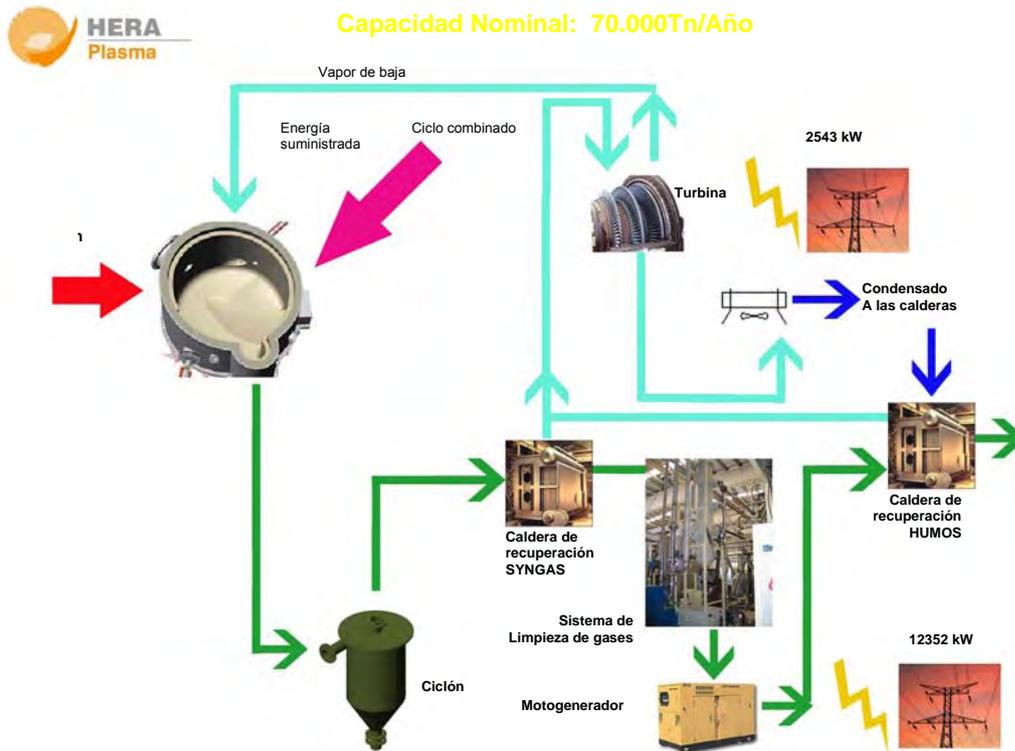
5. Solución emergente.

Aún cuando siempre se ha asociado la utilización del plasma para el caso de residuos peligrosos, los desarrollos que hemos llevado a cabo en nuestro centro de Castellgalí han permitido extender el uso de esta tecnología a otras áreas.

En particular, hoy es posible utilizar el plasma para valorizar los rechazos provenientes de Eco- Parques y el RSU (residuo sólido urbano). Todo ello merced a:

- a) Adecuación del proceso para utilizar la propia humedad presente en el residuo y disminuir en consecuencia el vapor inyectado como reactivo. Es menester destacar que esta misma modificación también elimina el requisito de secado previo del material antes de ser alimentado al reactor.
- b) Modificaciones en el modelo matemático y en el sistema de control asociado que permiten asegurar una calidad de gas de síntesis relativamente constante, a pesar de la heterogeneidad propia de este tipo de residuo.
- c) Limitación de los niveles de temperatura necesarios, ya que para este material se ha demostrado que es suficiente operar el fondo del reactor alrededor de 1200° C, en tanto que en la cámara de gas se obtienen resultados muy satisfactorios en el rango de 900° C a 1100° C.
- d) Adaptación del proceso para hacer uso de componentes industriales que no demanden por economía de escala, grandes capacidades para lograr que el proceso sea rentable.

En la siguiente figura se representan esquemáticamente los valores de energía que conservadoramente se esperan obtener a partir de una planta que procese 70. 000 tn/a.



En el balance genérico de la figura anterior, se observa que en el proceso hay dos generadores de vapor, uno de ellos aprovecha el calor de los humos que salen de los generadores de electricidad, y el restante utiliza el contenido calórico del gas de síntesis producido.

La totalidad del vapor generado se acondiciona en presión y temperatura, antes de ser enviado a una turbina, en la cual se expande. De dicha turbina se extrae una corriente de vapor con una presión en el rango 2 a 3 bares, la cual se deriva hacia el reactor de plasma para ser utilizado como reactivo químico. El resto del vapor continúa su expansión hasta condensación total.

La totalidad de la energía mecánica proveniente de la expansión del vapor, acciona un generador eléctrico.

Las experiencias realizadas demuestran que si el material alimentado al proceso tiene un contenido calórico de 3.500 a 4.000 kcal/kg, es posible obtener una generación neta de energía que se ubica en el rango de 1250 a 1.400 kwh por cada tonelada procesada.

Basado en lo anterior, hemos impulsado el proyecto que contempla instalar una planta de demostración con una capacidad nominal de 75 toneladas por día, ampliable hasta alcanzar una capacidad anual de 70.000 ton/año, y por lo tanto con capacidad de entregar una potencia neta a la red, en el rango de 10 Mw a 12 Mw.

La primera planta de demostración será instalada en la ciudad de Ottawa, Ontario, Canadá. Una vez que la misma comience a operar, también se instalará en España una planta “gemela” con una capacidad levemente superior (30.000 ton/año), la cual también será susceptible de ser ampliada hasta alcanzar una capacidad nominal de 70.000 ton/año.

Es menester destacar, que el proyecto de construcción e instalación de la planta de demostración de Ottawa, obtuvo la aprobación unánime del Consejo del Ayuntamiento de Ottawa durante el mes de septiembre de 2005.

Asimismo el “SDTC” (Sustainable Development Technology Canada), dio un importante apoyo al proyecto otorgando una subvención parcial para planta de Ottawa.

Cabe destacar que el SDTC es una fundación creada por el Gobierno de Canadá que maneja un fondo de 550.000.000 de dólares canadienses para dar apoyo y soporte financiero al desarrollo y demostración de “tecnologías limpias”, es decir tecnologías que propendan a obtener beneficios ambientales y económicos para la sociedad canadiense.

Por ende, la etapa de demostración de la planta de Ottawa, comenzará a operar en el último trimestre de 2007.

Por último, es necesario contemplar que el tamaño industrial propuesto, al margen de la innovación tecnológica que conlleva, resulta atractivo también desde el punto de vista de concreción económica, dado que su comparativamente pequeña capacidad (70.000 ton/año), permite disminuir el factor de escala en, al menos, un orden de magnitud.

En consecuencia, ya no será necesario diseñar grandes plantas concentradoras de residuo con una capacidad en el rango de 300.000 a 500.000 toneladas anuales por razones de economía de escala.

Esto mismo permitirá poner al alcance de comunidades más pequeñas un sistema de valorización de residuos urbanos de “excelencia ambiental” comprobada.

LA ENERGIA NUCLEAR. ¹²

La cobertura de la demanda en un sistema eléctrico, para que pueda considerarse óptima, debe cumplir tres condiciones básicas: Debe garantizar en todo momento el suministro eléctrico, debe ser respetuosa con el medio ambiente y debe ser lo más económica posible.

Datos de partida

Actualmente existen en el mundo 443 reactores nucleares en funcionamiento en 32 países, con una potencia total de 369.575 MWe, y 27 reactores más en construcción en 10 países, con 21.800 MWe. En el año 2005 se conectaron a la red 8 nuevas unidades con 8.114 MWe, se pararon definitivamente 2 con 940 MWe y se inició la construcción de otras tres con 2.900 MWe. En 17 de los 32 países la producción nuclear supone más de un tercio de la energía eléctrica que se consume. Por lo que respecta a los países miembros de la OCDE hay que señalar que la energía eléctrica de origen nuclear representó en el año 2005 el 23,2% del total y es la contribución de 352 reactores en 17 países. En ellos hay actualmente 10 nuevos reactores en construcción y el compromiso en firme de construir 17 adicionales.

A corto y medio plazo no es de esperar el mantener el nivel de penetración actual de la energía nuclear en el mundo. En este período tendrá lugar, principalmente respecto de las centrales actuales, la renovación de sus licencias de operación, el aumento de potencia de las mismas y su sustitución en algunos países por otras más potentes; también tendrá lugar la construcción de nuevas unidades en países de economía emergente. Además, en este período, debería producirse un aumento de la aceptación social y política en la mayor parte de los países desarrollados en relación con esta fuente de energía.

A más largo plazo, la energía nuclear probablemente tenga un papel más relevante. A ello conducirá la mayor proximidad al agotamiento de los recursos mundiales de combustibles líquidos y gaseosos para la generación eléctrica, con los incrementos de coste que ello llevará aparejado; la limitación en la generación de gases de efecto invernadero, lo que afectará principalmente al carbón, y la limitación que tienen las energías renovables para contribuir de forma significativa a la cobertura de la demanda. También ayudarán a ello los nuevos diseños de reactores, más seguros y económicos, la resolución política de la ubicación de los residuos radiactivos, la reducción de los costes de generación nuclear (hoy ya muy competitiva) y el posible desarrollo de reactores nucleares de nuevas tecnologías, como los de fusión.

¹² Manuel IBAÑEZ (UNESA)

Garantía de suministro

Las seis centrales nucleares (8 reactores) que hay en España (Ascó I y II, Vandellòs II, Santa M^a de Garoña, Almaraz I y II, Cofrentes y Trillo) tienen una potencia total conjunta de 7727,9 MWe. En el año 2005, en que también se encontraba en operación la central nuclear de José Cabrera (150 MWe), la producción nuclear, que fue inferior a la habitual debido a problemas singulares en dos centrales ascendió a 57.550 millones de kWh, el 27,7 % de la producción total en régimen ordinario y el 19,7 % si se incluye el régimen especial.

Sin contar las paradas para recarga de combustible, de unos 30 días cada 18 meses, las centrales nucleares españolas funcionan prácticamente 24 horas al día los 365 días del año y no dependen de elementos externos como el viento, la lluvia o el sol para su correcto funcionamiento. El factor de carga medio de las mismas se ha encontrado en los últimos 10 años en el orden del 90 %.

Las centrales nucleares españolas proporcionan electricidad de base necesaria para el funcionamiento del sistema eléctrico. Son, por lo tanto, un elemento clave para garantizar la estabilidad de la red y el suministro eléctrico sin interrupciones.

Centrales nucleares y sostenibilidad: Medioambiente

Las centrales nucleares no emiten gases de efecto invernadero, su utilización para la producción de electricidad puede ayudar a disminuir la amenaza del calentamiento global y del cambio climático. Cualquier estrategia realista para solventar este problema necesita de la energía nuclear y de otras fuentes no emisoras de CO₂. En comparación con las enormes cantidades de emisiones a la atmósfera procedentes del quemado de combustibles fósiles, las cantidades de residuos radiactivos producidos pueden ser fácilmente gestionadas y almacenadas sin producir daños a la población ni al medioambiente. La energía nuclear genera aproximadamente un tercio de la electricidad que se produce en la Unión Europea, evitando la emisión de 800 millones de toneladas de dióxido de carbono al año. En España, la producción anual del parque nuclear evita la emisión de unos 50 millones de toneladas de CO₂. Esto es equivalente a parar el 75% de los vehículos que circulan por España.

En España se dispone de un almacén para residuos de media y baja actividad en El Cabril (Córdoba) y recientemente mediante el Real Decreto 775/2006 se ha creado una Comisión Interministerial para el establecimiento de los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del Almacén Temporal Centralizado (ATC) para el combustible gastado de las centrales y residuos de alta actividad que debería entrar en operación en el año 2010-2011. Respecto del desmantelamiento de centrales nucleares, es un hecho el de la central de Vandellòs I y en los próximos años se iniciará el de la central de José Cabrera, recientemente paralizada. Con ello los emplazamientos nucleares quedan liberados para ser utilizados para cualquier uso.

Como conclusión, se puede afirmar que las centrales nucleares son limpias y respetuosas con el medio ambiente.

Centrales Nucleares: aspectos socio-económicos

La generación de electricidad con energía nuclear es económicamente competitiva, y cada vez lo será más si se tienen en cuenta todos los costes medioambientales, fundamentalmente los derivados de las emisiones contaminantes. Desde 1985, la tarifa eléctrica tiene incorporados los costes asociados a la gestión final del combustible gastado y los residuos radiactivos de Alta, Media y Baja actividad, así como los relativos al desmantelamiento de las centrales nucleares. Desde el año 2005, este coste está internalizado en el coste del kWh nuclear. El coste de producción medio de las centrales nucleares españolas en 2004, último año del que se tiene datos, fue de 1,101 c€/kWh neto (0,763 c€/kWh por costes de Operación y Mantenimiento -O&M- y 0,338 c€/kWh por combustible). Si a este coste se añade el debido a la inversión anual (0,26 c€/kWh) y al de la financiación de la gestión final de residuos, combustible y desmantelamiento (de 0,22 c€/kWh en el año 2005) resulta un coste total de producción de la energía eléctrica de origen nuclear de aproximadamente 1,58 c€/kWh para las centrales nucleares españolas actualmente en operación. Este coste es de los más bajos de entre las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica.

Además de lo anterior, se ha de tener en cuenta la escasa incidencia del precio del uranio en el coste del combustible, Aproximadamente 1/3 del total (los otros 2/3 son debidos al enriquecimiento y la fabricación). Ello hace que incrementos de precio del uranio incidan muy escasamente en el coste de la energía eléctrica de origen nuclear.

En conclusión, la energía eléctrica de origen nuclear tiene un coste bajo y este está muy poco influenciada por el precio del uranio, lo que asegura una buena estabilidad de los precios hacia el futuro. En definitiva, las centrales nucleares contribuyen al mantenimiento de un precio sostenido de la electricidad.

Las centrales nucleares actualmente en operación deberían continuar ésta hasta la finalización de su vida útil. En otros países, principalmente los EE.UU., hasta finales del año 2005, se han extendido en 20 años las licencias de operación de 35 reactores nucleares, pasando su vida operativa prevista de 40 a 60 años. Otros 14 están en proceso de autorización por la NRC. En Holanda se ha concedido en enero del presente año una extensión de vida hasta los 60 años a la central de Borssele. En Suiza varias centrales disponen de licencias de operación indefinidas, estando la continuidad de su operación sujeta al cumplimiento de los regímenes de seguridad, inspección y control establecidos por las Autoridades.

En España, la continuación de la operación de las centrales nucleares actuales evita la emisión de 50 millones de toneladas de CO₂ al año. No parece lógico renunciar a seguir operando una instalación mientras esté perfectamente justificado su funcionamiento seguro y sus costes de explotación son lo más bajos a partir de alcanzar el periodo de amortización.

Adicionalmente, en relación con los efectos socioeconómicos de la industria nuclear se ha de considerar que, según los últimos datos oficiales disponibles, el sector nuclear ha aportado, en 2003, 2.673,8 millones de euros al VAB generado en el sistema económico nacional

- ✓ De este efecto total, el 74,7% ha sido aportado directamente o a través de empresas con las que se subcontratan actividades concretas.

- ✓ El 11,3% del efecto total ha sido la consecuencia de las relaciones comerciales existentes entre los establecimientos productivos en España.
- ✓ El 14% restante es resultado del efecto en el gasto de las familias derivado del aumento de la Renta Familiar Disponible de las familias españolas directamente relacionadas con la actividad nuclear.

Por último, la aportación al empleo es muy significativa, el efecto total en el empleo en 2003 se ha estimado en 30.180 empleos a tiempo completo. De este efecto total, el 52,1% ha sido aportado directamente, el 20,6% de forma indirecta y el 27,3% inducido por el aumento de la renta familiar. La menor incidencia directa se debe a las características del sector nuclear, muy intensivo en la utilización del factor capital, mientras que la mayor incidencia del efecto inducido se debe a la más alta cualificación del empleo en el sector.

PARTICIPANTES:

Relator

Pedro Mora

Institución OFICEMEN

Colaboradores Técnicos

Emma López

Institución: ANCADE

Victoria Zaera

Institución: ASCER

Catalina de Pablos

Institución: ASCER

Carmen Rebollo

Institución: Ayuntamiento de Madrid

Enrique García

Institución: Ayuntamiento de Madrid

Luís Carlos Más

Institución: Dirección General de Desarrollo Industrial - MITYC

Laura Castrillo

Institución: FEIQUE

Francisco Pérez

Institución: FEIQUE

Santiago Oliver

Institución: UNESID

Rafael García

Institución: HISPALYT

José M^a Marcos

Institución: UNESA

Julio Peña

Institución: REPSOL YPF

Participantes Técnicos

Ismael González

Institución: AAEE

Fernando Acebrón

Institución: ANFAC

Toni Pujol

Institución: AYUNTAMIENTO DE BARCELONA

GRUPO DE TRABAJO 19. “CICLO INTEGRAL ENERGÉTICO”

CONSUMO

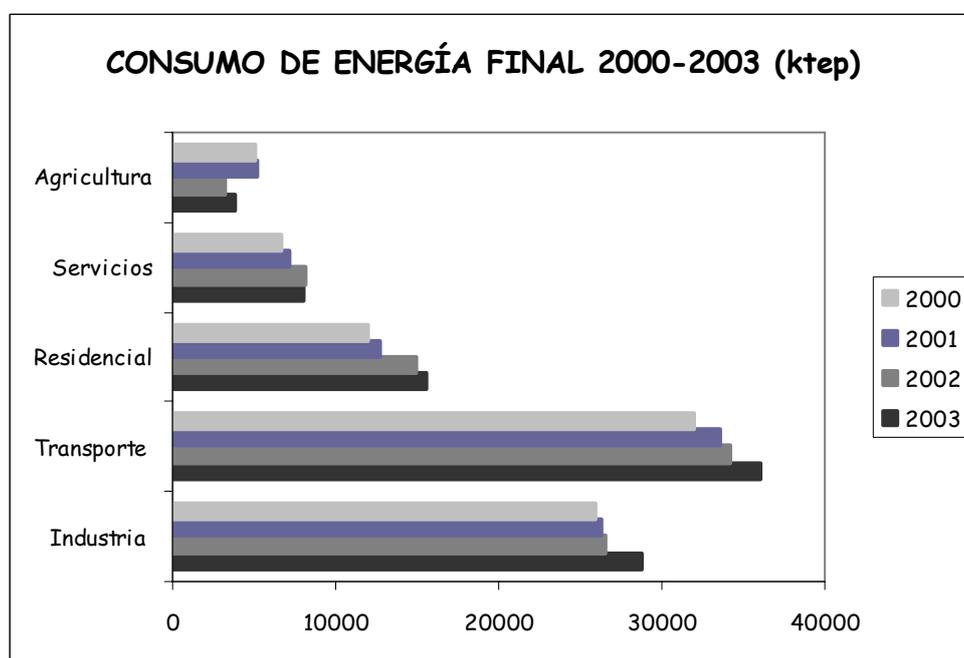
Índice del documento

- 1. Introducción**
- 2. Descripción de la situación de los siguientes sectores**
 - 2.A. Cemento**
 - 2.A.1. Datos sectoriales**
 - 2.A.2. Eficiencia energética**
 - 2.A.3. Mejores técnicas disponibles**
 - 2.A.4. Retos en el marco del desarrollo sostenible. Reciclado y valorización energética de residuos**
 - A) Reciclaje de materias primas**
 - B) Valorización energética de residuos**
 - 2.B. Cal**
 - 2.B.1. Datos sectoriales**
 - 2.B.2. Eficiencia energética**
 - 2.B.3. Mejores técnicas disponibles**
 - 2.B.4. Especificidades en materia energética**
 - 2.B.5. Retos en el marco del desarrollo sostenible: cogeneración, combustibles no fósiles, etc.**
 - 2.C. Azulejos y baldosas cerámicas**
 - 2.C.1. ASCER y el sector español de baldosas cerámicas**
 - 2.C.2. Eficiencia energética**
 - 2.C.3. Implantación de las mejores técnicas disponibles.**
 - 2.C.4. Retos en el marco del desarrollo sostenible.**
 - 2.D. Ladrillos y tejas**
 - 2.D.1. Datos sectoriales**
 - 2.D.2. Eficiencia energética**
 - 2.D.3. Mejores técnicas disponibles**
 - 2.D.4. Especificidades en materia energética**
 - 2.D.5. Retos en el marco del desarrollo sostenible: cogeneración, combustibles no fósiles, etc.**
 - 2.E. Químico**
 - 2.E.1. Datos sectoriales**
 - 2.E.2. Mejores técnicas disponibles y eficiencia energética. Especificidades en materia energética**
 - 2.E.3. Retos en el marco del desarrollo sostenible**

1. INTRODUCCIÓN

Según datos de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en 2003, el consumo de energía final en España, incluyendo las energías renovables, fue de 100.849 kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 5,4% superior al año anterior.

Este dato confirma, un año más, la tendencia creciente generalizada desde 2000 en el consumo de energía final en los sectores de la industria, el transporte, residencial, servicios, tal y como se aprecia en el siguiente gráfico:



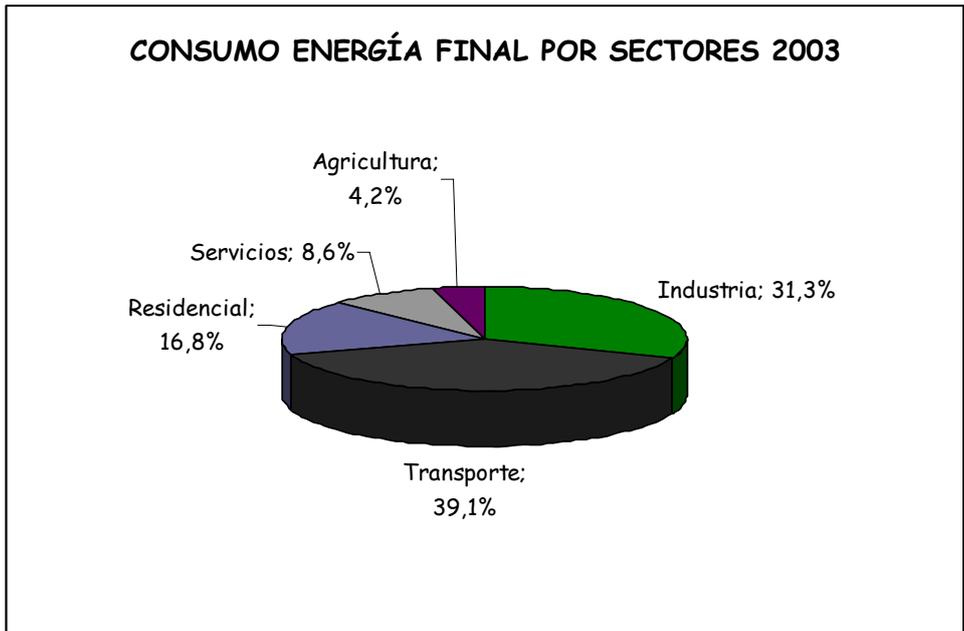
Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005

Analizando los sectores, se observa el crecimiento respecto a 2002 de la demanda energética de todos ellos, destacando la industria y el sector transportes.

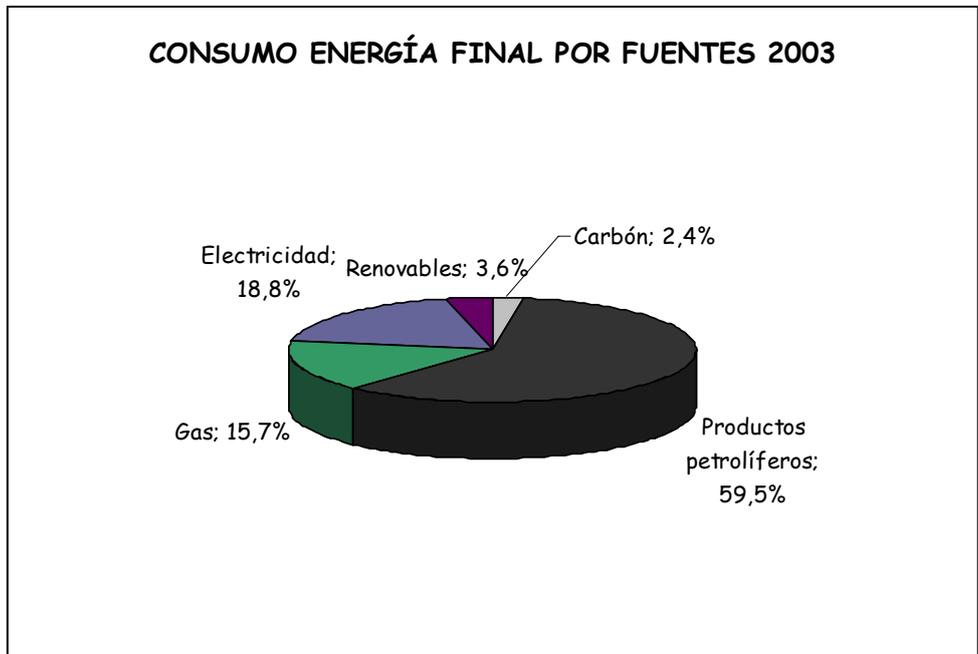
2002/2003	CONSUMO ENERGÉTICO					TOTAL CON FINAL
	Carbón	Productos pe	Gas	Electricidad	Renovables	
INDUSTRIA	-2,3%	0 %	+ 15,5	+5,5%	+1,8%	+6,4%
TRANSPORTE	---	+ 5,0%	---	+6,5%	+34,2%	+5,3%
RESIDENCIAL	+ 12,7	+ 5,3%	0%	+6,2%	0%	+4,0%
SERVICIOS	-16,6	+ 1,0%	-272,7	+6,6%	+4,0%	-2,8%
TOTAL	-2,0 %	+ 4,2 %	+ 11,4	+6,3%	+3,0%	+5,4%

Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005

Los datos más detallados de la demanda energética final de 2003, por fuentes y por sectores aparecen reflejados en los siguientes gráficos:

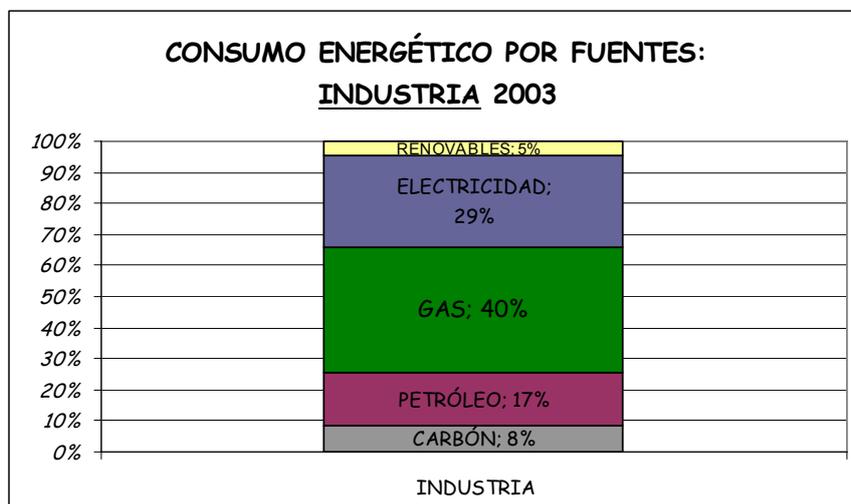


Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005

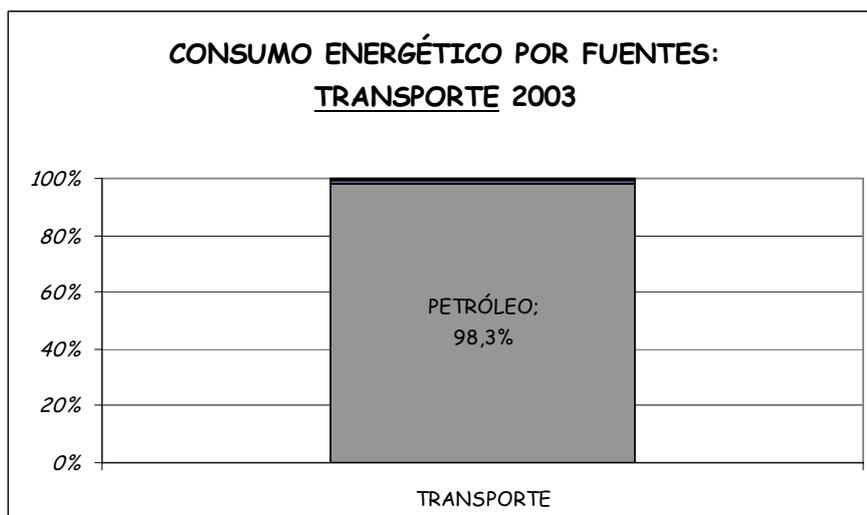


Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005

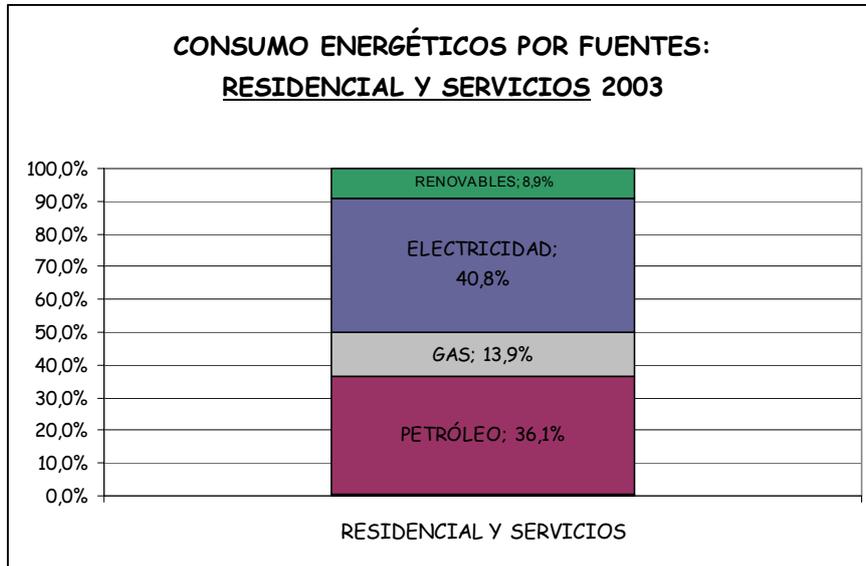
Del mismo modo, a continuación se muestran los sectores pormenorizados en cuanto a fuente de consumo:



Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005



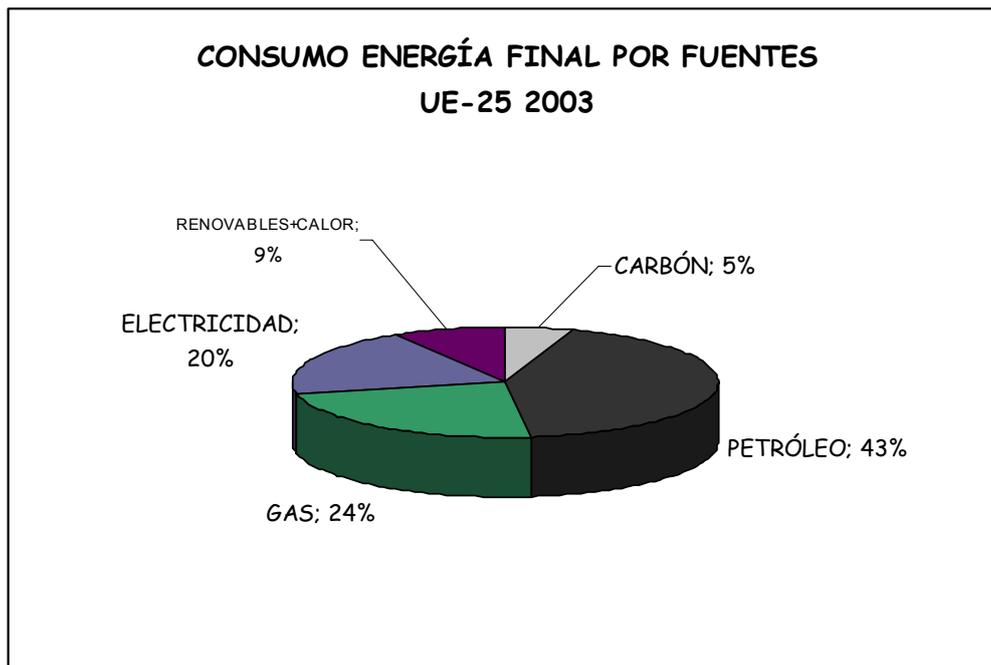
Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005



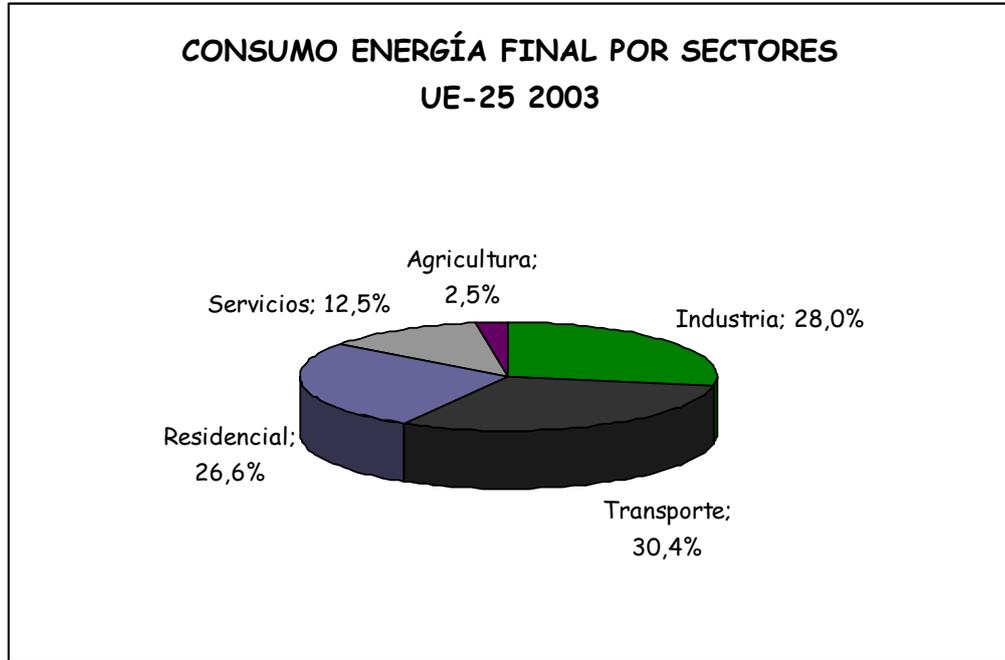
Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005

Finalmente, comparando los datos sectorizados y por fuentes de España con los obtenidos para la Unión Europea-25 por parte Eurostat, se observa que el peso del sector transportes es, en España, casi 9 puntos porcentuales más que en la UE-25. Esta diferencia se debe, principalmente, a la situación geográfica de España, que hace que el transporte de las mercancías hacia el resto de países de la UE vea incrementada su distancia.

En el resto de sectores se observa la tendencia de España hacia los patrones de consumo comunitarios.



Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005-EUROSTAT



Fuente: Boletín IDAE septiembre 2005-EUROSTAT

2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN DE LOS SIGUIENTES SECTORES:

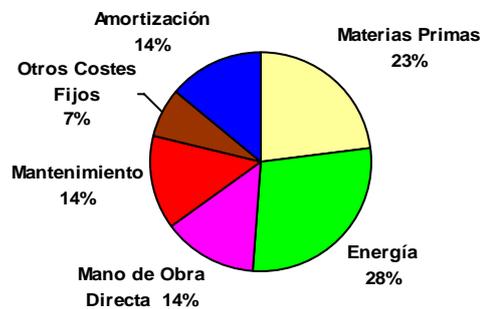
2.A. CEMENTO

2.A.1. DATOS SECTORIALES

Los cementos son conglomerantes hidráulicos, esto es, materiales artificiales de naturaleza inorgánica y mineral, que finamente molidos y convenientemente amasados con agua forman pastas que fraguan y endurecen a causa de las reacciones de hidrólisis e hidratación de sus constituyentes, dando lugar a productos hidratados mecánicamente resistentes y estables tanto al aire como debajo del agua. Estas tres cualidades (moldeable, resistente, duradero) hacen que los productos derivados del cemento tengan una gran aplicación en la construcción de infraestructuras y otros elementos constructivos.

Los cementos deberán ser materiales granulares muy finos y estadísticamente homogéneos, cuyo aceptable grado de uniformidad de propiedades y de comportamiento sólo se puede conseguir mediante procesos continuos y continuados de fabricación (selección, dosificación, molturación, homogeneización de materias primas y de productos intermedios, y clinkerización de crudos), así como de realizaciones periódicas y frecuentes del control de la calidad, todo ello llevado a cabo mediante operaciones de autocontrol de los fabricantes, ejecutadas por personal cualificado y adiestrado, y con maquinaria, equipos e instrumentos idóneos.

Los costes de fabricación más importantes son los relacionados con el consumo de energía (combustibles y electricidad), seguido muy de cerca por los costes de obtención de materias primas y de personal.



Desde 1998, el sector cementero español bate récords en producción de cemento. La inversión sostenida en infraestructuras y edificación ha consolidado a nuestro país como el primer productor y consumidor de cemento de la UE. El sector cementero español ha cumplido sus compromisos de abastecimiento pese al continuo crecimiento de la demanda.

TIPO DE CEMENTO		PRODUCCION DE CEMENTO					
TIPO	CLASE	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL BLANCO		1.091.707	1.199.990	1.251.852	1.271.009	1.377.412	1.351.902
TOTAL GRIS		37.023.914	39.312.100	41.165.401	43.475.748	45.218.148	49.863.402
TOTAL		38.115.621	40.512.090	42.417.253	44.746.757	46.595.560	51.215.304

Tabla Producción de cemento por tipos

TIPO DE CLINKER		PRODUCCION DE CLINKER					
		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Blanco		920.144	995.151	1.017.055	1.043.210	1.091.050	1.137.977
Gris		26.920.355	27.387.399	28.340.541	29.273.436	29.706.952	30.604.525
TOTAL		27.840.499	28.382.550	29.357.596	30.316.646	30.798.002	31.742.502

Tabla Producción de clínker por tipos

El sector cementero es muy intensivo en energía debido a la naturaleza del producto fabricado. Durante el año 2005 se han continuado las inversiones en los equipos para disminuir el consumo energético, tanto eléctrico como térmico, del cemento fabricado. Asociado al incremento de producción de cemento se ha producido en 2005 un incremento de consumo eléctrico, que ha superado los 4.424 GWh. La mayor parte de estos consumos se producen en las operaciones de molienda de materias primas, combustibles y clínker.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GWh	3.748	3.978	4.087	4.214	4.292	4.424

Tabla Consumo eléctrico de las fábricas de cemento de las empresas asociadas a Oficemen

Las fábricas de cemento aportan al sistema eléctrico una importante capacidad de gestión de la demanda debida a dos características principales:

- Las inversiones en sobrecapacidad de molienda y almacenamiento y la gestión de la producción en noches, fines de semana y festivos que permiten suavizar la curva de carga diaria del sistema eléctrico ahorrándole nuevas inversiones en generación y transporte.
- Su condición de interrumpibles en momentos puntuales de difícil operación del sistema eléctrico.

En el proceso de formación del clínker es esencial mantener las temperaturas del material en el horno entre 1400-1500°C, que se corresponden con unas temperaturas de llama del quemador principal alrededor de los 2000°C. El consumo energético en la fabricación de clínker está relacionado con la humedad de las materias primas y con la dificultad para completar las reacciones químicas en la formación del clínker.

La mayor parte del consumo energético para la fabricación de cemento se concentra en la cocción de las materias primas en el horno. Esta operación consume cerca del 90% de la energía total consumida en la fábrica.

El sector cementero español ha consumido en el 2005 unos 2.71 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Una característica importante durante el año 2005 es que ha aumentado en cerca de 90.000 toneladas la cantidad de residuos empleados por el sector en sustitución de combustibles fósiles, consumiendo unas 250.000 t de residuos. La recuperación de estos recursos combustibles evitó el consumo de recursos energéticos no renovables en unas 136.000 toneladas de petróleo equivalente (tep), y su correspondiente transporte a España.

Las fábricas de cemento presentan grandes posibilidades para aprovechar parte de los residuos minerales generados por otros procesos industriales esto se debe a que tienen una composición similar a la de sus materias primas. En ese caso los residuos se emplean en la preparación inicial de las materias primas o "crudo".

Otros residuos mejoran las prestaciones de los cementos. Estos residuos se pueden añadir como adiciones en la molienda del clínker junto con otros minerales, para dar lugar al cemento.

De los 58,88 millones de toneladas de materias primas que se consumieron en el año 2005 para fabricar cemento, 5,9 millones procedían de residuos o subproductos industriales, con lo que se evitó el vertido de cerca de 84 estadios de fútbol llenos de residuos. En concreto se emplearon escorias, cascarilla de hierro, cenizas de pirita, lodos de papelera, arenas de fundición, etc. como componentes del crudo, y cenizas volantes, y escoria de horno alto, como adiciones.

En la tabla siguiente de consumo de materias primas, se puede observar cual ha sido la evolución creciente del reciclado en el sector:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
MATERIAS PRIMAS NATURALES (t)						
MINERAL DE YESO	1.697.621	1.840.056	1.964.676	1.623.959	1.728.253	1.912.167
ARCILLAS	2.106.829	2.663.569	3.098.731	3.338.703	3.132.219	2.963.019
ARENA	41.834	63.253	66.004	670.372	534.617	592.887
ARENISCA	803.881	636.793	783.795	237.455	187.242	202.128
BAUXITA	14.059	29.655	24.284	25.197	69.331	67.855
CALIZA	30.555.602	31.456.404	32.010.849	31.677.180	34.133.061	33.800.585
CAOLIN Y ARCILLA	153.504	145.660	149.756	370.500	736.316	290.620
FILLER CALIZO	33.299	26.459	13.697	1.211.214	1.099.113	1.080.429
HIERRO	12.181	23.034	39.753	77.831	61.437	59.956
KIESELGURH	7.700	202.260	246.567	213.543	240.450	297.384
LIMONITA	67.966	70.351	68.994	264.637	161.236	218.691
MARGA	9.362.507	9.497.342	9.310.392	9.796.405	10.271.536	10.014.650
PIRITAS	319.069	326.071	288.901	234.660	206.338	206.405
PIZARRAS	390.670	365.869	407.485	502.143	391.872	334.015
PUZOLANAS	946.696	980.118	863.997	773.319	804.666	898.948
SILICE	116.766	7.843	6.223	1.071	3.072	6.050
OTRAS	30.633	28.110	44.066	28.293	8.225	5.652
TOTAL	46.660.817	48.362.847	49.388.170	51.046.482	53.768.984	52.951.441

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
MATERIAS PRIMAS RECICLADAS (t)						
BARROS CARBON	30.851	42.472	44.008	28.471	28.805	46.096
BORRA	20.320	25.290	25.374	23.527	21.212	22.122
CASCARILLA HIERRO	75.072	37.375	63.771	81.296	69.365	68.608
CENIZAS	2.313.875	2.627.593	3.004.254	3.218.882	3.452.369	3.444.422
ESCOMBRO					962	24.625
ESCORIAS	522.494	448.651	351.220	489.971	831.273	1.725.689
ESPUMA AZUC.	27.250	7.490	78.605	114.179	98.468	52.971
ESTERILES	126.895	135.425	87.717	135.187	78.516	78.001
POLVO DE MARMOL	2.617	1.437	2.343	3.653	11.997	10.408
POLVO RESIDUO	11.388	21.126	22.303	22.773	21.429	19.653
SULFATO FERROSO				106.530	24.239	41.340
YESO ARTIFICIAL				282.753	309.594	291.044
OTRAS	44.114	35.067	724.654	41.331	107.389	108.335
TOTAL	3.174.876	3.381.926	4.404.249	4.548.553	5.055.618	5.933.314

Este reciclaje evitó además la explotación de recursos naturales equivalente a más de cuatro años de explotación de una cantera tipo, y el consumo de más de 300.000 toneladas equivalentes de petróleo, ahorrando las emisiones de, entre otros gases, casi 3,5 millones de toneladas de CO₂.

En las siguientes tablas aparecen reflejados los consumos de combustibles sólidos, líquidos así como la evolución del uso de combustibles alternativos.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

LIQUIDOS		2000	2001	2002	2003	2004	2.005
LÍQUIDOS FÓSILES							
	FUEL OIL (t)	65.725	67.325	52.725	44.286	47.058	52.603
	GAS NATURAL (10 ³ m ³)	5.516.866	6.656.852	6.343.945	5.156.295	5.852.328	6.676.051
	GASOLEO (l)	5.800.925	5.996.356	5.677.627	6.043.521	5.524.274	4.286.104
LÍQUIDOS ALTERNATIVOS							
	ACEITES USADOS Y ASIMILABLES (t)	8.825	4.574	4.216	15.329	31.623	29.853
	DISOLVENTES, BARNICES Y PINTURAS Y SIMILARES(t)	10.415	9.428	8.987	19.185	19.954	32.730
	GRASAS ANIMALES (t)			380	2.227		1.990
	LIQUIDOS ALTERNATIVO (t)	10.415	9.428	8.987			
	OTROS (t)				4.992	1.554	224
	RESIDUOS INDUSTRIALES PETROLEO (t)				744		5.951
	TOTAL (t)	19.240	14.002	13.583	42.477	53.131	70.748

SÓLIDOS		2000	2001	2002	2003	2004	2.005
SÓLIDOS FÓSILES							
	ANTRACITA (t)	10.192		2.759	8.069		
	COQUE (t)	2.778.767	2.908.115	3.070.990	3.219.765	3.272.082	3.214.747
	HULLA (t)	299.654	298.583	243.329	221.255	162.733	175.499
	TOTAL (t)	3.088.613	3.206.698	3.317.078	3.449.089	3.434.815	3.390.246
SÓLIDOS ALTERNATIVOS							
	LODOS DEPURADORA (t)				67	5.584	21.531
	CELULOSA (t)		737	711	763	732	10.425
	HARINAS CARNICAS (t)		9.052	21.551	41.222	56.630	66.849
	MADERA -ASTILLAS (t)	1.832	2.428	1.494	1.115	5	7.816
	NEUMATICOS (t)	12.900	16.777	30.019	35.475	39.643	48.447
	OTROS COMBUSTIBLES (t) (cook tradebe y otros)		100		17.103	136	4.089
	PLASTICOS (t)				169	1.459	2.862
	SERRIN (t)	5.367	3.029	2.339	3.326	13.402	23.228
	TOTAL (t)	20.099	32.123	56.114	99.240	117.591	185.247

2.A.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La fabricación de cemento es un proceso intensivo en energía. En función del proceso de fabricación, del tipo de clínker y de la calidad de las materias primas utilizadas, el consumo de combustibles en el horno de clínker se sitúa entre 2.900 y 6.000 MJ/tonelada de clínker.

Las mejores técnicas disponibles del cemento vienen definidas en el documento de referencia europeo sobre mejores técnicas disponibles en las industrias de fabricación de cemento y cal {Reference Document on Best Available Techniques in the Cement and Lime Manufacturing Industries: BREF), aprobado por la

Comisión Europea en el año 2.002, y en la posterior guía sobre mejores técnicas disponibles en España de fabricación del cemento, desarrollada y publicada por el Ministerio de Medio Ambiente en el 2.004. En el caso de instalaciones existentes, en la adecuación a las mejores técnicas disponibles hay que tener presente la viabilidad técnica y económica del proyecto, así como las consecuencias de las modificaciones necesarias.

El sector cementero español ha reducido sus consumos durante los últimos veinticinco años, mejorando su eficiencia energética mediante la modernización de las instalaciones y el desplazamiento de la producción de clínker hacia hornos de mayor tamaño y eficiencia. El combustible habitual del sector cementero es coque de petróleo consumiendo, además, pequeños porcentajes de fuel oil para los arranques.

Según la E4, los consumos energéticos en el sector cementero son:

- Consumo de energía final 2000: 2.344 ktep.
- Consumo de energía final escenario base 2012: 2.761 ktep.
- Consumo de energía final escenario eficiencia energética: 2.734 ktep.

Por lo tanto, el posible ahorro vendría dado por:

- En el año 2012 se conseguiría un ahorro de 27,01 ktep respecto al escenario base, lo que representa un 0,98 % de ahorro respecto a dicho escenario.
- Para el periodo 2008 - 2012, el ahorro medio es del 0,82 %.

Esta mejora de la eficiencia energética prevista en la E4 para el sector cementero es aplicable únicamente a las emisiones debidas a la combustión.

Las medidas a tener en cuenta, citadas en la E4, para obtener ahorro energético, son las siguientes:

- Medidas en tecnologías de proceso: mejoras en hornos.
 - Transformación de algunas fábricas que trabajan en vía húmeda a vía seca y ajustar la fábrica a las mejores técnicas disponibles.
 - Enfriadores de clínker de parrilla: en aquellas fábricas con enfriadores de satélites que tengan espacio suficiente, implantar un enfriador de clínker de parrilla y sus elementos correspondientes; ajustar la fábrica a las mejores técnicas disponibles.
 - Etapas de precalentamiento: añadir etapas de precalentamiento que admita la línea de proceso reformada hasta un límite de 5 (que es la mejor técnica disponible).
 - Precalcinación: incorporar un quemador secundario para la precalcinación del crudo en el exterior del horno y una quinta etapa de precalentamiento, en aquellas instalaciones que no la tengan.

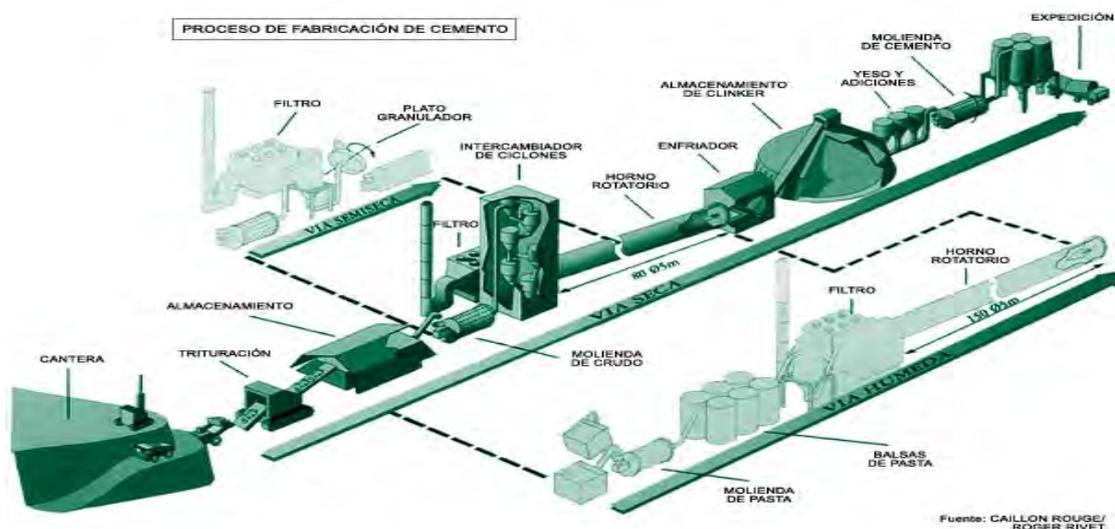
Por otra parte, en la E4 se refleja que el sector considera el empleo de energías renovables como una acción estratégica y se plantea incrementar su utilización de forma relevante. En concreto, se prevé incrementar la participación de las energías renovables desde el 0,835% del año 2001 hasta el 19,84% en el año 2012. Aunque esta medida no suponga una mejora de la eficiencia energética, es una buena práctica para, entre otras cosas, atenuar las emisiones de CO₂. En consecuencia, el sector está en condiciones de incrementar la utilización de las energías renovables y así poder alcanzar el objetivo de emisiones establecido.

Para finalizar, hay que señalar que el margen de maniobra para mejorar la eficiencia energética es limitado frente al de los grandes productores mundiales de cemento. El sector español es dos puntos más eficiente que la media de estos últimos.

2.A.3. MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

En el proceso de formación del clínker (también llamado clinkerización o sinterización) es esencial mantener las temperaturas del material en el horno entre 1.400 - 1.500 °C, que se corresponden con unas temperaturas de llama de cerca de 2.000 °C.

La reacción de clinkerización se realiza bajo condiciones oxidantes. Por lo tanto se requiere un exceso de aire en la zona de clinkerización del horno. La fabricación de clínker blanco presenta excepciones a las dos características anteriormente mencionadas. Por una parte las materias primas no contienen fundentes, ya que éstos podrían aportar coloración al producto final. Esto hace que las temperaturas de clinkerización estén entorno a los 1.600 °C, lo cual exige temperaturas de llama mayores a los 2.000 °C. Por otra parte en algunos casos es necesario trabajar en condiciones reductoras, lo que incrementa el consumo energético.



- Precalentador de cuatro etapas de ciclones

El sistema de horno de precalentador de cuatro etapas de ciclones fue la tecnología estándar en los años 70, época en que se construyeron gran número de plantas con un rango de 1.000 a 3.000 toneladas/día (en España existen muchas líneas que datan de esa época).

El gas de salida después de la torre de ciclones, que tiene una temperatura de alrededor de 330 °C, se emplea generalmente para el secado de las materias primas y del combustible.

Cuando el crudo entra al horno rotativo, ya se ha completado alrededor del 30% de la calcinación.

Casi todos los precalentadores de suspensión de cuatro etapas trabajan adosados a hornos rotativos con tres apoyos. Este ha sido el diseño estándar desde 1970. Los hornos, con diámetros de 3,5 a 6 metros, tienen relaciones de longitud a diámetro del rango de 13:1 a 16:1. Estos hornos, mecánicamente más sencillos que los hornos largos secos y húmedos, son los tipos de horno más ampliamente empleados hoy día.

La técnica de la precalcación ha sido empleada en la industria del cemento desde 1970. En este procedimiento la quema del combustible se realiza en dos puntos. La combustión primaria ocurre en la zona de salida del horno. La combustión secundaria tiene lugar en una cámara especial de combustión situada entre el horno rotativo y el precalentador. En esta cámara denominada calcinador o precalcador se puede quemar hasta el 60% del combustible total del horno. Esta energía se emplea básicamente para calcinar la harina cruda, la cual está casi completamente calcinada cuando entra al horno. El aire caliente (opcional) para la combustión en el calcinador procede del enfriador. El material sale del calcinador a unos 870 °C.

El principio de la precalcación se puede aplicar en cierta medida a hornos con precalentador de parrilla, pero no se puede colocar un precalcador en este tipo de hornos.

Para un tamaño determinado de horno rotativo la precalcación incrementa la capacidad de producción de clínker.

Cuando la humedad de las materias primas es baja, se pueden instalar torres de ciclones de seis etapas.

Los sistemas de horno de ciclones y precalcador se consideran la Mejor Tecnología Disponible actual para las nuevas plantas de proceso seco. El número de etapas del intercambiador de ciclones dependerá de la humedad de las materias primas, oscilando entre cuatro y seis.

En las plantas nuevas europeas en las que se montan estos tipos de horno con precalentador de suspensión y precalcador suelen tener capacidades de entre

3.000 y 5.000 t/día, aunque excepcionalmente puede haber unidades de mayor capacidad (existe algún ejemplo en Polonia de 8.500 t/día y en Asia de 10.000 t/día).

- Enfriadores de parrilla de vaivén, modernos

La introducción y desarrollo de la tecnología moderna de los enfriadores de parrilla de vaivén empezó alrededor de 1983. El diseño proponía eliminar los problemas de los enfriadores convencionales obteniendo un intercambio térmico más cercano al óptimo y también enfriadores más compactos empleando menos aire de enfriamiento y sistemas de desempolvado más pequeños. Las características clave de la tecnología del enfriador moderno son (dependiendo del suministrador):

- Nuevos diseños de placas, fijas o móviles, con menor pérdida de carga, permeables al aire pero no al clínker
- Aireación forzada de las placas
- Zonas de aireación regulables individualmente
- Entrada fija
- Menor nº de parrillas y más anchas
- Machacadora de rodillos
- Pantallas térmicas.

2.A.4. RETOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO SOSTENIBLE: RECICLADO Y VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS.

La industria cementera española, en línea con la europea, fomenta el uso sostenible de los recursos naturales. Los esfuerzos de reducción del consumo de combustibles en la fabricación de cemento se han centrado en dos líneas de trabajo:

- Mejorar el rendimiento energético mediante la modernización de las instalaciones, con aplicación de las Mejores Técnicas Disponibles y con el desplazamiento de la producción hacia hornos de mayor tamaño y eficiencia.
- Modificar la composición del cemento para incorporar en la fase de molienda otros materiales activos distintos del clínker. Estos materiales, denominados adiciones, incluyen las cenizas volantes de centrales térmicas, la escoria siderúrgica de horno alto y otros materiales especificados en normas europeas.

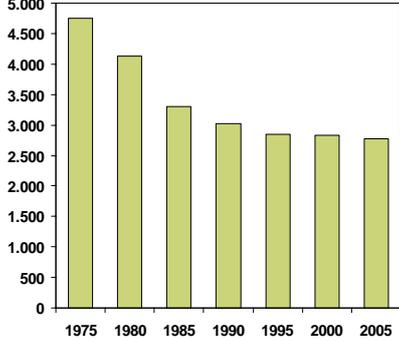
En las últimas dos décadas, la industria europea del cemento ha reducido el consumo de energía para la fabricación de una tonelada de cemento en aproximadamente un 30 %. La reducción de la intensidad energética del cemento se encuentra ya en una fase asintótica. No será posible obtener en el futuro los mismos niveles de mejora del pasado, puesto que el margen de maniobra ha quedado ya muy reducido.

El sector ha reducido ~40% sus consumos energéticos en los últimos 25 años

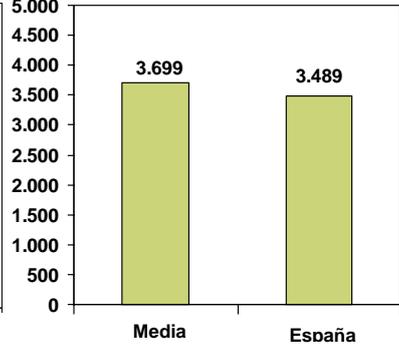
Las fábricas españolas son 5 puntos más eficientes que la media europea

Las fábricas españolas son junto con las de Corea del Sur y Japón las más eficientes del mundo

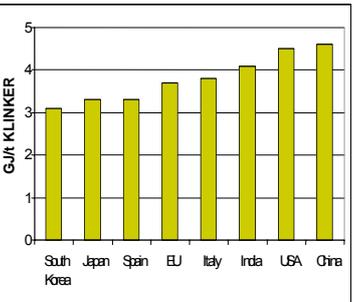
Evolución de la eficiencia energética en el sector cementero español



Comparación del consumo energético térmico específico, España vs. Media UE



Benchmarking de consumo de energía en el horno

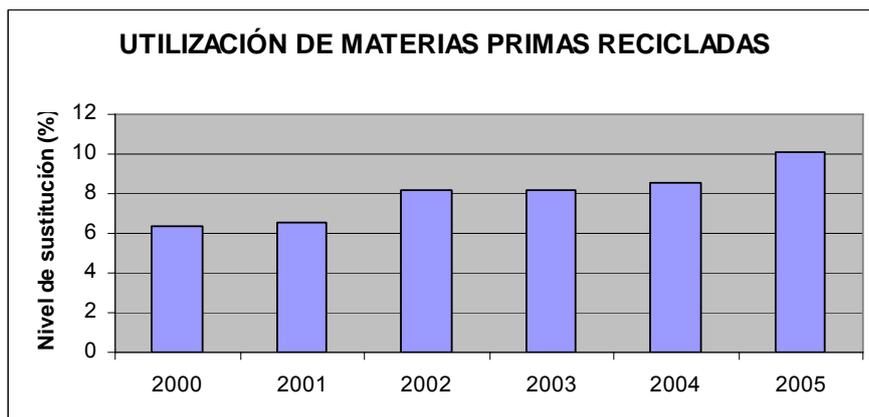


A) RECICLAJE DE MATERIAS PRIMAS

Las fábricas de cemento presentan grandes posibilidades para aprovechar parte de los residuos minerales generados por otros procesos industriales esto se debe a que tienen una composición similar a la de sus materias primas. En ese caso los residuos se emplean en la preparación inicial de las materias primas o "crudo". Algunos residuos mejoran las prestaciones de los cementos. Estos residuos se pueden añadir como adiciones en la molienda del clínker junto con otros minerales, para dar lugar al cemento.

De los 58,88 millones de toneladas de materias primas que se consumieron en el año 2005 para fabricar cemento, 5,9 millones procedían de residuos o subproductos industriales, con lo que se evitó el vertido de cerca de 84 estadios de fútbol llenos de residuos. En concreto se emplearon escorias, cascarilla de hierro, cenizas de piritas, lodos de papelera, arenas de fundición, etc. como componentes del crudo, y cenizas volantes, y escoria de horno alto, como adiciones.

Este reciclaje evitó además la explotación de recursos naturales equivalente a más de un año de explotación de una cantera tipo, y el consumo de más de 300.000 toneladas equivalentes de petróleo, ahorrando las emisiones de, entre otros gases, casi 3,5 millones de toneladas de CO₂.



B) VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS

Las ventajas de la utilización de combustibles alternativos en los hornos de clínker se pueden resumir en:

- Tratamiento ecológico y seguro de los residuos, aprovechando al máximo su energía y minerales sin generar impactos añadidos sobre el entorno.
- Ahorro de combustibles fósiles no renovables (carbón y derivados del petróleo).
- Disminución global de las emisiones, en particular las de CO₂ (uno de los gases responsables del efecto invernadero) al sustituir combustibles fósiles por materiales que hubieran sido incinerados o fermentados en vertederos, con sus correspondientes emisiones.
- Alternativa de gestión de residuos económica, y flexible, pues permite volver a utilizar combustibles fósiles cuando se mejoren las prácticas de reducción de residuos generados.

Como reflejo de estas especiales características y del destacado papel que la industria cementera está realizando en la valorización energética de residuos, la reciente Directiva 2000/76/CE sobre incineración de residuos, recoge de manera específica en su Anexo II (coincineración de residuos) las condiciones que deben cumplir los hornos de cemento que usen residuos como sustituto parcial de su combustible. Esta Directiva ha sido transpuesta al ordenamiento jurídico español mediante el RD 653/2003 de incineración de residuos.

Las características específicas de los hornos de clínker que aportan unas garantías ambientales óptimas para la valorización de residuos, son las siguientes:

- Los gases de combustión permanecen durante largos tiempos de residencia a muy alta temperatura (hasta 2.000 °C) y en una atmósfera rica en oxígeno, por lo cual el horno de clínker se considera el sistema más efectivo para la completa destrucción de los compuestos orgánicos presentes en los residuos.
- La interacción de los gases de combustión con la materia prima presente en el horno hace que los gases ácidos (sulfurosos y halogenados) formados en la combustión sean neutralizados y que la parte mineral no combustible del residuo quede retenida en la estructura del clínker de forma irreversible.

Adicionalmente, la valorización energética de residuos se lleva a cabo con todas las garantías posibles ya que los combustibles alternativos provienen de gestores autorizados y sólo son aceptados tras un control de su composición y una verificación de su aptitud para ser valorizados en la planta cementera y además durante su valorización, tanto los parámetros que aseguran la adecuada combustión, como las emisiones del proceso, son controladas, verificando que se adecuan a las condiciones establecidas por las autoridades competentes. Estas condiciones se han detallado en la Directiva Europea 2000/76/CE, que dedica un

anexo especial a la valorización de residuos en fábricas de cemento, y son mucho más estrictas que las habituales de funcionamiento.

Por otra parte, los combustibles alternativos pueden aportar minerales que contribuyan a formar los compuestos del clínker. Los neumáticos usados, por ejemplo, además de energía aportan hierro para la composición del clínker; las harinas animales aportan calcio. En este caso, además de la valorización energética, los minerales contenidos en el residuo se reciclan en el clínker.

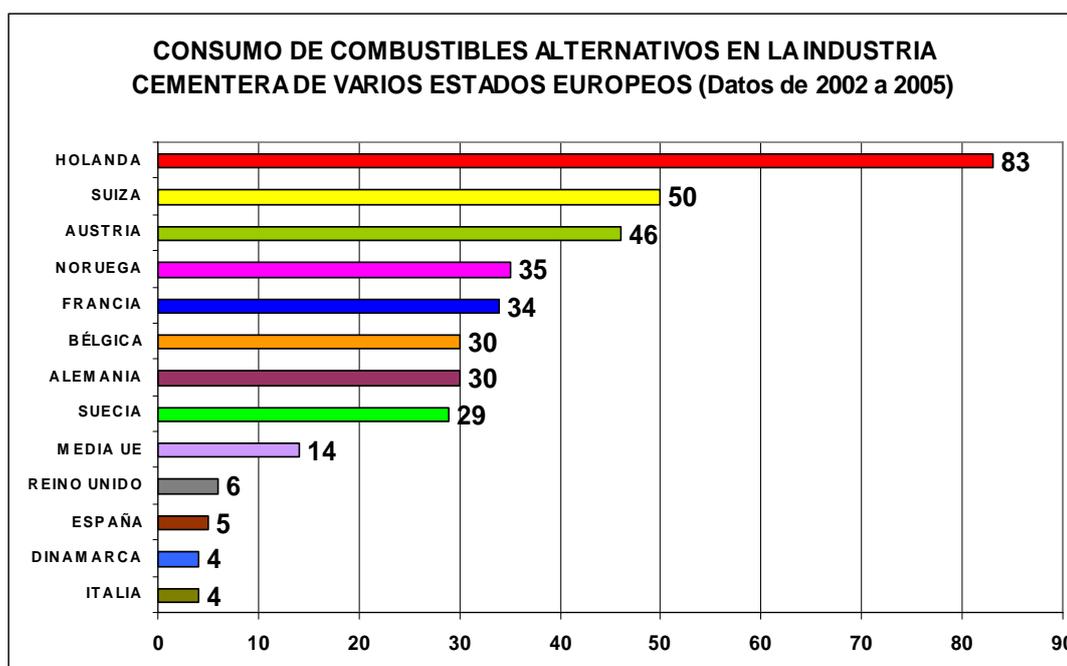
Aunque existe una amplia variedad de residuos que pueden aprovecharse de manera segura en los hornos de clínker, no todos son utilizables y antes de cada prueba o proyecto definitivo se realiza una cuidadosa selección de tipos y dosificación. Para los fabricantes de cemento la utilización de residuos como combustibles alternativos no debe perjudicar la operación de la fábrica, ni afectar a la calidad del cemento.

El empleo de combustibles alternativos es una práctica asentada en la mayoría de los países desarrollados desde hace más de veinte años, entre los que destacan por el nivel de sustitución con residuos: Suiza, Holanda, Austria, Francia, Bélgica, Alemania y Japón. En la actualidad, más del 14 % de los combustibles utilizados en la industria cementera de la Unión Europea son alternativos. Aproximadamente el 70 % de las fábricas de clínker emplean combustibles alternativos, con un consumo total equivalente a 3,5 millones de toneladas de carbón. El nivel de sustitución mantiene una tendencia creciente, y en algunas regiones se ha superado la cifra del 50 %.

Datos de uso de residuos en la UE por tipos durante los años 2003-2004:

	2003 (Kt)		2004 (kt)	
	Peligrosos	No peligrosos	Peligrosos	No peligrosos
Harinas y grasas animales	0	1.3313,094	0	1.285,074
Neumáticos	0	699,388	0	810,320
Carbón	1,890	137,213	7,489	137,013
Plásticos	0	354,070	0	464,199
Papel/madera	0	214,991	1,077	302,138
Aguas residuales	0	174,801	0	264,489
Textil	0	19,301	0	8,660
RDF	4,992	570,068	1,554	734,296
Serrín impregnado	164,931	271,453	149,916	305,558
Residuos industriales	52,080	161,660	49,597	197,720
Residuos Orgánicos	0	73,861	0	69,058
Aceites	325,265	181,743	313,489	196,383

Disolventes	425,410	131,090	517,125	145,465
Otros	0,551	199,705	0	212,380
TOTAL	975	4.502	1.040	5.133



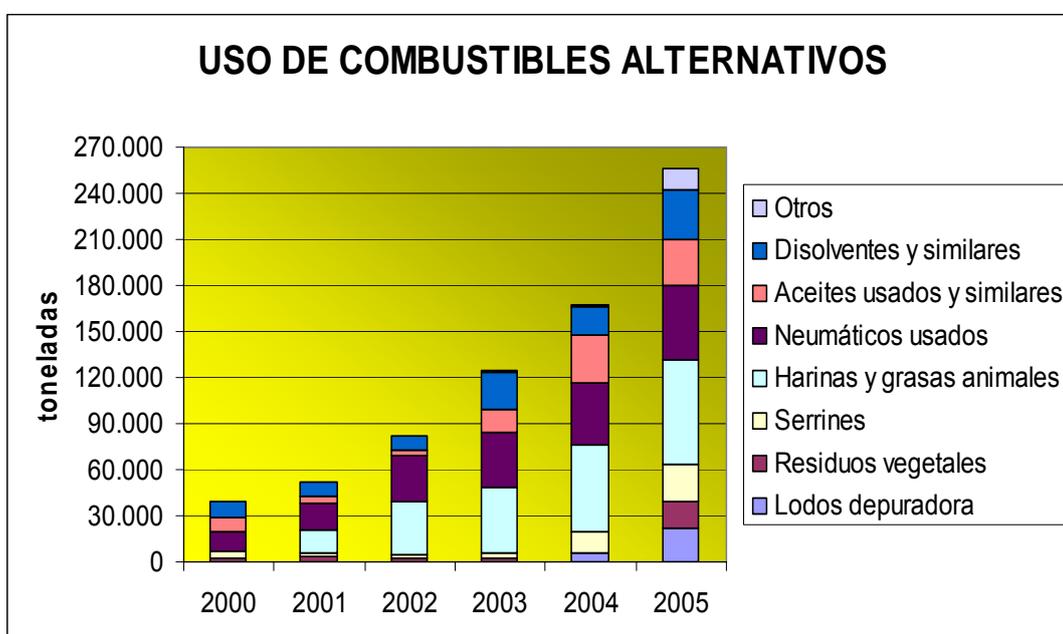
El potencial de sustitución con combustibles alternativos podría alcanzar en función de las características físicas y químicas de los residuos, la práctica totalidad de la energía utilizada, cerca de 30 millones de toneladas de combustible al año. No es de esperar que se alcance en el corto plazo la cifra máxima mencionada, pero sí que se llegue en los próximos años a una media para la Unión Europea de un 20% equivalente a unos 6 millones de toneladas de residuos orgánicos al año.

La valorización de residuos en hornos de cemento se ha visto impulsada en España en los últimos años por los siguientes motivos:

- Mayor concienciación en la correcta gestión de los residuos por parte de las Comunidades Autónomas, principales responsables en esta materia. Cabe destacar las iniciativas de coordinación plasmadas en acuerdos concretos de colaboración entre Administración y empresas para reciclar y valorizar tipos concretos de residuos como lodos de depuración, neumáticos, harinas animales, residuos líquidos, etc.
- Mayor información ciudadana en los municipios donde se lleva a cabo esta actividad, gracias a una política de transparencia y comunicación de las empresas y a un compromiso de las corporaciones locales hacia el beneficio medioambiental de la región
- Colaboración estrecha con los trabajadores, plasmada en los sucesivos acuerdos entre la Agrupación de Fabricantes de Cemento y las secciones

sectoriales autonómicas de los sindicatos CCOO y UGT, amparado por las Consejerías de Medio Ambiente en Andalucía (2002) y Castilla-La Mancha (2003). En octubre de 2004 estos acuerdos se han ampliado a todo el territorio nacional mediante el Acuerdo para la Valorización Energética de Residuos en la Industria del Cemento, firmado entre Oficemen y las Direcciones sectoriales FECOMA-CCOO y MCA-UGT.

El sector cementero español utilizó en el año 2005 unas 256.000 toneladas de residuos como combustibles alternativos, que supusieron un medio entorno al 5% del consumo térmico de los hornos de clínker. De las 35 fábricas de cemento que disponen de horno de clínker gris, están valorizando residuos 19.



Combustibles alternativos	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Lodos depuradora	0	0	0	67	5.584	21.531
Residuos vegetales	1.832	3.165	2.205	1.878	737	18.241
Serrines	5.367	3.029	2.339	3.326	13.402	23.228
Harinas y grasas animales	0	15.000	34.380	43.449	56.630	68.839
Neumáticos usados	12.900	16.777	30.019	35.475	39.645	48.447
Aceites usados y similares	8.825	4.574	4.216	15.329	31.648	29.853
Disolventes y similares	10.415	9.428	8.987	24.177	18.205	32.730
Otros	0	0	0	980	1.631	13.126
TOTAL	39.339	51.973	82.146	124.681	167.482	255.995

La recuperación de estos recursos combustibles evitó en el año 2005 el consumo de recursos energéticos no renovables en unas 140.000 toneladas de petróleo equivalente (tep), y su correspondiente transporte a España, país muy deficitario en energía.

2.B. CAL

2.B.1. DATOS SECTORIALES

La fabricación de la cal se encuentra incluida dentro del grupo de industrias dedicadas a la fabricación de productos minerales no metálicos.

Una de las principales características de este grupo es la elevada repercusión de la energía en los costes de fabricación, que para el caso de la producción de cal está comprendida entre un 40 a 50% de los costes totales de fabricación.

El número de empresas fabricantes de cal actuales es de 23, de las cuales 17 que representan una capacidad de producción superior al 82 % de la total instalada, están asociadas en la Asociación Nacional de Fabricantes de Cales y Derivados de España, ANCADE.

En el año 2005, la producción de cales de todo tipo por el sector mencionado fue de 2.150.854 t con un valor de 118×10^6 €, dando empleo directo a unos 575 trabajadores. Por la demanda del mercado el tiempo de almacenamiento en fábrica es muy corto y la cifra de producción coincide, prácticamente, con el consumo para el mismo período. Lo anterior ha supuesto un coeficiente de utilización medio del 64,2 % de la capacidad instalada para el año 2005 considerado.

La cifra anterior de producción de cal ha sido suministrada al mercado de la siguiente forma : 1.349.106 t de cal viva (óxido de cal, CaO), 468.362 t cal hidratada o apagada, (Hidróxido de Cal $\text{Ca}(\text{OH})_2$), y 333.386 t de Dolomía Calcinada.

Los tipos de cales producidas en España están clasificados como cales aéreas, es decir, endurecen con el dióxido de carbono del aire y no con el agua y exigen una materia prima de alta pureza, superior al 95% en carbonato cálcico para las cales vivas e hidratadas y en carbonato cálcico-magnésico para la dolomía calcinada.

En España, actualmente no se fabrican cales hidráulicas, llamadas así porque endurecen con el agua, y se producen mediante la calcinación de calizas con menor grado de pureza que las utilizadas para las cales aéreas y conteniendo mezclas de margas y arcillas ricas en hierro, alúmina y sílice.

En la mencionada producción de cales aéreas no están consideradas las de aquellas industrias que las producen únicamente para su consumo interno como parte del proceso correspondiente como son la industria azucarera, industria

química y algunas papeleras. Se puede estimar para el año 2005 que esta producción para autoconsumo fue de 800.000 t aproximadamente.

Tampoco está considerada la producción de cal en hornos artesanos de muy pequeña capacidad y que se realiza estacionalmente para su aplicación local principalmente para encalar superficies.

Finalmente los usos de la cal aérea se pueden clasificar de la forma siguiente:

USOS % A NIVEL MUNDIAL:

• INDUSTRIA SIDERÚRGICA, QUÍMICA Y ALIMENTACIÓN	61 %
• MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	12 %
• CONSTRUCCIÓN	11 %
• PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE	16 %
• AGRICULTURA	1,6 %
• EXPORTACIÓN	3 %

USOS % NIVEL ESPAÑOL:

• INDUSTRIA SIDERÚRGICA, QUÍMICA Y ALIMENTACIÓN	65 %
• MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	3 %
• CONSTRUCCIÓN	13 %
• PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE	8 %
• AGRICULTURA	0 %
• EXPORTACIÓN	11 %

La comparación de los porcentajes relativos del uso de la cal entre el mercado español y el mundial y la relación entre el consumo per cápita en España con las naciones de nuestro entorno en la U.E. (por ejemplo: 46,35 kg/hombre-año en España frente a los 80,48 kg/hombre-año en Alemania), permiten señalar que el uso de la cal en España está todavía muy lejos de alcanzar un nivel estable para las necesidades de su empleo que, por otra parte, es hoy día indispensable en muchas actividades como las industrias: siderúrgica, metalúrgicas, química, y la estabilización de suelos arcillosos, así como en la restauración de edificios monumentales antiguos.

Los estudios de mercadotecnia, sobre el uso de la cal en España, han revelado una falta de información y conocimiento en los usuarios sobre este producto y, de ello, se han derivado en los últimos años notables acciones de los fabricantes de la cal, bien a nivel de empresa o a nivel de su asociación ANCADE para remediar esta situación habiéndose conseguido un incremento continuo de las ventas de cal, acompañado de la implantación de nuevos hornos en las fábricas de cal para hacer frente a lo anterior.

Esto significa que es necesario aumentar todavía la capacidad instalada para la producción de cal, considerando al respecto las mejores tecnologías disponibles para la optimización de la eficiencia energética y reducción de emisiones.

2.B.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

En cuanto a las mejoras de la eficiencia energética, el Sector se encuentra, en su mayoría, en la parte inferior del rango que marcan las MTD.

En el documento de “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012” no se hace mención alguna a medidas disponibles para este sector, dando por entendido que las posibles existentes ya han sido aplicadas, indicando “No hay medidas en tecnologías horizontales, ni en procesos, ni en nuevos procesos productivos que cumplan los criterios de selección previamente descritos”. Estos criterios hacían referencia a la viabilidad técnico-económica de la inversión, contemplando, incluso, apoyos públicos para su ejecución.

2.B.3. MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

En el Documento BREF sobre las MTD en los Sectores del Cemento y de la Cal, editado por el Institute for Prospective Technological Studies, (European IPPC Bureau) de Sevilla, en Diciembre de 2.001 y actualmente en vigor, en su pág. 80, apartado 2.3.2 “Uso de la energía en la Industria de la Cal” indica en su Tabla 2.8 los valores típicos de MTD para los distintos tipos de horno que se utilizan y que se exponen a continuación en la Tabla sobre el parque de Hornos en España.

La necesidad de obtener cales vivas con diferentes características implica que no haya un tipo de horno óptimo y válido para todos los productos por lo que en la indicada tabla se dan los valores MTD de consumo energético para los distintos tipos de horno utilizados.

En España, el parque actual de hornos, se compone de:

TABLA 1: PARQUE ESPAÑOL DE HORNOS DE CAL

Tipo	Nº	Porcentaje %	Consumo energético actual			Valores MTD BREF s/Cal MJ/t cal	
			Mínimo	Medio	Máximo	Mínimo	Máximo
Rotativo con precalentador	1	2	5.273	5.583	5.894	5.000	6.100
Rotativo	4	7	Nd ⁽¹⁾	Nd	Nd	6.500	7.500
Vertical de Flujo Paralelo Regenerativo	35	61	3.534	3.752	3.889	3.600	4.200
Vertical Anular	2	4	3.958	4.156	4.355	4.000	5.000
Vertical	15	26	4.085	4.150	4.268	4.000	5.000
TOTAL	57						

(1) Este tipo de hornos pertenece a empresas no asociadas en ANCADE, se estima que su consumo energético está alrededor de 6600 MJ/t cal.

Como se podrá observar, se está en valores individuales siempre dentro del rango de valores MTD para cada tipo de horno; e incluso, valores por debajo del límite

mínimo MTD, señalado en el BREF. Esto sucede en los hornos verticales más modernos de flujo paralelo regenerativo instalados en los últimos años.

Es decir, la eficiencia energética actual se puede considerar satisfactoria respecto a las MTD existentes, fundamentalmente, debido a la introducción de medidas tempranas en las que se han ido cambiando hornos antiguos por otros hornos acordes a las MTD disponibles en tal sentido.

Ahora bien la situación derivada del sobrecosto que pueda suponer la compra de derechos de emisión y el corto recorrido existente para utilizar las MTD, lleva a que las posibilidades de introducir nuevas mejoras conduzcan a inversiones cuya viabilidad técnico-económica es incierta actualmente.

2.B.4 ESPECIFICIDADES EN MATERIA ENERGÉTICA

Tipo de Combustible

En la industria de la cal se utilizan los siguientes tipos de combustibles: gas natural, coque de petróleo, fuel-oil y antracita.

Consumo de Energía

La industria de la cal es un sector intensivo en el consumo de energía, destacando el proceso de calcinación como el mayor demandante de energía térmica.

La energía eléctrica se consume además de en el proceso de calcinación en las operaciones de clasificación, molienda e hidratación.

- Calcinación de la caliza

En el proceso de calcinación el consumo energético depende principalmente del tipo de horno y a su vez de la calidad de la piedra (materia prima), del grado de conversión de carbonato cálcico (CaCO_3) a óxido de calcio (CaO) y del combustible.

El calor teórico requerido para el proceso de descarbonatación de una caliza pura es de 3.200 MJ/t, pero en la realidad industrial el consumo calorífico varía considerablemente según el diseño del horno (ver tabla 2). Además, para un mismo tipo de horno, el consumo calorífico es mayor cuanto mayor es el grado de calcinación.

En la tabla que se muestra a continuación quedan reflejados los consumos caloríficos y eléctricos por tipo de horno.

Tabla 2: Consumos energéticos

◦ TIPO DE HORNO *	CONSUMO CALORÍFICO (MJ/t cal)	CONSUMO ELECTRICO (kWh/t cal)
Horno rotativo (con precalentador)	5.100 – 6.200	18 – 30
Horno vertical	4.000 - 4.500	5 – 15
Horno de flujo paralelo regenerativo.	3.600 – 4.200	20 – 45
Horno vertical anular	4.000 – 4.600	18 – 35

* Consumos por tipo de horno para la fabricación de cal y dolomía

- Hidratación

La hidratación es un proceso exotérmico en el que se añade un exceso de agua, normalmente el doble de la cantidad estequiométrica necesaria para la reacción del CaO y el H₂O. Ese exceso de agua se convierte en vapor que se emite a la atmósfera.

La producción industrial de cal hidratada presenta un consumo eléctrico de 15 a 20 kWh / t_{cal hidratada} que engloba a las hidratadoras propiamente dichas, a los clasificadores de aire y a los equipos de transporte.

- Molienda

El consumo energético en el proceso de molienda varía desde los 4-10 kWh / t_{cal viva} para la molienda a tamaños gruesos hasta 10-40 kWh / t_{cal viva} para la molienda a tamaños finos (< 150 μm).

La cantidad de energía requerida también depende de los equipos utilizados y del grado de finura alcanzado por el producto.

2.B.5. RETOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO SOSTENIBLE: COGENERACIÓN, COMBUSTIBLES NO FÓSILES, ETC.

De todos los combustibles que actualmente hacen viable la obtención de cal, el que es mejor desde un punto de vista medioambiental (presenta un menor factor de emisión) es el **gas natural**. En el año 2004, un 50,13% de la cal se produjo mediante gas natural, frente al 35,7% de 1990, lo que supone un **incremento del 40% en el empleo de este combustible en el periodo 1990-2004**. Otro combustible a utilizar es la Biomasa por ser considerada como de emisión 0 de CO₂.

Sin embargo, **existen ciertas limitaciones tanto técnicas como económicas a la implantación del gas natural y de biomasa en la totalidad del sector**. Entre las limitaciones económicas cabe destacar la subida en un 50 % del precio del gas

desde enero de 2006, por lo que está aumentando el consumo de coque de petróleo, previéndose que éste alcanzará un 44,11 % en el 2012.

En cuanto a la biomasa, es necesario aclarar aspectos sobre su disponibilidad por la naturaleza, características, proceso de utilización y logística de suministro. Las restricciones en la legislación actualmente vigente sobre su transporte hacen incierto, al día de hoy, cualquier previsión de consumo.

2.C. AZULEJOS Y BALDOSAS CERÁMICAS

2.C.1 ASCER Y EL SECTOR ESPAÑOL DE BALDOSAS CERÁMICAS

ASCER es la Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos, creada en 1977 al amparo de la Ley de 19/1977 de Organizaciones Profesionales.

Su sede social está establecida en Castellón de la Plana.

ASCER sustituyó, ampliando sus actividades, a la Agrupación Nacional Sindical de Industriales Azulejeros (ANSIA), que funcionaba desde 1959 y que, a su vez, resultó del reconocimiento oficial de la Agrupación de Fabricantes de Azulejos, organización surgida en los años cuarenta.

Hubo anteriormente otras organizaciones empresariales en la industria azulejera. Los antecedentes escritos más antiguos que se conservan corresponden al Gremio de Fabricantes de Azulejos creado en 1927 con sede en Onda (Castellón). Se prueba así la larga tradición asociativa del sector.

En la actualidad, ASCER cuenta con 200 empresas asociadas (11 de ellas como asociadas afines), entre las que se incluyen plantas de producción de azulejos por horneado, plantas de molienda de arcillas por vía húmeda (atomizadores), cogeneradores y pequeñas instalaciones de materiales o procesos complementarios. Las empresas no asociadas, en su mayoría artesanas y de pequeña dimensión, representaban en 2005 menos del 2% de la producción y la exportación del sector.

El sector azulejero es un sector intensivo en energía, especialmente en lo que se refiere al consumo de gas natural, en el año 2005 el consumo total de gas natural del sector se puede cifrar en unos 19.700 GWh/año.

Rasgos generales del sector

La industria azulejera, es el nombre usual de la que produce azulejos y pavimentos cerámicos, es una de las más dinámicas e innovadoras de España y, junto a la italiana, es líder mundial en tecnología y diseño.

La producción estimada del sector en 2005 fue de 656 millones de metros cuadrados, un 40% de la producción de la Unión Europea, por valor de más de 3.500 millones de euros.

Las ventas totales estimadas del sector en 2005 fueron de 3.858 millones de euros. La exportación, realizada a 179 países, fue de 2.041 millones de euros. La cuota española en el comercio mundial de baldosas cerámicas es del 21%. Las ventas estimadas en el mercado nacional ascendieron a 1.817 millones de euros.

El empleo estimado en el sector es de 25.000 trabajadores, y se calcula que existen más de 7.000 empleos indirectos (minería de arcillas, producción de fritas, esmaltes y colores, construcción y mantenimiento de maquinaria).

La industria está altamente concentrada en la provincia de Castellón donde se ubican el 80% de las empresas y más del 94% de la producción nacional. Más de la mitad de las exportaciones de Castellón provienen de las empresas cerámicas.

El sector cerámico es el segundo que más riqueza genera en la Comunidad Valenciana, de un total de 104 sectores analizados, sólo superado por el sector de la distribución de mercancías (grandes superficies y detallistas), según el estudio Ardán 2004 del Impiva. Con datos de 2002, el sector azulejero generó el 6,8% del total de la riqueza creada en la Comunidad.

Por otra parte, según datos de la Conselleria de Empresa, Universidad y Ciencia de la Generalitat Valenciana, el sector cerámico representó en 2005 el 15,7% de toda la inversión en la Comunidad Valenciana, y el 47% de la contabilizada en la provincia de Castellón.

Etapas del proceso de producción de baldosas cerámicas

El proceso de fabricación de baldosas cerámicas se desarrolla en una serie de etapas sucesivas, que pueden resumirse del modo siguiente:

- Preparación de las materias primas.
 - Preparación en seco
 - Molienda de arcillas por vía húmeda (atomización), normalmente con cogeneración asociada
- Conformación, por prensado en seco o extrusión, y secado en crudo de la pieza
- Cocción o cocciones, con o sin esmaltado (cocción, monococción o bicocción)
- Tratamientos adicionales (operaciones de pulido, rectificado,...)
- Clasificación y embalaje

Dependiendo de que el producto a fabricar sea esmaltado o no, de que éste se fabrique por un procedimiento de monococción, bicocción o tercer fuego, en un determinado proceso se realizará o no el esmaltado, o se modificará la secuencia de las etapas de esmaltado y de cocción en la forma adecuada (Figura 1)

Procesos de fabricación de baldosas cerámicas

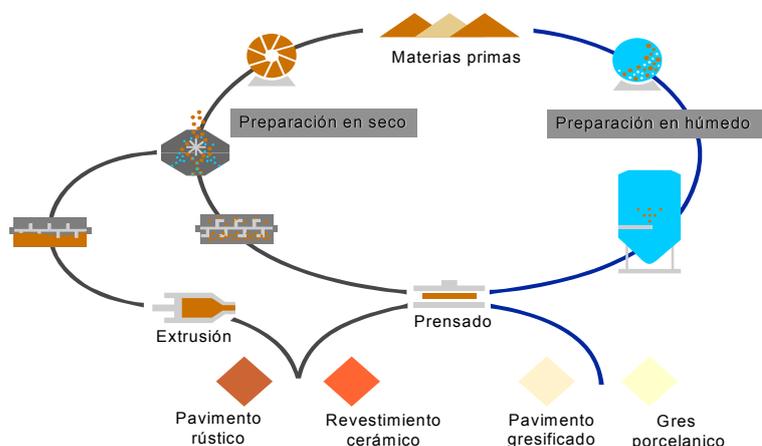


Figura 1. Diagrama de los procesos de fabricación considerados

2.C.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

El coste energético es un componente muy importante en la cuenta de explotación de las empresas, el cual se puede valorar entre el 12 y el 18 % de los costes totales, ello sin tener en cuenta el aumento de precios del gas natural a partir del primer trimestre de 2005. Este motivo, unido a la gran preocupación medioambiental del sector y a su rápida adaptación a los procesos de innovación tecnológica, han impulsado desde hace decenios la eficiencia energética que ha resultado, además de en un factor de ahorro de costes de producción y por tanto de competitividad, en una reducción del impacto medioambiental por la reducción de emisiones de CO₂. El escenario de futuros precios de la energía, especialmente del gas natural, asegura que las posibilidades de mejora que se identifiquen o aparezcan tendrán inmediata aplicación, como la han tenido desde los años 80, en que se dispone de ese combustible.

Evolución tecnológica

Hasta 1980, el proceso tipo de producción consistía en molienda de las arcillas por vía seca, moldeo en polvo, secado y primera cocción para obtener el soporte, aplicación de esmalte y decoración, secado y segunda cocción para fijar y vitrificar el esmalte. La cocción se hacía en ciclos lentos, que sumaban entre 35 y 50 horas, el combustible utilizado era fuelóleo, con un consumo específico de 105 - 188 MJ/m² de producto.

Ese año llegó el gasoducto a la zona de concentración de la industria. La disponibilidad de gas natural impulsó una profunda reconversión realizada en la década de los 80 y que llevó a un proceso tipo de molienda por vía húmeda o atomización, moldeo, secado, aplicación de esmalte y monococción en hornos de rodillos, de baja densidad de carga, y con ciclo rápido, actualmente en torno a 1 hora. El consumo específico se redujo a 63 – 105 MJ/m² de producto.

Como resultado de esa reconversión, se redujeron las emisiones específicas de CO₂ por debajo de la mitad de las anteriores a 1980. Otro resultado fue la mejora y diversificación de la producción, que abrió nuevos mercados, y que impulsó que aumentase.

A partir de 1990 se da otro paso de relieve. Se introduce y extiende la cogeneración, que actualmente supera las 80 instalaciones, con 325 MW de potencia eléctrica, y estimamos que el año 2005 se generaron aproximadamente unos 1.300 GWh.

La cogeneración se realiza mediante turbinas, cuyos gases calientes se emplean para la evaporación de agua en la molienda por vía húmeda y mediante motores, generalmente asociados al secado de piezas crudas, aunque alguna planta azulejera cogenera mediante motores para cubrir su necesidad total de calor y electricidad.

Se trata de cogeneración, siempre con gas natural, de alta eficiencia, y dimensionada según las necesidades de gases calientes del proceso de producción.

Tras la reconversión descrita y la cogeneración, el margen de mejora de eficiencia energética y, por tanto, de reducción de emisiones por combustión, quedó muy reducido. Aún así, se progresó en la utilización de gases calientes de los hornos para los presecaderos y secaderos, en la mejora de aislamiento de hornos y de sus quemadores, y en mejoras de gestión, como la reducción de la proporción de agua a evaporar en la molienda por vía húmeda o la regulación del caudal de aire de quemadores. Muchas de estas medidas fueron fruto de auditorías energéticas, realizadas por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, IDAE, y por el Institut Valencià de l'Energia, IVEN

Consumo energético por unidad de producto en la actualidad.

Determinar el consumo energético por unidad de producto del proceso de fabricación de baldosas, no es un cálculo directo debido a la gran variedad de productos, formatos y tipos de aplicaciones decorativas que es posible aplicar a una baldosa en la actualidad. Por ello, los datos que mostraremos a continuación se basan en la tecnología predominante, es decir, la atomización (molienda por vía húmeda) asociada a cogeneración, y la cocción en proceso único (monococción) y de ciclo rápido.

Etapa de proceso	Consumo específico (MJ/	Peso %
Atomización y cogeneración	42,85	42,50
Secado	7,04	6,98
Cocción	50,93	50,52
Total	100,82	100

Tabla 1. Consumo específico de energía térmica por fase de proceso

El consumo de energía térmica por unidad de producto correspondiente a las etapas de atomización y cogeneración no se puede dar por separado, ya que el funcionamiento de estos equipos está interrelacionado. En condiciones normales de funcionamiento, es la turbina la que funciona a pleno rendimiento, generando a la vez electricidad y gases calientes que se aprovechan en el atomizador, los cuales son sobrecalentados según necesidades por los quemadores de postcombustión del atomizador. Sólo en casos excepcionales como paradas de la turbina por mantenimiento o averías, funciona el atomizador a pleno rendimiento con todos sus

quemadores, por tanto establecer el consumo específico de estas dos etapas por separado no tendría sentido.

Por otro lado, cabe destacar la parte del consumo energético en atomización y cogeneración que corresponde a fabricación de granulo atomizado y la que corresponde a generación eléctrica. El reparto es el siguiente:

	Consumo específico (MJ/l)	Peso (%)
Producción gránulo atomizado	27,56	64,32
Producción energía eléctrica	9,57	22,33
Pérdidas	5,72	13,38
Total	42,85	100

Tabla 2. Reparto del consumo específico de atomización y cogeneración.

2.C.3. IMPLANTACIÓN DE LAS MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

La implantación de las actuales MTD parte del año 1980, en que llega el gasoducto a la zona de concentración de la industria azulejera española en la provincia de Castellón, y puede considerarse generalizada en 1990.

Las MTD de más relieve han sido:

- la generalización del gas natural como combustible y del proceso de monococción de ciclo corto frente a la doble cocción de ciclo largo, con sustitución de los hornos túnel o de canales por hornos de rodillo;
- la mejora del aislamiento y quemadores de estos; la recirculación o aprovechamiento de los gases de combustión de hornos en la propia cocción o en el presecado y secado de piezas crudas;
- el aumento del contenido en sólidos de las suspensiones acuosas de arcilla, para reducir la cantidad de agua a evaporar en los secaderos por atomización;
- y la cogeneración, con la que se logra una alta eficiencia, por aprovechamiento total de los gases de escape de turbinas para los secaderos por atomización o de los motores en otras fases del proceso.

Subsiste un número menor de instalaciones que utilizan otros combustibles (fuel óleo) por no poder acceder al suministro de gas natural, o que continúan aplicando el moldeo por extrusión y el proceso de ciclo lento (bicoccción o cocción única) por ser más adecuados para algunos productos específicos. Los datos disponibles de consumo energético no son aplicables y habrían de establecerse individualmente, dada la disparidad de condiciones.

Existencia del BREF

Se prevé que el BREF de la industria cerámica, que incluye la de azulejos y pavimentos cerámicos, esté publicado a finales del 2006.

Las MTD del actual borrador (pr BREF), relativas a eficiencia energética son objeto del subcapítulo 4.1, y ya están generalizadas en la industria española, según se detalla a continuación, en los cinco apartados del texto.

1. Diseño mejorado de hornos y secaderos: Las medidas que menciona el prBREF son conocidas, y las aplicables según el tipo de instalación y en cada instalación concreta son ya aplicadas en buena medida, o serán aplicadas al renovarse hornos y secaderos. El prBREF señala que la modernización de hornos y secaderos puede producir considerable ahorro energético, pero que implica sustanciales inversiones, especialmente si la sustitución se hace antes del final de

su vida útil. A esto hay que añadir que muy posiblemente conlleve aumento de producción y de emisiones absolutas.

2. Recuperación del exceso de calor de los hornos: Escaso margen de mejora, salvo al sustituir hornos y secaderos. Las medidas concretas que describe el prBREF son de especial y expresa aplicación a los hornos túnel, de otros productos cerámicos. En las instalaciones azulejeras se usan predominantemente hornos de rodillos, con recuperación de calor en los propios hornos o en presecaderos.

3. Cogeneración: El prBREF menciona la aplicabilidad en el proceso de “spray drying” o (atomización) para la fabricación de azulejos y pavimentos. Ese proceso es el predominante en España, y en la casi totalidad de los casos la atomización está asociada a la cogeneración, dejando muy escaso margen para extenderla. El 97 % de los azulejos y pavimentos españoles se fabrica por prensado en seco de polvo (molienda vía seca) o gránulo de arcilla (molienda por vía húmeda de “spray drying” o atomización). La molienda vía seca, que es una parte mínima de ese porcentaje, el amasado para extrusión (que supone el 3 % restante) no cabe que se asocien a la cogeneración.

4. Sustitución de fuelóleo y combustibles sólidos por combustibles limpios: Está condicionada por la posibilidad de suministro (extensión de la red de gasoductos) y por la adecuación técnica y económica del gas natural para el proceso más indicado en función del equipo y del tipo de producto. El gas natural supone ya más del 98% del consumo de la industria azulejera, y casi el 100% de las instalaciones afectadas por el comercio de emisiones.

5. Modificación del cuerpo o soporte cerámico. El prBREF menciona como beneficio de esa modificación, que impulsa el uso de hornos de rodillos, adoptados ya por la industria azulejera española. Menciona asimismo la reducción, mediante aditivos, de agua de las suspensiones de arcillas de las composiciones para el cuerpo o soporte, medida ya generalizada y objeto de constante control para reducir consumo energético y de atención con vistas a eventuales mejoras.

2.C.4 RETOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO SOSTENIBLE

El objetivo principal en el sector de fabricación de baldosas es la reducción del consumo energético en las empresas y la promoción de las acciones y tecnologías más eficientes desde el punto de vista energético.

Para alcanzar este objetivo global, el Instituto de Tecnología Cerámica (ITC) con el pleno apoyo de ASCER, propone una serie de actividades, todas ellas enfocadas a realizar un uso eficiente de la energía en el proceso de fabricación, y en consecuencia a reducir las emisiones de dióxido de carbono, uno de los principales gases de efecto invernadero.

- Elaboración de una guía de ahorro energético en el sector de fabricación de baldosas, para difundir entre las empresas las acciones de ahorro que pueden llevar a cabo en sus instalaciones así como también las mejores tecnologías disponibles.
- Realización de auditorías energéticas en las instalaciones industriales, para conocer los consumos de energía, tanto por etapas productivas como por producto. Esta recopilación de información, además de proporcionar una visión real y actual de los consumos permitirá identificar qué técnicas productivas utilizadas en el sector son más eficientes, desde el punto de vista energético.

- Creación de un observatorio energético, que se constituya como referencia en el sector para conocer los consumos energéticos en el proceso de fabricación de baldosas. Este observatorio deberá estar en permanente revisión, incorporando de manera continuada todos los datos de que se disponga en materia de energía.

Elaboración de una guía de ahorro energético

La guía de ahorro energético consistirá en un manual donde se recopilarán los conocimientos científico-técnicos existentes en la actualidad acerca de las etapas donde existe un mayor consumo de energía térmica en el procesado de las baldosas cerámicas.

Asimismo, se estudiarán las acciones de ahorro energético que es posible llevar a cabo en cada una de estas etapas, sin modificar la tecnología actualmente empleada. Cada una de las acciones consideradas se cuantificará detalladamente, considerando tanto el beneficio económico derivado de la reducción en el consumo de energía como el medioambiental, consecuencia de la reducción en las emisiones de dióxido de carbono.

La reducción de las emisiones conlleva a la compra de menor cantidad de derechos de emisión por parte de la empresa, produciendo un beneficio económico adicional. En el manual de ahorro energético se estudiarán también aquellas acciones de ahorro que impliquen modificaciones en el proceso productivo, aunque éstas requieran de mayores inversiones. Estas acciones de ahorro, consideradas acciones a más largo plazo, deben ser estudiadas en la guía de ahorro con el mismo detalle que las de aplicación más inmediata, pues constituyen las líneas de actuación futuras en materia de energía. De este modo, cuando llegue el momento de llevarlas a la práctica, se dispondrá de información objetiva y fiable sobre la que decidir el plan de actuación a seguir.

Plan de auditorías energéticas

Para conocer la implantación real de las medidas de ahorro energético propuestas, paralelamente a la elaboración del manual de ahorro de energía se propone la realización de un plan de auditorías energéticas. De este modo se efectuará un estudio experimental del ahorro alcanzado por las medidas implantadas, y se podrá priorizar su aplicación en otras empresas del sector.

Las auditorías consistirán en realizar un análisis de los consumos energéticos de las diferentes etapas, desglosado tanto por producto como por proceso. Además, en las instalaciones en las que se considere necesario, se realizarán balances de energía completos.

Los balances de energía permiten identificar todos los flujos de calor que intervienen en un determinado proceso donde existe un aporte importante de energía térmica, tanto si constituyen un aporte de calor como si son salidas de energía. De este modo se evalúa de manera rápida de dónde proviene el calor necesario para llevar a cabo el proceso, y, tal vez más importante, por dónde se pierde el calor aportado.

Los balances energéticos constituyen una buena herramienta para identificar y cuantificar las pérdidas de calor del proceso. Esta información facilita la toma de decisiones y la elección de las medidas a adoptar para reducir las pérdidas de energía.

Observatorio Energético

El observatorio energético es una herramienta de gran utilidad para analizar, desde el punto de vista energético, la situación actual del sector cerámico y qué factores afectan en mayor medida al consumo de energía y al uso eficiente de la misma.

La creación del observatorio tiene como objetivo identificar todas las variables que determinan el consumo energético de las empresas, estudiar y definir los indicadores que nos permitan medir de forma objetiva dicho consumo y, a partir de dicha información, optimizar los consumos energéticos en el proceso de fabricación de baldosas, tanto de forma individualizada mediante servicios a empresas como de forma genérica estudiando y promocionando técnicas y tecnologías alternativas. Este observatorio deberá estar en permanente revisión, incorporando de manera continuada todos los datos de que se disponga en el sector en materia de energía.

Esta base de datos contemplará información relativa a los siguientes temas:

- Combustibles utilizados en el sector, y consumo de cada uno de ellos.
- Precio de los combustibles utilizados, y evolución de los mismos en el tiempo.
- Materias primas empleadas en la fabricación del producto, así como su composición.
- Metodología de cálculo a seguir para cuantificar las emisiones de dióxido de carbono.
- Consumos energéticos específicos del proceso de fabricación de baldosas cerámicas, desglosados por productos, por etapas del proceso y por tipo de equipo utilizado. Se contemplarán aquí tanto los consumos eléctricos como los térmicos.
- Tarifa eléctrica, tanto de compra como de venta. Esta información permitirá saber a las empresas que cuenten con un sistema de cogeneración, en qué momento es más interesante verter la energía eléctrica generada a la red, y cuándo es conveniente consumirla en la propia planta.

La recopilación de toda esta documentación, y su posterior organización y tratamiento permitirá disponer de una información muy valiosa para el sector, pues se podrá realizar un seguimiento de las emisiones de CO₂, y además se tendrán valores de referencia de consumos energéticos que permitirán de manera inmediata, en un momento dado, ver si un determinado proceso está o no optimizado, desde el punto de vista energético.

El Observatorio Energético se enmarcará dentro del Observatorio Tecnológico, ya en funcionamiento en el Instituto de Tecnología Cerámica. Esto permitirá detectar nuevas tecnologías más eficientes en materia de energía aplicables al sector cerámico, así como su estudio y promoción sectorial.

Otras líneas de actuación

Por otro lado, también es interesante nombrar otras líneas de actuación actualmente en estudio, de las cuales no es posible anticipar cuáles serán las mejoras ni cuando serán posibles. Como líneas en estudio a medio-largo plazo están el uso de sistemas de absorción de calor, la reducción de carbonatos en las composiciones para productos porosos. Y con un horizonte a largo plazo, y si se confirma su viabilidad, el uso de aditivos para eliminar el secado, el uso de energía solar para secado y cocción; el uso de secaderos y hornos de microondas, la generación/uso de hidrógeno, y la generación eléctrica con gases de escape chimenea

2.D. LADRILLO Y TEJAS

2.D.1 DATOS SECTORIALES

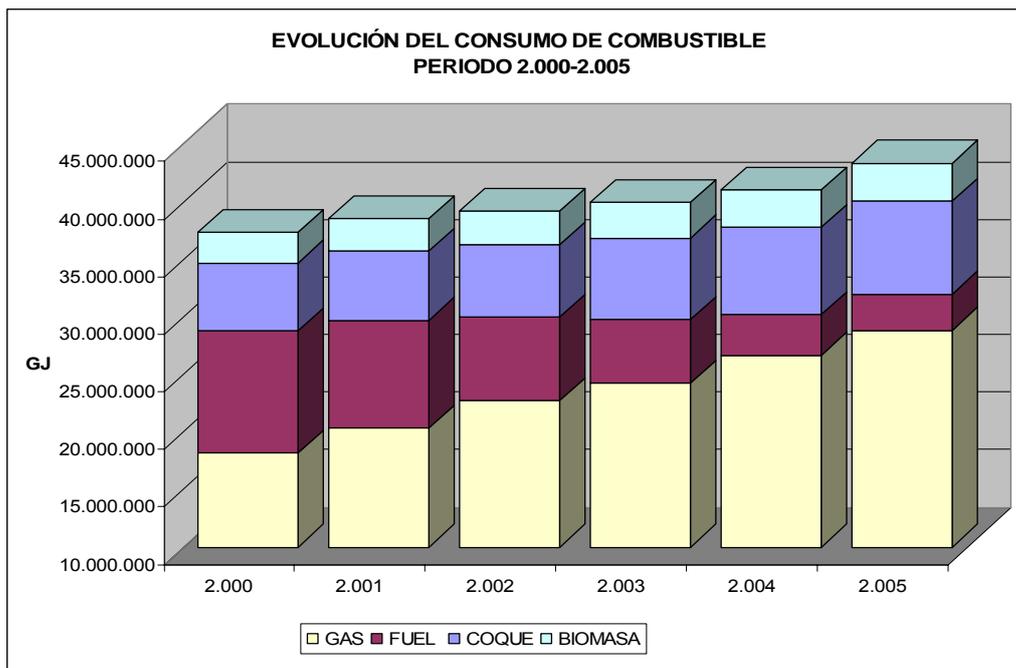
El sector de ladrillos y tejas está formado principalmente por empresa familiares, de pequeño y mediano tamaño, que en un 90 % poseen una única instalación. Este sector comprende un total de 420 instalaciones. La gran dispersión que se manifiesta en el sector se debe a la alta incidencia de los costes del transporte en el precio final de los productos, de bajo valor añadido.

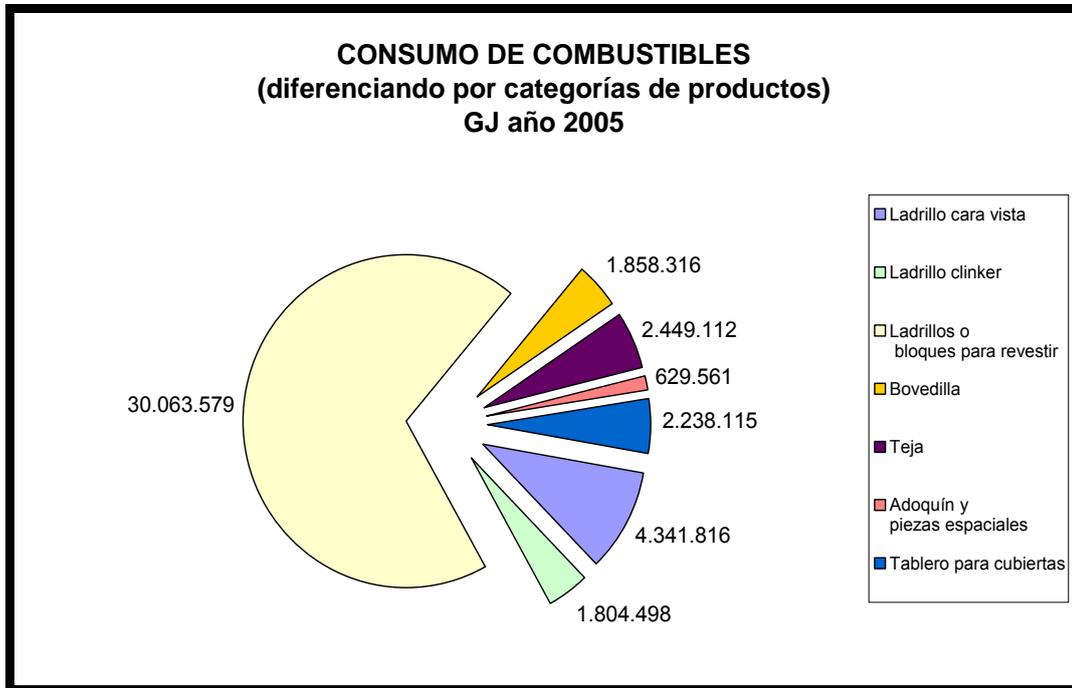
Se trata en su mayoría de pequeñas y medianas empresas, que se suelen instalar cercanas a los yacimientos de materias primas y a los centros de consumo. La mayor parte se encuentran ubicadas en las Comunidades Autónomas de Andalucía y Castilla-La Mancha.

La fabricación de ladrillos y tejas de arcilla cocida es una actividad industrial intensiva en el uso de energía térmica, siendo los costes energéticos una parte representativa de los costes de producción, representando actualmente entre el 35 y 50% de los costes de fabricación. Este porcentaje depende del producto que realice la instalación.

La alta intensidad energética del proceso hace que la actividad desarrollada por este sector sea especialmente sensible a las variaciones del coste de combustible.

Se muestra a continuación la evolución del consumo de combustible desde el año 2.000 hasta el año 2.005.





2.D.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Desde el año 1.990 se ha venido produciendo un cambio en las instalaciones del sector de ladrillos y tejas hacia las mejores técnicas disponibles, como son la utilización del horno túnel y la sustitución a combustibles más limpios. Estas circunstancias han implicado un descenso en el consumo específico del sector, cuyo potencial de reducción para el año 2.010 es del 0,83 %, dado que la aplicación de un potencial mayor implicaría una reducción por debajo de lo que técnicamente sería posible alcanzar aplicando las Mejores Técnicas Disponibles.

El consumo térmico específico medio del sector es de 484 termias por tonelada. Es importante destacar que el consumo específico está directamente relacionado con el tipo de producto a fabricar y con el tipo de materia prima que se utilice. Es decir en función del tipo de producto las temperaturas necesarias en el proceso de cocción son diferentes, siendo más elevadas, lo que exige un consumo de combustible superior, en los productos que necesitan unas características de acabado adecuadas para su utilización a la intemperie como son los ladrillos cara vista, ladrillos clinker, tejas y adoquines.

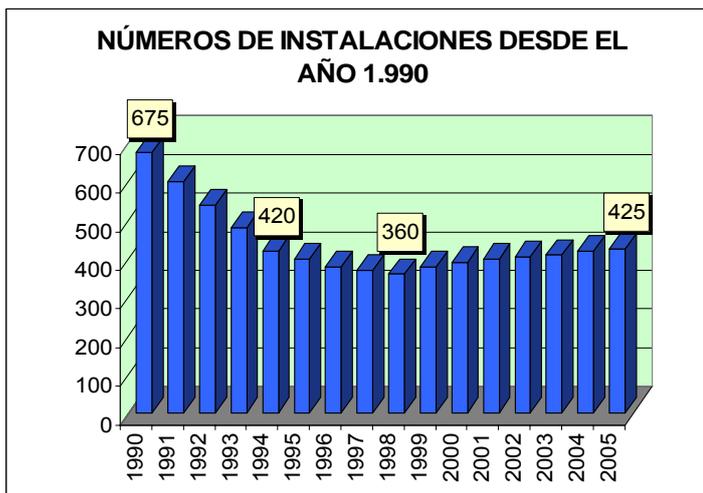
TIPO DE PRODUCTO	CONSUMO ESPECÍFICO MEDIO termias/t
LADRILLOS CARA VISTA CLINKER O GRES	599
LADRILLOS CARA VISTA	570
LADRILLOS Y BLOQUES PARA REVESTIR	460
BOVEDILLAS	526

TEJAS	670
TABLERO PARA CUBIERTA	475
ADOQUINES Y PIEZAS ESPECIALES	769

2.D.3. MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

La necesidad de cubrir la demanda, el bajo valor añadido de los productos, y el continuo incremento de la energía, ha provocado que el sector sufra una evolución importante desde finales de los 80 y principio de los 90, que en muchos casos ha llevado al cierre de las instalaciones obsoletas y la construcción de nuevas instalaciones, y en otros la total renovación de los equipos de la instalación.

En la siguiente grafica se puede ver la evolución del número de instalaciones desde 1.990 hasta ahora.



Estas nuevas inversiones han implicado que la mayoría de las instalaciones del sector tengan incorporadas las Mejores Técnicas Disponibles existentes para sus procesos productivos, contando en la actualidad con equipos de una alta eficiencia energética y bajo consumo específico.

Este aspecto es una de las características que tiene este sector, dado que desde el año 1.990 ha venido realizando acciones tempranas motivadas por aspectos tan condicionantes o más que los derivados del Plan Nacional de Asignación, como es la subida de los costes energéticos, y la competitividad entre empresas del sector.

En 1.990 eran necesarias una media de 598,62 termias para producir una tonelada, y actualmente se ha reducido a 484 termias de media por tonelada, lo que supone un incremento de la eficiencia energética de más del 23 %. Esta reducción alcanzada en los últimos años ha sido posible en una gran medida a las inversiones realizadas por el sector con la incorporación en la mayoría de las fabricas de las mejores técnicas disponibles.

2.D.4. ESPECIFICIDADES EN MATERIA ENERGÉTICA

Una parte importante de la producción actualmente utiliza gas natural como combustible para su proceso, aproximadamente el 65% de la energía utilizada en el sector es gas natural.

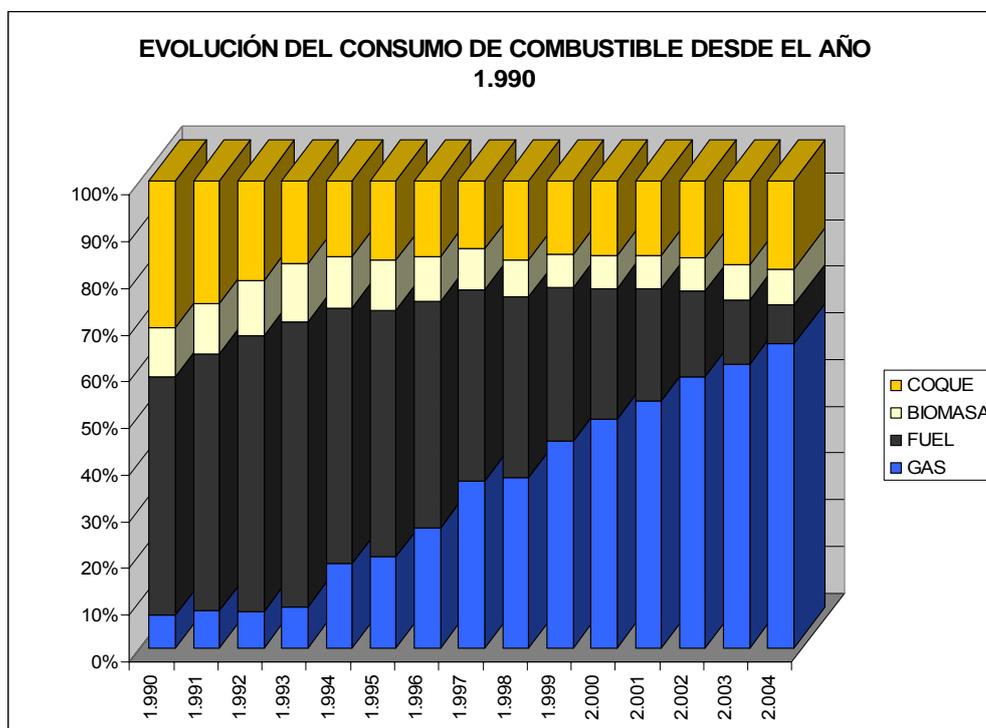
Este combustible ha experimentado en los dos últimos años un importante incremento de coste, siendo en el período 2.005-2.006, superior al 50%.

Este incremento del gas natural, ha creado unas expectativas negativas sobre este combustible, dado que su repercusión sobre el coste del producto no se ha podido llevar a cabo, porque las subidas se han producido de manera instantánea y los precios fijados en la fecha de venta no repercuten los costes que el producto tiene en la fecha que se produce, cercana a la fijada para el suministro, es decir, meses después de su venta.

Además a esta circunstancia se ha unido a la desaparición de las tarifas para consumo superior a 100 MWh/año, que afecta a una parte significativa de la producción. Esta ha implicado que muchas de las instalaciones afectadas por este cambio normativo, pasen a estar sometidas a las políticas de precios de las comercializadoras de gas y vean incrementados sus precios de suministro de gas en un 50% más que el precio de tarifa.

Otro factor se ha sumado, durante los últimos meses, al fuerte incremento del precio, y a los cambios legislativos que es la disponibilidad del propio combustible. Desde finales de 2.004 las comercializadoras de gas han ido avisando del problema de disponibilidad de combustible, debido al fuerte incremento de la demanda y al surgimiento de otros mercados, como el norteamericano y el asiático. Los habituales productores de gas se han visto desbordado por la fuerte demanda, dando origen a un precio desmedido y a un suministro enfocado al mejor postor. Lo anteriormente expuesto refleja el fuerte sacrificio que tiene que realizar una gran parte del sector por el hecho de utilizar combustibles con menor factor de emisión.

A continuación se muestra la evolución del consumo de gas a lo largo de los 15 últimos años.



Esta gráfica pone de manifiesto la fuerte evolución que ha habido en el subsector de fabricación de ladrillos y tejas con respecto al uso de gas natural, que ha pasado de menos del 10% en 1.990 al 65% en 2.005.

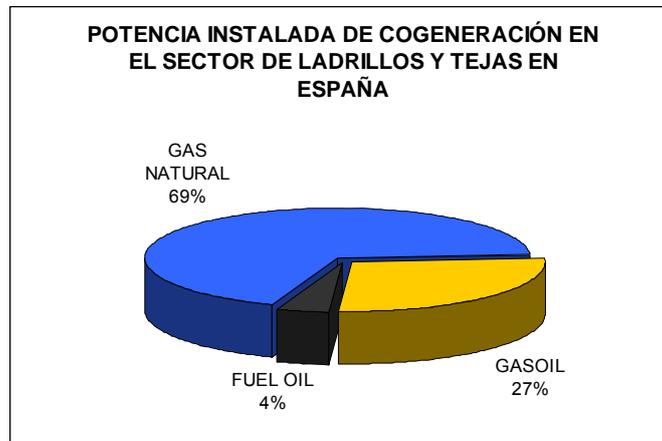
Existe una parte importante de las instalaciones en donde no es posible el suministro de gas dado que las canalizaciones existentes no son capaces de proporcionar el total de la demanda, o porque el emplazamiento donde están situadas carece de dichas canalizaciones.

Los combustibles utilizados por las instalaciones que no pueden contar con gas natural son el coque de petróleo, el fuel y la biomasa.

2.D.5. RETOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO SOSTENIBLE: COGENERACIÓN, COMBUSTIBLES NO FÓSILES, ETC.

La industria de fabricación de ladrillos y tejas cuenta con una potencia instalada de 244 MW de cogeneración, que en este último año se está incrementando, utilizando en la gran mayoría de las instalaciones gas natural como combustible.

Existen todavía muchas instalaciones del sector en las cuales una parte de la energía térmica consumida es posible ser aportada por el calor procedente de una planta de cogeneración, en forma de aire caliente en secaderos y prehornos, y en forma de vapor para la extrusora, sustituyendo, totalmente o parcialmente, quemadores y calderas que utilizan directamente el combustible.



En julio de 2.005, el gobierno aprobó el “Plan de acción 2.005-2.007 de Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética”. Éste, contempla un plan de acción para el período 2.005-2.007, considerando entre otros aspectos, el grado condicionante que tiene la energía en nuestro país, dado que es la responsable del 78% de las emisiones totales de los gases efecto invernadero, por lo que es necesario adoptar urgentemente medidas activas del fomento de la eficiencia energética, con vistas a reducir las emisiones de CO₂ establecidas en el PNA.

Este Plan de Acción 2.005-2.007 desarrolla y concreta los objetivos globales de la Estrategia y Eficiencia Energética en España 2.004-2012 (E4), y entre estos objetivos concretos establece cómo se debe ampliar la producción de energía eléctrica mediante cogeneración durante el período 2.005-2.007, de manera que se incremente en 1.150 MW la actual potencia instalada a finales de 2.007.

Este Plan de Acción espera que se produzca un incremento global de la potencia del 18%, que será mayor en las instalaciones de menos de 20 MW de potencia térmica nominal, y concretamente para las cogeneraciones en los sectores de la directiva se espera un incremento de 237 MW/año.

Esto implica que la potencia se verá incrementada en más de un 25% en nuestro sector, es decir, que se pasará de 244 MW a 305 MW en el año 2.007.

Además, dicho Plan contemplaba la transposición de la Directiva Europea 08/2004/CE, que basa el fomento de la cogeneración en la demanda de calor útil y ahorro de energía primaria, y las consecuencias que se derivan de esa transposición en nuestro ordenamiento jurídico, de manera que se deberá marcar un punto de inflexión que permita el despegue de la cogeneración a partir de entonces.

Las últimas medidas aprobadas, han incrementado notablemente las primas e incentivos aplicados a los excedentes de energía eléctrica ingresados en la red, y hacen que las expectativas de crecimiento de la cogeneración se vean reforzadas, de manera que se cumplan los objetivos marcados por España, y por la Unión Europea.

2.E. QUÍMICO

2.E.1. DATOS SECTORIALES

Las principales ramas de actividad incluidas dentro la industria química española, se describen a continuación:

Química Básica

Comprende la fabricación de gases industriales, productos básicos de química Orgánica e Inorgánica, materias primas plásticas y fibras químicas. Desde el punto de vista energético, dentro de esta actividad pueden distinguirse tres productos básicos especialmente intensivos en energía: olefinas, materias primeras plásticas y cloro.

Agroquímica.

Este apartado comprende la fabricación de fertilizantes y fitosanitarios, siendo los primeros intensivos en consumo de energía.

Farmaquímica.

La farmaquímica comprende la fabricación de productos de base, especialidades farmacéuticas, especialidades zosanitarias, elaboración de productos de alto valor añadido, poco intensivos en energía, destinados principalmente a los consumidores finales.

Química transformadora.

Este Subsector comprende detergentes, perfumería, pinturas y tintas de imprentas, adhesivos, colorantes, pigmentos, y otros productos químicos (aceites básicos y explosivos, etc.).

Resumen de situación por Subsectores.

La producción del subsector químico por actividad según el Documento de Eficiencia Energética (E4) es la siguiente:

SUBSECTOR	PRODUCCIÓN (Millones de euros)	CONSUMO FINAL (Ktep)
QUÍMICA BÁSICA	13.775	2.628
AGROQUÍMICA	3.675	332
FARMAQUÍMICA	7.879	233
QUÍMICA	9.173	562
TRANSFORMADORA		
TOTAL	34.502	3.756

(Fuente: Documento E4)

La Industria Química es uno de los mayores consumidores energéticos del país, acumulando más de la cuarta parte del total demandado por la industria española.

La razón de esta alta cuota se debe principalmente al elevado consumo de energía como materia prima de sus procesos productivos. En concreto el 90% del petróleo que consume el sector químico se utiliza como materia prima, como ocurre con el 20% del gas. Descontando ambos, ya no supone la cuarta parte del industrial, sino algo menos del 14%.

Atendiendo al actual mix de energía, la industria química demanda como principal fuente de energía el gas natural, llegando casi a la mitad (47%) respecto al total de energía demandada, mientras que la electricidad, el petróleo y el carbón suponen el 28%, el 15% y el 10% respectivamente.

2.E.2. MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES y EFICIENCIA ENERGÉTICA. ESPECIFICIDADES EN MATERIA ENERGÉTICA

La Industria Química está afectada por 7 BREF's (Documentos de Referencia de las Mejores Técnicas Disponibles) exclusivas del sector químico (Cloro-álcali, Compuestos Orgánicos de Gran Volumen, Compuestos Inorgánicos de Gran Volumen Sólidos, Compuestos Inorgánicos de Gran Volumen Ácidos-Bases y Fertilizantes, Especialidades Inorgánicas, Química Orgánica Fina y Polímeros), así como por los BREF de carácter horizontal que afectan de manera global a muchas actividades industriales.

No hay que olvidar que además existe un BREF sobre Eficiencia Energética, pendiente todavía de finalizar, en cuya elaboración la Industria Química está participando activamente.

Pero lo que no se puede obviar en nuestro sector es la Cogeneración. La cogeneración es una tecnología clave para el Medio Ambiente y resulta ser el sistema más eficiente de generar electricidad y calor para satisfacer las necesidades energéticas de las industrias donde se aplica, ahorrando energía primaria y emisiones contaminantes. Además, disminuye las pérdidas por transporte de electricidad en la red y mejora la calidad del suministro eléctrico.

La cogeneración contribuye de forma extraordinariamente significativa a la reducción de emisiones de CO₂, siendo un actor fundamental para el cumplimiento del Protocolo de Kioto en la UE y en mucha mayor medida en España. Lamentablemente las plantas de cogeneración no están trabajando a plena potencia, debido a la ausencia de un marco legal estable que promueva su desarrollo.

Cifras de cogeneración en España

La potencia instalada en España se cifró en el año 2004 en 5.789 MW, es decir un 1,35% más que al cierre de 2003, funcionando 855 plantas, y la energía vertida a la red supuso 18.584 Gwh, con un ligero descenso del 0,43% con referencia al año precedente. Al cierre de 2003 la producción de la cogeneración representó el 11,26% de la demanda eléctrica nacional.

España cuenta con 855 plantas distribuidas fundamentalmente en los sectores: química, papel, alimentación, refino, cerámica y madera. Geográficamente y por

orden de mayor potencia instalada, se localizan en las CCAA de Cataluña, Valencia, Galicia y Andalucía.

El total de cogeneración en España en los años 2002,2003 y 2004 ascendió a 5.631 Mw, 5.713 Mw y 5.775 Mw respectivamente.

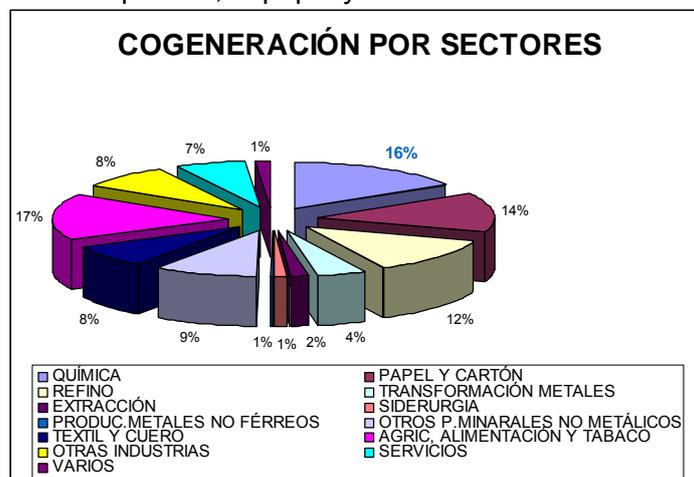
En concreto para el año 2003 según la CNE se vertieron a la red 19.303 Gwh/año procedentes de instalaciones de cogeneración, siendo la producción total debida a las mimas de 27.576 Gwh/año.

No obstante la tendencia de la potencia procedente de estas instalaciones se ha visto reducida en comparación con años anteriores por los motivos anteriormente comentados.

Según el documento de “Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad”, la producción de las cogeneraciones alcanzará en el año 2011 la cifra de 38.000 Gwh/año, siendo posible una ampliación de esa cifra a más de 42.600 Gwh/año. El potencial posible de cogeneración en el año 2011 se sitúa en unos 9.000 Mw.

Cogeneración por sectores industriales en España

Se visualiza en el gráfico siguiente los porcentajes de cada sector industrial respecto a la producción por cogeneración. Destacan en los primeros puestos los sectores de industria química, el papel y la alimentación.



2.E.3. RETOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO SOSTENIBLE

La Industria Química y el Protocolo de Kioto

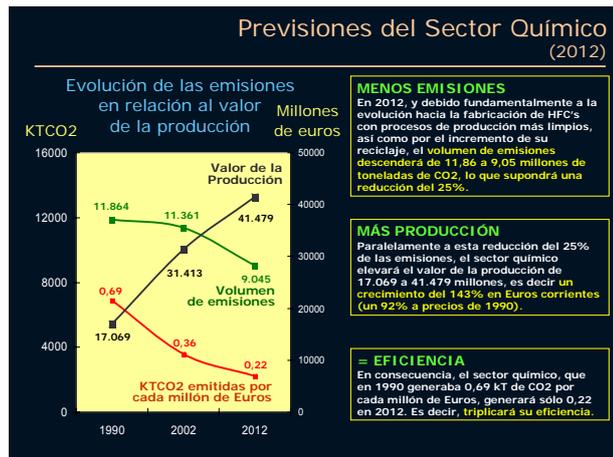
Según el último inventario de Emisiones de GEI del Ministerio de Medio Ambiente, las emisiones totales generadas por nuestro sector suponen el 2,84% del total de las emisiones generadas en España. Esta cuota era en 1990 del 4,14%.

En 1990, las Toneladas equivalentes de CO2 emitidas por el conjunto de las empresas químicas ascendían a 11,86 millones, frente a las 11,36 de 2002. Este

descenso del 4,24% en la generación de gases con efecto invernadero, contrasta con el incremento de casi el 40% que se ha producido en España.

Previsiones 2012

Los objetivos asignados por el Protocolo de Kioto a España contemplan un incremento máximo de las emisiones del 15% entre 1990 y 2012. En el sector químico las previsiones muestran que no sólo no se incrementarán, sino que se reducirán un 25%, pasando de 11,86 millones de toneladas de CO₂ a 9,05 millones en 2012. Teniendo en cuenta que en el mismo periodo se prevé que nuestra producción pase de 17.000 millones de euros a más de 41.000, significará que habremos multiplicado considerablemente nuestra eficiencia.



Aportación de los productos químicos a la reducción de GEI

Los productos químicos permiten a otros sectores como el transporte y la vivienda reducir sus emisiones.

En el caso del transporte, la utilización de polímeros ligeros en sustitución de materiales tradicionales permite reducir el consumo de combustible por km. recorrido, y por tanto las emisiones. Asimismo, la inclusión de aditivos químicos en los combustibles permite mejorar su eficiencia y disminuir la generación de contaminantes. Gracias a todo ello, un coche hoy emite el 10% de los contaminantes que emitía en 1950.

Por lo que respecta al Consumo Energético en edificios, la industria química genera los aislantes que permiten reducir el consumo energético de calefacción y refrigeración de viviendas y edificios. Por cada Tonelada de CO₂ generada en la producción de aislantes se ahorran 200 toneladas de emisiones.

Así, la utilización generalizada en Europa de aislantes estándar permitiría la reducción de 370 millones de Toneladas de CO₂, prácticamente el 40% del ahorro de emisiones que propone el Protocolo de Kioto en la Unión Europea.