



Congreso Nacional del Medio Ambiente
Cumbre del Desarrollo Sostenible

GRUPO DE TRABAJO

GT-SEN

**Sostenibilidad de los recursos energéticos fósiles y
minerales: uso racional en el abastecimiento y el
consumo**

Documento Final

DOCUMENTOS DEL GRUPO DE TRABAJO

- **Introducción**
- **Área de Trabajo 1: Garantía de Suministro**
- **Área de Trabajo 2: Captura y Almacenamiento de CO2**
- **Área de Trabajo 3: Sostenibilidad en la Transformación y Consumo**
- **Área de Trabajo 4: Sostenibilidad en la Extracción de Recursos Energéticos Fósiles y Minerales**

“INTRODUCCIÓN”

PARTICIPANTES EN EL GRUPO DE TRABAJO

Coordinador

Nombre y Apellidos: José M^a Sánchez Jiménez

Institución: Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España (COIMCE) en representación del Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas

Relatores

Nombre y apellidos: Antonio González

Institución FORO NUCLEAR

Nombre y apellidos: Benito Navarrete

Institución FUNDACIÓN CIUDAD DE LA ENERGÍA

Nombre y apellidos: Gonzalo del Castillo

Institución AOP

Nombre y apellidos: Mercedes Martín

Institución CARBUNIÓN

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

Índice

- 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

Este GT, a través de sus cuatro Áreas, incorpora una representación completa de entidades en su ámbito constituida por empresas, universidades y escuelas, sindicatos, colegios profesionales, asociaciones, fundaciones, administración, organismos públicos e instituciones en general. Las cuatro Áreas en las que se divide el GT son las siguientes:

- **La Garantía del Suministro Energético**
- **Captura y almacenamiento de CO2**
- **Sostenibilidad en la transformación y consumo**
- **Sostenibilidad en la extracción de recursos energéticos fósiles y minerales:**

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 los 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.

En el VIII CONAMA, del año 2006, el Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España coordinó el Grupo de Trabajo sobre “Ciclo Integral Energético” en el que si estaban representados el alcance y las entidades citadas anteriormente.

En esta ocasión el Grupo de Trabajo amplía y, sobre todo, actualiza los aspectos anteriores entrando en temas como la Seguridad de Suministro o la Captura y almacenamiento del CO2, tal como se recogía en el documento de introducción del GT del CONAMA VIII: “Por otra parte, se propone la **continuación del Grupo con otra fórmula de actuación**”.

OBJETIVOS DEL GRUPO

Como Objetivo Principal se propone:

- **Plantear los retos estratégicos de los recursos energéticos fósiles y minerales y su utilización racional.**

Este objetivo ha sido tema de debate dentro del grupo y lo será en la presentación del mismo en el CONAMA 9.

En cuanto a los Objetivos Específicos se plantean en cada una de las Áreas mencionada que componen el conjunto del Grupo de Trabajo aunque se recogen los siguientes planteamientos estratégicos:

- **La Garantía del Suministro Energético:** Establecer las condiciones de seguridad en las que actualmente se encuentra nuestro país, con respecto al suministro de energía, principalmente en lo que afecta a los recursos energéticos fósiles y minerales.
- **Captura y almacenamiento de CO₂:** Presentar el grado de desarrollo en el que se encuentran y las perspectivas que ofrecen las tecnologías de captura y almacenamiento del CO₂, tanto desde el punto de vista técnico como económico y social, para asegurar la sostenibilidad del sistema energético español y difundir y divulgar, con el apoyo del CONAMA, la metodología del almacenamiento.
- **Sostenibilidad en la transformación y consumo:** Proponer las condiciones de utilización racional de los recursos energéticos, principalmente de los que son objeto del GT, en su transformación a productos consumibles por los usuarios y en energía eléctrica y en el consumo posterior de cualquier índole incluido el doméstico y el transporte.
- **Sostenibilidad en la extracción de recursos energéticos fósiles y minerales:** Establecer las mejores condiciones de extracción de dichos recursos desde los puntos de vista ambientales, sociales y económicos.

ÍNDICE DEL GRUPO

Se compone de cinco documentos:

1. Introducción (correspondiente a este documento)
2. Área de Garantía de Suministro
3. Área de Captura y almacenamiento de CO₂.
4. Área de Sostenibilidad en la transformación y consumo
5. Área de Sostenibilidad en la extracción de recursos energéticos fósiles y minerales:

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 los Documentos de cada Área

Como línea de debate, se plantea el objetivo principal citado anteriormente:

- **Plantear los retos estratégicos de los recursos energéticos fósiles y minerales y su utilización racional.**

BIBLIOGRAFÍA RELACIONADA CON EL GRUPO

La recogida en las diferentes Áreas de Trabajo

“ÁREA DE TRABAJO 1: LA GARANTÍA DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO”

PARTICIPANTES EN EL ÁREA DE TRABAJO

Relator

Nombre y apellidos: Antonio González
Institución FORO NUCLEAR

Colaboradores Técnicos

El autor principal de esta Área 1 ha sido José Sierra López, Consejero de la Comisión Nacional de Energía (CNE)

Índice

1. Introducción
2. Vulnerabilidad en la cadena de la energía
 - 2.1. “Aguas arriba” (“Upstream”).
 - 2.1.1. Petróleo
 - 2.1.2. Gas natural.
 - 2.1.3. Carbón
 - 2.1.4. Mineral de uranio
 - 2.2. El “curso medio” (Midstream)
 - 2.2.1. Petróleo
 - 2.2.2. Gas natural
 - 2.3. “Aguas abajo” (“Downstream”)
3. Las políticas de seguridad
 - 3.1. Políticas horizontales.
 - 3.2. Políticas sectoriales.
 - 3.3. Seguridad y mercado
4. Conclusión

1. INTRODUCCIÓN

Esta primera parte referente a la “Garantía del Suministro Energético” sirve como introducción al informe realizado por este Grupo de Trabajo sobre “Sostenibilidad de los Recursos Energéticos Fósiles y Minerales: Uso Racional en el Abastecimiento y Consumo”. Queremos, en primer lugar, agradecer al Congreso del Medio Ambiente la oportunidad de poder debatir este tema de trascendencia capital para la economía global y, de forma especial, a José Sierra, Consejero de la Comisión Nacional de Energía su contribución desinteresada e imprescindible para el desarrollo de este trabajo.

Hay que destacar que, si bien el estado de la garantía o de la vulnerabilidad son difíciles de objetivar, de valorar cuantitativamente, en cambio sí es posible identificar algunas actuaciones, políticas o tendencias, que van a favor o en contra de la garantía.

Ante la espectacular subida, en los últimos tiempos, de los precios de los combustibles fósiles, y del petróleo y del gas natural en particular, y las tensiones en los países productores y de tránsito, por una parte, y de las restricciones impuestas por la política climática, por otra, la primera pregunta que, con creciente frecuencia, nos hacemos es: ¿Habrá a largo plazo energía suficiente para todos? ¿A qué precios?

Además, en segundo lugar ¿hasta qué punto son vulnerables los abastecimientos de España y de la UE, cuyas fuentes de suministro de energía primaria se encuentran, en más de un 80% y 50% respectivamente, más allá de las fronteras nacional y comunitarias? ¿Qué políticas, qué acciones se deben emprender o reforzar para alcanzar niveles aceptables de seguridad?

Antes de entrar en el análisis de la cadena energética y de sus puntos débiles, desde la perspectiva de la seguridad, conviene mencionar brevemente algunas dimensiones clave de la vulnerabilidad y la seguridad energética:

- En primer lugar, hay una tendencia a confundir dependencia con inseguridad, con vulnerabilidad. La dependencia es el resultado normal del comercio internacional. La independencia, la autarquía energética, es una utopía. El objetivo no es la independencia, sino mitigar la vulnerabilidad, la inseguridad de los abastecimientos; ellas son las que pueden hacer peligrosa la dependencia.
- En segundo lugar, hay que distinguir entre la seguridad a corto plazo y la seguridad a largo plazo. La seguridad a corto plazo se refiere a la continuidad, día a día, en

cantidad y calidad de los suministros, y puede verse alterada por diversos factores, más o menos circunstanciales: apagones producidos por accidentes o por mal mantenimiento, huelgas, o temporales como los que han afectado a las refinerías del Golfo de México, entre otras causas; la seguridad a largo plazo es de carácter más bien estratégico, y se centra en la adecuación de la oferta y de la demanda a diversos horizontes.

- En tercer lugar, hay que recordar que la seguridad de los abastecimientos no puede ser un objetivo exclusivo de la política energética, sino que hay que conciliarlo necesariamente con otros como el coste y la sostenibilidad ambiental; es decir: no puede haber seguridad a cualquier precio.
- Desde los puntos de vista cuantitativo y cualitativo, la seguridad de abastecimiento de algunas fuentes de energía es particularmente importante y debe merecer atención prioritaria. Por ejemplo el petróleo, combustible que es, y seguirá siendo, durante décadas, el más importante —representa alrededor del 50% en España y del 37% en la UE del suministro de energía primaria— arrastrado por el sector del transporte, que supone el 55% del consumo de productos petrolíferos en España, y al que estos aportan, a nivel mundial, alrededor del 94% de la energía que precisa, de forma, hoy por hoy, no sustituible, al menos significativamente.

La otra gran fuente energética, realmente singular, e insustituible en algunos de sus usos, es la electricidad, que aunque solamente supone alrededor de un 20% de nuestro consumo final de energía, alcanza el 43% del consumo residencial, y el 27% del industrial.

2. VULNERABILIDAD EN LA CADENA DE LA ENERGÍA

A continuación, pasamos a examinar, de una manera no exhaustiva, la larga y compleja cadena de la energía. Siguiendo el uso petrolero, se pueden distinguir tres tramos en la cadena: “aguas arriba” (“upstream”) que cubre la producción de los combustibles primarios, en orígenes más o menos remotos; “curso medio” (“midstream”) que comprende las plantas de licuefacción de gas natural, así como el transporte, el tránsito, predominantemente marino, por océanos y estrechos, aunque también por gasoductos y oleoductos, de crudo, gas natural y GNL, carbón y mineral de uranio; y “aguas abajo” (“downstream”) que se refiere a las etapas próximas al uso final, al consumidor, donde se encuentran las plantas de regasificación de GNL, las refinerías para transformación del crudo en productos petrolíferos (gasolina y gasoil), la

generación de energía eléctrica, así como el transporte, distribución y comercialización de la electricidad y los otros productos energéticos.

2.1. “Aguas arriba” (“Upstream”)

2.1.1. Petróleo

Hay que recordar, de entrada, que la UE depende del exterior en un 86% de sus suministros de petróleo y España casi en un 100% (99,8%).

De todos es conocido que si algo caracteriza a los hidrocarburos es la concentración, geológica y política, de sus reservas y producciones; de ahí procede la vulnerabilidad de los abastecimientos. Así, del 55% al 60% de las reservas mundiales de petróleo están concentradas en Oriente Medio; a su vez, los países de la OPEP poseen del orden del 65% al 70% de las reservas mundiales.

Es normal que nos preguntemos para cuántos años tenemos reservas de petróleo y cuándo se alcanzará la producción máxima, el pico de petróleo, a partir de la cual los suministros comenzarían a reducirse. Los expertos nos dirán que atendiendo a las disponibilidades puramente geológicas, durante los últimos veinte años siempre nos han quedado, y nos quedan, reservas para cuarenta años; es decir, que las reservas han ido aumentando al ritmo de las producciones.

Pero la clave, hoy en día, no está todavía en las reservas geológicas, sino en la disponibilidad y capacidad de los países productores para hacer, oportunamente, las gigantescas inversiones necesarias para mantener y aumentar las producciones requeridas. El informe anual de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) de este pasado mes de noviembre llama dramáticamente la atención sobre los retrasos que se están produciendo en las inversiones, a pesar de las perspectivas de menor crecimiento de la demanda.

Además, al igual que otros expertos, Claude Mandil, ex-Director Ejecutivo de la AIE en su informe a la Presidencia francesa (durante la presidencia de la UE) sobre seguridad energética, estima que hay una motivación profunda para que exista una limitación de las inversiones y de las producciones de petróleo por causas no geológicas (y que, en parte, subyace en las políticas de nuevo nacionalismo energético que se extiende desde los países árabes a Rusia, Venezuela, Kazajstán, Bolivia y Ecuador, por citar algunos ejemplos.) Parece ahora claro, y no resulta difícil de entender, desde su perspectiva, que los principales países productores, que son también aquellos que

disponen de las reservas más abundantes, no quieren incrementar su capacidad de producción hasta los niveles que sean necesarios para hacer frente al crecimiento de la demanda, cualquiera que esta sea. Entienden que ello no les beneficia, y que su interés está en mantener un nivel adecuado de producciones e ingresos, durante el futuro más largo posible, en lugar de agotar prematuramente sus reservas y de disponer ahora de un exceso de ingresos que algunos no necesitan.

En consecuencia, al revés de lo ocurrido hasta ahora, sería la demanda la que tendría que irse ajustando a una oferta, en cierta medida más estable, y, según sea la forma en la que esta adaptación se consiga, el ajuste sería más o menos dramático, en términos de tensiones sobre los suministros y los precios.

Podría, pues, haber un camino menos penoso en el que concurrirían los verdaderos intereses de productores y consumidores, y que constituye uno de los auténticos retos de la seguridad: el de reducir voluntariamente el consumo de petróleo (ya se hizo en el pasado), particularmente en el transporte, lo que no solamente mejoraría nuestra vulnerabilidad, sino que contribuiría al logro de los objetivos de lucha contra el cambio climático.

Se haría así realidad, en el contexto petrolero, la frase atribuida al famoso jeque Yamani, convertida hoy en día en un lugar común: “la edad de piedra no llegó a su fin por escasez de piedra”. Es decir: la era del rey petróleo no se terminaría por falta de petróleo, sino por una sustitución significativa de sus usos.

2.1.2. Gas natural

Al igual que en el caso del petróleo, el gas natural está manteniendo durante los últimos 20 años una expectativa estable de duración de las reservas que aquí alcanza a los 60 años, atendiendo a criterios puramente geológicos. Las mayores reservas se encuentran en tres países que atesoran el 60%, Rusia (25,2%), Irán (15,7%) y Qatar (14,4%), (ocupando una modesta posición productores tan familiares para nosotros como Argelia o Nigeria (inferior al 5, alrededor del 2%);) aquí, los países de la OPEP controlan el 50%.

Se puede decir que la seguridad a largo plazo de los abastecimientos de gas natural presenta las mismas incertidumbres que la del petróleo, por idénticas razones de política energética y de administración de sus reservas de los países productores. (En particular, los tres mayores productores mencionados, Rusia, Irán y Qatar, parece que no pueden o no quieren aumentar sus inversiones al ritmo que solicita la demanda.) Sin

embargo, la vulnerabilidad del gas es menor que la del petróleo, en la medida en la que puede ser sustituido en casi todos sus usos, y particularmente en dos: producción de electricidad y doméstico o residencial.

2.1.3. Carbón

El carbón es un combustible con reservas para más de 100 años, repartidas por todos los continentes, y, en particular, presente en los mayores países del mundo: (Estados Unidos (27%), Rusia (17%), China (13%), India (11%), Australia (9%), UE (5%), África del Sur (5%).)

La UE se autoabastece en un 60%, mientras España lo hace ya en menos del 30%.

Se considera una fuente de suministro abundante, de baja vulnerabilidad, y cuyo precio por unidad térmica es muy inferior al del petróleo.

2.1.4. Mineral de uranio

Por lo que se refiere al mineral de uranio, las reservas mundiales presentan una gran diversidad geográfica (93% en 13 países) y son adecuadas a las necesidades a largo plazo, según la AIE. La UE importa casi todo el uranio que necesita, encontrándose Canadá y Australia entre los suministradores más importantes.

2.2. El “curso medio” (“Midstream”)

2.2.1. Petróleo

Por lo que se refiere al petróleo, la UE se aprovisiona, en primer lugar, de Rusia (29%) y Noruega (15%), se autoabastece en un 14%, (y, en proporción diversa, se suministra de Arabia Saudita, Libia, Irán, Kazajstán, Argelia y otros países.) Su proximidad a Rusia da lugar a que parte de su abastecimiento de este país se haga a través de oleoductos hacia los antiguos países del COMECON y Alemania; el tránsito por Ucrania y Bielorrusia ha experimentado problemas en algunas ocasiones, por lo que están en proyecto varias rutas alternativas. (En el caso de España, las mayores importaciones de crudo, bien diversificadas, proceden también de Rusia (23%), México (12%), Arabia Saudita (9%), (Irán (8%), Libia (8%), Nigeria (7%) e Irak (5%).))

La mayor preocupación por la seguridad se encuentra en el transporte marítimo —43 mmbd de los 85 mmbd utilizan este tipo de transporte— en especial a causa de la concentración del flujo en unos pocos estrechos.

En definitiva, la seguridad en el “Midstream” petrolero puede verse perturbada, más o menos temporalmente, por accidentes, sabotajes o actos de piratería.

En particular, por el estrecho de Ormuz, por el que pasan cerca de 15 mmbd, puede llegar a pasar alrededor del 30% de la demanda mundial para, subsecuentemente, una parte notable de ella tener que atravesar el estrecho de Malaca. Otros estrechos importantes son el de Suez, Bab el-Mandeb y Bósforo. La congestión se ve incrementada, pues estas rutas coinciden en gran parte con las de GNL.

2.2.2. Gas natural

La importancia de la logística del gas natural es tal que los orígenes del abastecimiento de un país vienen determinados tanto por su situación geográfica respecto a los productores como por las posibles vías y rutas de transporte por gasoducto o por barco en forma de gas natural licuado.

El GNL ha permitido diversificar los aprovisionamientos, pero, de nuevo, hay que constatar los retrasos en las inversiones en plantas de licuefacción, cuya capacidad, según la Comisión Europea, solamente alcanza el 40% de las de regasificación, que permanecen así infrautilizadas.

En materia de seguridad de gas natural, la gran preocupación de la UE son sus interconexiones con Rusia, que suministra el 24% del gas (autoabastecimiento 43%, 13% Noruega, 11% Argelia), dado que no existe transporte de GNL desde este país. Así, se encuentran en consideración o desarrollo múltiples proyectos logísticos.

En particular: el llamado “Nord Stream”, que uniría Rusia directamente con Alemania, el “South Stream”, que uniría directamente Rusia con Bulgaria, a través del mar Negro, evitando Turquía, y el proyecto Nabucco, que conectaría la UE vía Austria, Hungría, Rumanía, Bulgaria y Turquía con los sistemas gasistas de Rusia, las repúblicas del Asia central y el Oriente Medio. Parece claro que este último proyecto no será realizable si no se plantea de acuerdo con Rusia, y no como una alternativa a la dependencia de ella, y si Turquía no acepta planteamientos más comerciales.

España, por su situación geográfica, proximidad con Argelia y su escasa conexión por gasoducto con el resto de la UE, ha basado su aprovisionamiento tanto en gasoductos

como en GNL (65%), haciendo de la necesidad virtud, con una estructura diferente y bien diversificada: 34% de Argelia, 23,5% de Nigeria, 12,9% del Golfo Pérsico, 10,7% de Egipto, (7,2% de Trinidad y Tobago, 6,2% de Noruega y el resto de Libia, Omán y otros pequeños suministradores.) Parece claro que España está obligada a tener una política propia de aprovisionamiento de gas, en gran parte, hoy por hoy, independiente del resto de Europa, y más orientada al Mediterráneo y al sur.

La vocación gasista mediterránea se apoya además en sus dos gasoductos de conexión del Magreb, con Argelia a través de Marruecos y, en breve, Medgaz, directamente desde Almería.

Quién sabe si en un futuro no muy lejano se hará realidad el proyecto de gasoducto trans-sahariano, por el que se interesa la UE, que uniría los yacimientos de Nigeria con los de Argelia, a través del Níger, cooperando a reforzar el abastecimiento español y el de la Unión Europea, y a convertir España en país de tránsito de gas, del norte al sur y del sur al norte.

2.3. “Aguas abajo” (“Downstream”)

“Aguas abajo” es el ámbito por excelencia de los consumidores. Aquí, en el supuesto de que las materias primas energéticas lleguen de acuerdo con las previsiones, la seguridad o la vulnerabilidad es responsabilidad exclusiva nuestra. (Además, por ser la parte de la cadena energética más próxima al consumidor, éste percibe más directamente los fallos o perturbaciones de suministro.) Paradójicamente, la localización de la mayor parte de los fallos de los suministros a corto plazo mencionados —accidentes, huelgas, apagones— tienen lugar aguas abajo, más que en lugares lejanos.

El origen próximo de los riesgos está en la inversión insuficiente en desarrollo y mantenimiento en generación eléctrica, refino y sistemas logísticos. Ello suele ser debido a errores en el diseño regulatorio, como pasó en California, y, en particular, a la intervención administrativa en los precios, tan frecuente, que puede desincentivar la inversión.

3. LAS POLÍTICAS DE SEGURIDAD.

De esta sucinta enunciación de riesgos en la cadena de la energía, cabe concluir que los sistemas energéticos, mundial, europeo y español, caminan hacia una mayor vulnerabilidad en sus abastecimientos.

Las razones son diversas:

- Continuamos dependiendo casi exclusivamente de los productos petrolíferos en el transporte.
- La participación de los hidrocarburos en el aprovisionamiento de energía primaria sigue aumentando a causa de la demanda de gas natural.
- El mix de generación de energía eléctrica se está haciendo más inseguro. Impulsadas fundamentalmente por las políticas climáticas, la generación con gas natural y energías renovables, no gestionables, está sustituyendo en gran parte al carbón y a la energía nuclear, más seguros.
- La logística es cada día más compleja.

3.1. Políticas horizontales

En cuanto a políticas de seguridad, de carácter horizontal, hay que destacar:

- El ahorro y la eficiencia energética: es la medida de actuación directa más cercana. Hay que hacer realidad el objetivo de reducción del consumo de energía de un 20% para 2020 en la UE.
- La promoción razonable de los recursos domésticos: fósiles, renovables y nucleares.
- La diversificación de combustibles, orígenes y tecnologías energéticas. Esta medida es la que mejor se conjuga con la flexibilidad requerida de los sistemas energéticos, dados los acontecimientos imprevistos e incertidumbres que siempre los han afectado (conflictos bélicos, efecto invernadero, crisis económicas y financieras). Solamente a través de una diversificación selectiva se puede conciliar el objetivo de seguridad con los otros dos, de protección del medioambiente y coste razonable.

- La gestión de la demanda encaminada, por ejemplo, a suavizar sus puntas mediante contratos interrumpibles de electricidad y gas natural, discriminación horaria de contadores, etc.
- El reforzamiento de las políticas de almacenamientos estratégicos de petróleo, uranio y gas natural, con vistas a paliar la vulnerabilidad a corto plazo.
- Y, finalmente, la internacionalización e integración de los mercados que, como se pretende con el Mercado Interior Europeo y con el Mercado Ibérico, contribuiría a la seguridad, en el caso de las energías de red y supuesto que exista un nivel adecuado de interconexiones, mediante una diversificación inmediata de los suministros y compartir capacidades de reserva.

Desde el punto de vista de la seguridad, las dos organizaciones internacionales más significativas en las que participamos son la Agencia Internacional de la Energía y la Unión Europea. Mediante la AIE, junto con la CE, se gestionan solidariamente las existencias de seguridad de petróleo.

Por lo que se refiere a la UE, el mayor obstáculo para hacer realidad el Mercado Interior de la Energía es la inexistencia de una política de seguridad común, de una política energética común. Pero aunque existiera, España no podría disfrutar de la solidaridad europea, en caso de una emergencia, en las energías de red, por insuficiencia de las interconexiones con Francia, aunque esta situación vaya a mejorar algo.

Mucho se habla de la necesidad de que la UE haga valer su peso ante los suministradores hablando con una sola voz de forma común, pero estamos lejos de disponer de una política energética exterior única. Por el contrario, las acciones de la UE en política exterior energética están manifiestamente sesgadas hacia el este, en detrimento del sur, del Mediterráneo, Oriente Medio y África occidental, que constituyen la prioridad energética para España.

Precisamente hace unos días la Comisión Europea aprobó una comunicación al Consejo y al Parlamento Europeos sobre un Plan de acción de la UE sobre Seguridad y Solidaridad energética, que incide en la mayor parte de los temas comentados, particularmente por lo que se refiere a infraestructuras, relaciones exteriores, almacenamientos de seguridad y recursos domésticos.

3.2. Políticas sectoriales

Por lo que se refiere a actuaciones sectoriales, hay que hacer hincapié en las dos formas de energía más críticas: el petróleo y la electricidad. Es imperativo disminuir el consumo de petróleo y hay que hacerlo en especial allí donde es el combustible exclusivo, el transporte, comenzando por los vehículos híbridos y eléctricos, y, en la medida de lo factible, por los biocombustibles, en un primer paso, e incrementando los esfuerzos hacia la posible utilización del hidrógeno. Esta sustitución de productos petrolíferos por la electricidad aumentará la importancia de esta forma de energía en el mix de energía final, acentuando la necesidad de disponer, a su vez, de un mix de generación de energía eléctrica adecuado.

Fijémonos en la evolución de la estructura de generación de energía eléctrica:

- Partamos de la aceptación del objetivo muy ambicioso de política climática de alcanzar en la Unión Europea un 20% de la energía final en 2020, a partir de las energías renovables, lo que corresponde a cerca de un 40% de la energía eléctrica, aunque se tengan dudas sobre su factibilidad.
- Ciertamente, se está dando un vuelco a la estructura de generación de la energía eléctrica. Según las previsiones del Ministerio de Industria, para el periodo 2008-2016 habremos pasado de un mix basado, en el año 2000, en cerca del 65% en el carbón (35%) y energía nuclear (28%) a otro, en 2016, en que el gas natural y las energías renovables serán las que aporten un 70%, con un 35% cada uno.
- No hay duda de que ha sido bueno para la diversificación del mix eléctrico la incorporación en proporciones notables del gas natural y de las energías renovables; sin embargo, cuando se hacen proyecciones a largo plazo, hacia 2030 o 2050, siguiendo las tendencias actuales, de estancamiento de la producción a partir de la energía nuclear y reducción progresiva del carbón, y penetración máxima razonable de las energías renovables, se produce un incremento muy notable —y quizá poco prudente en las circunstancias expuestas— de las necesidades de aprovisionamiento en gas natural. Hay pues que reequilibrar el mix desde la perspectiva de la seguridad. ¿Y cómo se puede lograr ésto?
- El futuro del carbón aparece incierto y muy supeditado a los objetivos de reducción de las emisiones de CO₂, por un lado, y al desarrollo de los procesos de captura y almacenamiento de CO₂, por otro; pero sería ingenuo y aventurado, hoy por hoy, sentenciar al carbón, cuando todavía es el combustible cuya utilización más crece, año a año, en el mundo.

- En fin, mucho se habla de abrir el debate nuclear, como si el presente y el futuro de esta forma de energía, en España y en la UE, dependiera libremente de nuestra voluntad. Estamos en la energía nuclear y estaremos en ella por un tiempo incalculable:
 - en primer lugar, si quisiéramos prescindir en la actualidad de la energía nuclear, sustituyéndola por gas natural y/o carbón (las renovables estando al máximo), tendríamos que incrementar las emisiones de CO₂ y nuestra vulnerabilidad;
 - en segundo lugar, en cualquier caso, hemos de seguir gestionando el combustible irradiado —unas 7.000 toneladas para 50 años de operación del parque actual— sin que la gestión y su coste sean muy sensibles a algunos miles de toneladas más;
 - para lo bueno y para lo malo, estamos en una UE que seguirá utilizando, al menos en una parte importante y creciente, la energía nuclear, como muy especialmente lo hace nuestro vecino del norte.
 - En conclusión, aún conscientes de los problemas de aceptabilidad social de la energía nuclear, de sus ventajas e inconvenientes, deberíamos sumarnos a los que están convencidos de que habría que preparar, cuanto antes, los marcos políticos y regulatorios adecuados para poder disponer en los próximos 15 ó 20 años de algunos miles de megavatios más que en la actualidad, lo que permitiría reducir algo la presión sobre el gas natural y, en su caso, manteniendo el mismo nivel específico de emisiones que este combustible, introducir con la energía nuclear, exenta de CO₂, más carbón en nuestra cesta de generación.

3.3. Seguridad y mercado

No podemos terminar esta parte inicial del grupo de trabajo sin tratar de responder, en muy pocas palabras, a una cuestión que está en el ánimo de muchos: ¿hasta qué punto puede el mercado garantizar la seguridad? En verdad, parece que el mercado es el mejor mecanismo para, mediante la competencia, reducir costes y mejorar los servicios prestados; incluso, los mercados ayudan decisivamente a garantizar la seguridad a corto y a medio plazo, como lo prueba, por ejemplo, el alto nivel de diversificación de nuestras importaciones energéticas.

Sin embargo, la seguridad estratégica, la seguridad a largo plazo, escapa a las fuerzas del mercado y debe ser responsabilidad del Estado (Gobierno y Parlamento). Es decir, el Estado debe fijar una serie de objetivos a largo plazo, como por ejemplo, la participación de cada fuente y tecnología en el mix energético o las infraestructuras básicas de gas y de electricidad, estableciendo el marco regulatorio y, en su caso, de incentivación económica, en el que deben actuar los mercados. No es incompatible con la economía de mercado, ni hay que sentir pudor o avergonzarse por ello, si se habla de estrategia, o mejor, de política energética, con ciertos elementos de planificación dentro de ella. Además, los planteamientos de seguridad deben ser integrales, abarcando, al mismo tiempo, todas las fuentes y tecnologías.

4. CONCLUSIÓN

Puede ser un atrevimiento hablar de perspectivas de largo plazo en el ámbito de la garantía del suministro energético, en la situación en la que nos encontramos inmersos de incertidumbres ante la actual crisis financiera y económica. Al día de hoy, es imposible pronunciarse sobre cómo se verán afectadas la demanda energética, las inversiones y los precios. Posiblemente, se relajen temporalmente la demanda y los precios, pero aumenten las incertidumbres sobre las inversiones; en cualquier caso, las tendencias aquí expuestas, sin duda de forma incompleta e imperfecta, se mantendrán en lo fundamental. Se haría pues un flaco servicio a la garantía de suministro si la situación actual llevara a aplazar el abordar algunos de los problemas que se han planteado, como ocurrió más de una vez en el pasado. Hay que esperar que no sea así. Los retos a los que nos enfrentamos son de tal magnitud, que es necesario actuar para garantizar el suministro a corto ya largo plazo.

“ÁREA DE TRABAJO 2: CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO2”

PARTICIPANTES EN EL ÁREA DE TRABAJO

Relatores

Benito Navarrete Rubia

Fernando Recreo Jiménez

Institución **Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN)**

Colaboradores Técnicos

Amado Gil Martínez

Institución **UNION FENOSA**

César Cordero

Institución **HUNOSA**

Jorge Loredó Pérez

Institución **FUNDACIÓN INFIDE**

José Luis Fernández Rocés

Institución **FUNDACIÓN INFIDE**

José Luis García Lobón

Institución **IGME**

Juan Carlos Ballesteros Aparicio

Institución **ENDESA**

Luis Carlos Mas

Institución **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**

Miguel Suárez Pérez-Lucas

Institución **CEPSA**

M^a Angeles Gómez Borrego

Institución **Instituto Nacional del Carbón (INCAR)**

M^a del Carmen Clemente

Institución **ETSI Minas Madrid**

Pedro Castillejo Partido

Institución **Fundación INFIDE**

Rafael Varea

Institución **Colegio de Geólogos**

Ramón Álvarez Rodríguez
Institución ETSI Minas Madrid

Recaredo del Potro
Institución ESCAL UGS

Carlos Barat
Institución ESCAL UGS

Santiago Sabugal García
Institución Plataforma Tecnológica Española del CO2

Víctor Fernández
Institución FIA-UGT

Juan Carlos Álvarez Liebana
Institución CCOO

Objetivos:

Presentar un análisis de las posibilidades que ofrece la implantación de las tecnologías de CAC en los diferentes sectores industriales, tanto desde el punto de vista técnico como económico y social, para asegurar la sostenibilidad del sistema energético español y sus consecuencias sobre el medio ambiente, en cuanto a reducción de emisiones de CO₂ y cumplimiento de los compromisos internacionales derivados del protocolo de Kyoto.

Difundir y divulgar, con el apoyo del CONAMA, las tecnologías de CAC, haciendo especial hincapié en la seguridad del almacenamiento.

Índice

1. INTRODUCCIÓN.
 - 1.1. ANTECEDENTES
 - 1.2. ESCENARIOS DE EMISIÓN DE CO₂. ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN CLIMÁTICA A LARGO PLAZO.
2. TECNOLOGÍAS PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂. (CAC)
 - 2.1 CONCEPTO DE DESARROLLO SOSTENIBLE. CAMBIO CLIMÁTICO Y DESARROLLO SOSTENIBLE.
 - 2.2 LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO. CONCEPTO.
 - 2.3. LA CAC COMO ELEMENTO DE SOSTENIBILIDAD.
3. MARCO REGULATORIO EUROPEO.
 - 3.1 CONSECUENCIAS DEL PROTOCOLO DE KIOTO
 - 3.2. PROPUESTAS DE DIRECTIVAS DE ALMACENAMIENTO Y DE MODIFICACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN.
 - 3.3 LA CAC EN EL PLAN ESTRATÉGICO EUROPEO DE TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS (SET PLAN)
4. LAS TECNOLOGÍAS CAC Y SU ESTADO DE DESARROLLO. SITUACIÓN EN ESPAÑA.
 - 4.1. CAPTURA EN PRECOMBUSTIÓN, POSTCOMBUSTIÓN Y OXICOMBUSTIÓN.
 - 4.2. TRANSPORTE DE CO₂.
 - 4.3. ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO. SOSTENIBILIDAD DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO A LARGO PLAZO.
5. IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO SOBRE EL SISTEMA ENERGÉTICO
 - 5.1 SOBRE LA GENERACIÓN
 - 5.2. SOBRE LAS EMISIONES DE CO₂
 - 5.3. SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO
 - 5.4 SOBRE LA COMPETITIVIDAD
6. CONTRIBUCIÓN DE LA CAC A LA SOSTENIBILIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL
 - 6.1 POSICIÓN DE LA PLATAFORMA EUROPEA Y EL FLAGSHIP PROGRAMME
 - 6.2 POSICIÓN DE LA PLATAFORMA ESPAÑOLA Y LA ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL CO₂

- 6.3 POSICIÓN DE LOS SECTORES INDUSTRIALES (ELÉCTRICAS, REFINO, CEMENTO, PETROQUÍMICA,...).
- 7. ASPECTOS DEL DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE LAS CAC
 - 7.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS.
 - 7.2. DEBILIDADES, AMENAZAS, FORTALEZAS Y OPORTUNIDADES DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS CAC EN ESPAÑA.
 - 7.3 ASPECTOS TECNOLÓGICOS Y ECONÓMICOS
 - 7.4 ASPECTOS ASOCIADOS AL TRANSPORTE Y LAS INFRAESTRUCTURAS
 - 7.5 ASPECTOS ASOCIADOS AL MARCO LEGAL
 - 7.6 ASPECTOS ASOCIADOS A LA ACEPTACIÓN SOCIAL
- 8. ANÁLISIS DE HORIZONTES TEMPORALES DE IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAC
 - 8.1 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES A CORTO-MEDIO PLAZO
 - 8.2 TECNOLOGÍAS EMERGENTES Y ANÁLISIS DE CAMINOS CRÍTICOS PARA SU IMPLANTACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES.

La era industrial se ha caracterizado por un aumento creciente de la demanda energética, como motor de desarrollo de las sociedades modernas. La base de la producción de energía primaria mundial, para dar satisfacción a esa creciente demanda, ha estado constituida mayoritariamente por el uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural).

Este tipo de fuentes energéticas presenta como principal inconveniente la generación de agentes contaminantes en el proceso de combustión, que posteriormente son emitidos a la atmósfera con el consiguiente perjuicio para el Medio Ambiente. Tal es el caso de las partículas, los óxidos de azufre y los óxidos de nitrógeno, como contaminantes mayoritarios. En las modernas instalaciones de combustión y en la industria del transporte se han realizado importantes esfuerzos en los últimos años para implantar tecnologías que consiguen un adecuado control de estos contaminantes mayoritarios, reduciendo paulatinamente sus emisiones, en el camino hacia las instalaciones de cero emisiones.

Adicionalmente los principales constituyentes químicos de los combustibles (carbono e hidrógeno) se transforman durante la combustión en CO₂ y vapor de agua. El CO₂ y el agua son dos componentes naturales de la atmósfera, por lo que, en primera instancia, su emisión no tendría que producir ningún riesgo medioambiental. Sin embargo, ambos compuestos pertenecen al grupo de los denominados gases de efecto invernadero (GEI), que se caracterizan por no dejar escapar una fracción de la energía que, en forma de radiación infrarroja, emite la Tierra al espacio exterior. La emisión de vapor de agua procedente de la combustión no constituye ningún problema, ya que los aportes a la atmósfera no suponen un aumento de la concentración global media de dicho elemento, como consecuencia de los equilibrios de condensación que se producen en la dinámica climática con la evaporación, formación de nubes y lluvia. Sin embargo, el caso del CO₂ es diferente. Los mecanismos naturales de captura del CO₂ atmosférico (fundamentalmente a través de los océanos, suelos y la vegetación) no han sido capaces de mantener las concentraciones de dicho gas en niveles constantes a lo largo del último siglo, como consecuencia de la continua emisión a la atmósfera de las diferentes fuentes de combustión antropogénicas. Esto ha traído como consecuencia un aumento constante de la concentración de CO₂ atmosférico, desde los 280 ppmv de la época preindustrial a las 387 ppmv medidas este año en el observatorio de Mauna Loa. Entre 1970 y 2000 la concentración aumentó en torno 1,5 ppmv al año, pero desde 2000 el crecimiento medio es de 2,1 ppmv.

Por otra parte, este crecimiento mantenido ha coincidido con un aumento progresivo de la temperatura media global terrestre, lo que se ha venido en denominar calentamiento global. Esto, asociado a la naturaleza del CO₂ como gas de efecto invernadero, parece indicar una relación de causa-efecto entre ambos fenómenos.

La organización de las Naciones Unidas, a través del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), considera que el calentamiento global es inequívoco y que se debe a la acción humana con una probabilidad superior al noventa por ciento. Este hecho cobra especial relevancia si tenemos en cuenta que la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) predice un importante incremento de la demanda en el consumo de energía primaria hasta el año 2030. Sus estimaciones indican que la demanda se duplicará en el sector de la generación eléctrica, lo que obligará a la instalación de nuevas plantas generadoras hasta un valor conjunto de 5.000 GWe de potencia adicional y supondrá la continuidad de los combustibles fósiles como pieza clave. En España, en particular, el carbón adquiere especial consideración por ser la única fuente autóctona relevante de energía primaria, atendiendo al criterio de independencia energética y seguridad del suministro impulsado por la UE.

Actualmente, más del 50% de la electricidad de la UE procede de combustibles fósiles (carbón y gas natural). A nivel mundial más del 80% del consumo de energía comercial procede de combustibles fósiles no renovables y otro 10% más, de combustibles renovables que también emiten CO₂. En los próximos 20 años, se espera que el carbón suministre una cuarta parte de las necesidades energéticas primarias mundiales, con un incremento del consumo del 60% (dos terceras partes de este incremento en países en desarrollo, especialmente China e India), lo que con las actuales tecnologías supondría un aumento del 20% en las emisiones globales en 2025. Aún más, la producción de energía total se espera que descansa en los combustibles fósiles hasta por lo menos el año 2050, según las previsiones que ha realizado la IEA en su informe 2006.

Por lo tanto, si los combustibles fósiles van a jugar un importante papel en el mix energético, hay que proveer soluciones para limitar el impacto de su utilización y hacerla compatible con los objetivos de sostenibilidad climática.

El problema central es la urgencia de conciliar el cambio climático con la necesidad de asegurar el suministro energético.

Dado que la utilización de combustibles fósiles implica inevitablemente emisiones de CO₂, será necesario compatibilizar su uso con niveles adecuados del mismo en la atmósfera, de acuerdo con los criterios de sostenibilidad y de desarrollo sostenible que deben imperar en la evolución de la actividad humana, para no comprometer el futuro de las siguientes generaciones.

El concepto de "sostenibilidad" se definió por primera vez (1987) en el Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Comisión Brundtland), titulado: Nuestro Futuro Común, asociado a la idea de desarrollo sostenible. La definición de este concepto es la siguiente: "el desarrollo sostenible es aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer la posibilidad de que futuras generaciones satisfagan sus propias necesidades". Por otra parte, la humanidad ya ha superado los límites de sostenibilidad, ya que, según algunos autores, "la última vez que la humanidad se hallaba en niveles sostenibles fue en la década de 1980".

En este contexto surgen las tecnologías emergentes de captura y almacenamiento geológico de CO₂ para intentar dar satisfacción a la necesidad de alcanzar la sostenibilidad en el uso de los recursos energéticos, partiendo de la evidencia de que, para los combustibles fósiles, el flujo entre sus fuentes y sus sumideros va a estar limitado más por el sumidero atmosférico del CO₂ que por la fuente energética. Para una fuente no renovable, se propone, como regla para ayudar a definir los límites sostenibles, que la tasa de consumo no sea superior a aquella con la que un recurso renovable pueda sustituirla. Para el CO₂ procedente de la combustión de los combustibles fósiles, la tasa de emisión sostenible no debería ser mayor que la tasa con la que este compuesto pueda ser reciclado, absorbido o neutralizado por un sumidero. Dejando la sustitución del recurso a las tecnologías energéticas renovables, y entendiendo por sumidero el almacenamiento geológico del CO₂, el reto para valorar en qué medida la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ es sostenible consiste en calibrar si existe o no capacidad de almacenar CO₂ a una tasa superior a la de producción, así como durante el tiempo necesario que impone la evolución de la concentración del CO₂ en la atmósfera para mantener aquella por debajo de 450 ppmv, que propone el IPCC TAR (2001).

La Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones de 10 de enero de 2007, titulada «Limitar el calentamiento mundial a 2 °C - Medidas necesarias hasta 2020 y después», COM(2007) final, precisa que, en el contexto de la reducción global de las emisiones de CO₂ en un 50 % de aquí a 2050, es necesario reducir en un 30 % las emisiones en el mundo desarrollado de aquí a 2020, y entre un 60 % y el 80 % de aquí a 2050. Señala también que dicha reducción es técnicamente factible y que los beneficios compensan ampliamente los costes, si bien para alcanzar este objetivo es necesario promover todas las opciones de reducción de emisiones.

En este sentido, España ha adquirido compromisos internacionales. Ratificando en 1997 el Protocolo de Kioto, se comprometió para el período 2008-2012 a reducir sus emisiones de GEI en un 8% respecto al año base (1990). Adicionalmente, con la reciente Propuesta Europea para el Paquete de Directivas Verdes (EU Green Package) del pasado 23 de enero de 2008, España está obligada, para el período 2013-2020, a reducir sus emisiones de GEI respecto al año 2005 en un 21% para los sectores regulados por EU ETS y en un 10% para los sectores difusos. Es un reto importante, ya que en 2005 las emisiones de CO₂ se situaban un 52,2% por encima de 1990, y para 2010 se prevé un impacto económico de 4.500 M€ como consecuencia del incumplimiento del Protocolo de Kioto.

1.2 ESCENARIOS DE EMISIÓN DE CO₂. ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN CLIMÁTICA A LARGO PLAZO.

Los aumentos observados del promedio mundial de la temperatura del aire y del océano, el deshielo generalizado de nieves y hielos, y el aumento del promedio mundial del nivel del mar evidencian que el calentamiento del sistema climático es inequívoco.

La tendencia lineal a 100 años (1906-2005), cifrada entre 0,56°C y 0,92°C, es superior a la tendencia correspondiente de 0,6°C [entre 0,4°C y 0,8°C] en 1901-2000 indicada en el Tercer Informe de Evaluación (TIE) del IPCC. Este aumento de temperatura está distribuido por todo el planeta y es más acentuado en las latitudes septentrionales superiores.

El Informe Especial del IPCC sobre escenarios de emisiones (IEEE, 2000) realiza una serie de previsiones de evolución climática basada en modelos climáticos, tomando como base diferentes escenarios de evolución poblacional, económica y social en el planeta, descritos como escenarios IEEEE. Los escenarios IEEEE están agrupados en cuatro familias (A1, A2, B1 B2) que exploran vías de desarrollo alternativas incorporando toda una serie de fuerzas originantes demográficas, económicas y tecnológicas, junto con las emisiones de GEI resultantes. Los escenarios IEEEE sólo contemplan las políticas climáticas actuales.

La línea argumental A1 presupone un crecimiento económico mundial muy rápido, un máximo de la población mundial hacia mediados de siglo, y una rápida introducción de tecnologías nuevas y más eficientes. La B1 describe un mundo convergente, con la misma población mundial que A1, pero con una evolución más rápida de las estructuras económicas hacia una economía de servicios y de información. La B2 describe un planeta con una población intermedia y un crecimiento económico intermedio, más orientada a las soluciones locales para alcanzar la sostenibilidad económica, social y medioambiental. La A2 describe un mundo muy heterogéneo con crecimiento de población fuerte, desarrollo económico lento, y cambio tecnológico lento. No se han asignado niveles de probabilidad a ninguno de los escenarios.

Para los dos decenios próximos las proyecciones indican un calentamiento de aproximadamente 0,2°C por decenio para una franja de escenarios de emisiones IEEEE. Aunque se mantuvieran constantes las concentraciones de todos los GEI y aerosoles en los niveles del año 2000, cabría esperar un calentamiento adicional de aproximadamente 0,1°C por decenio. A partir de esa fecha, las proyecciones de temperatura dependen cada vez más de los escenarios de emisiones.

Las proyecciones indican cambios en la temperatura de la superficie en los últimos diez años del siglo XXI con respecto a los últimos veinte años del siglo XX en un rango de 1,8 a 4,0 °C. Los efectos del calentamiento, incluso en los extremos inferiores de esa banda, serán probablemente dramáticos. Las repercusiones en los seres humanos serán inevitables y -en algunos lugares- extremas. En esencia, según estas proyecciones, se producirá un aumento de las temperaturas acompañado de

variaciones en las precipitaciones, además de una subida del nivel del mar y un aumento de los fenómenos climáticos extremos.

De proseguir las emisiones de GEI al ritmo actual o a un ritmo mayor, se intensificaría el calentamiento y se operarían numerosos cambios en el sistema climático mundial durante el siglo XXI, muy probablemente superiores en magnitud a los observados durante el siglo XX.

Aunque estas proyecciones concuerdan en términos generales con el intervalo de valores señalado en el TIE (entre 1,4 y 5,8°C), no son directamente comparables. Los tramos superiores de las proyecciones de temperatura son mayores que en el TIE, debido principalmente a que el mayor número de modelos actualmente disponible parece indicar unos retroefectos clima-ciclo-del-carbono más intensos.

En relación con el efecto a largo plazo, el calentamiento antropogénico y el aumento de nivel del mar proseguirán durante siglos, en razón de las escalas de tiempo asociadas a los procesos y retroefectos del clima, aun cuando las concentraciones de GEI se estabilicen. Si se estabilizara el forzamiento radiativo manteniendo constantes todos los agentes de forzamiento radiativo de aquí a 2100, los resultados de ensayos sobre modelos indican que cabría esperar todavía un aumento del promedio mundial de la temperatura de aproximadamente 0,5°C de aquí a 2200. Las emisiones de CO₂ antropogénico, tanto pasadas como futuras, seguirán coadyuvando al calentamiento y al aumento de nivel del mar durante más de un milenio, debido a las escalas de tiempo necesarias para detraer ese gas de la atmósfera.

Con respecto a los escenarios de evolución climática a largo plazo, en el proyecto BIOCLIM (Modelling Sequential BIOSphere Systems under CLIMate Change for Radioactive Waste Disposal) UE (2001-2003), se ensayó la construcción de modelos de evolución climática a muy largo plazo con la perspectiva de analizar la seguridad de los almacenamientos de residuos radiactivos, con un horizonte temporal de 1 millón de años. La simulación se llevó a cabo con el modelo LLN 2-D NH, desarrollado en la Universidad de Louvain-la-Neuve. Este modelo incluye los cambios en las concentraciones atmosféricas de CO₂, teniendo en cuenta los escenarios de emisiones del IPCC TAR (Third Assessment Report) desde 1990-2100 y aceptando una concentración atmosférica de CO₂ de 280 ppm para fechas anteriores a 1850. Todas las simulaciones, para los diferentes escenarios ensayados con el modelo LLN 2-D NH anticipan la fusión de los hielos de Groenlandia en pocos milenios y si se alcanzan altas concentraciones de CO₂, incluso en los próximos siglos.

2. TECNOLOGÍAS PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂. (CAC).

2.1 CONCEPTO DE DESARROLLO SOSTENIBLE. CAMBIO CLIMÁTICO Y DESARROLLO SOSTENIBLE.

El concepto de “desarrollo sostenible” ha dado lugar a muchas interpretaciones, la mayoría de ellas basadas en la definición clásica del Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo conocido como Informe Brundtland, (o “Our Common Future”, Brundtland, 1987): «satisfacer las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades», CMMAD, 1987

La definición original del Informe Brundtland, se amplió en la Segunda “Cumbre de la Tierra” de Río de Janeiro, 1992, para incluir la idea de que deben conciliarse tres “pilares” en la perspectiva del desarrollo sostenible: el progreso económico, la justicia social y la preservación del medio ambiente.

Desde la visión de los países industrializados, como es el caso de la UE, se considera, en esencia:

- Que el desarrollo tiene una dimensión económica, social y ambiental y sólo será sostenible si se logra el equilibrio entre los distintos factores que influyen en la calidad de vida.
- Que la generación actual tiene la obligación, frente a las generaciones futuras, de dejar suficientes recursos sociales, ambientales y económicos para que puedan disfrutar, al menos, del mismo grado de bienestar que nosotros.

En los sistemas naturales, la sostenibilidad se entiende como la capacidad de adaptarse a los cambios a través de equilibrios dinámicos, por lo que el concepto de sostenibilidad está más ligado a la idea de cambio que a la noción de estabilidad, comúnmente asociada a la de “sostener” un sistema de forma permanente para mantener un determinado estado (Bergh, J.C. y Nijkamp,P., 1994). Cuando se dice que el sistema ha adquirido determinado nivel de sostenibilidad no puede concluirse que se ha logrado garantizar su duración infinita, sino más bien una duración consistente con su escala de tiempo (Jiménez Herrero, 2002).

Esto plantea el aspecto nuevo: la escala de tiempo propio de los sistemas, o su longevidad. Así entendida, la sostenibilidad es un concepto relacionado con la capacidad de un sistema para seguir funcionando de forma permanente en todas sus dimensiones. (Jiménez Herrero, 2002). Sobre esta base se deben plantear principios operativos de la sostenibilidad del almacenamiento geológico de CO₂ orientada a un uso racional de los sumideros geológicos del CO₂, lo que implica aceptar compromisos éticos con la biosfera y asumir el principio de precaución, para poder actuar en situaciones de riesgo e incertidumbre, y adoptar «estándares mínimos de

seguridad»(Ciriacy-Wantrup, 1952), sin necesidad de esperar a tener una certeza científica absoluta, especialmente en el ámbitos del cambio climático.

Es fácil colegir que el cambio climático puede suponer una amenaza importante para el desarrollo sostenible, entendido en los términos expuestos anteriormente. Es muy probable que el cambio climático ralentice el avance hacia el desarrollo sostenible, bien directamente, por una mayor exposición a sus efectos adversos, o indirectamente, limitando la capacidad de adaptación. Durante el próximo medio siglo, el cambio climático podría dificultar la consecución de los Objetivos de Desarrollo del Milenio. Si el cambio climático puede entorpecer la capacidad de los países para adoptar vías de desarrollo sostenibles, a su vez, el desarrollo sostenible podría reducir la vulnerabilidad al cambio climático.

2.2 LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO.

La captura y almacenamiento de CO₂ puede tener una gran importancia en la lucha contra el cambio climático, ya que los combustibles fósiles van a seguir siendo la principal fuente de energía mundial durante las próximas décadas y las reservas de carbón son necesarias para suministrar energía a Europa y para satisfacer la demanda energética que se está produciendo en los países en desarrollo. Por ello, el Consejo Europeo ha respaldado la adopción sin tardanza de medidas que hagan de la captura y almacenamiento de carbono una tecnología por la que puedan optar las nuevas centrales eléctricas si se quiere alcanzar el objetivo de que las emisiones totales de gases de efecto invernadero se reduzcan, de aquí a 2050, a la mitad de los niveles de 1990.

La captura, aplicada a las fuentes concentradas de emisión como grandes centrales térmicas, plantas cementeras, siderúrgicas y al refinado de petróleo y gas natural, podría evitar la liberación a la atmósfera de hasta un 20% del CO₂ que sería preciso dejar de emitir hasta el año 2050 para conseguir el control del calentamiento global, de acuerdo con las perspectivas de la IEA.

Con respecto al almacenamiento, en Europa se está considerando el uso tanto los campos de petróleo y gas ya agotados como los acuíferos salobres profundos debido a su demostrada factibilidad técnica y por el alto grado de seguridad y bajo impacto ambiental.

Cuando se almacena CO₂ en un acuífero salobre, el agua de la formación debe ser expulsada y la presión en el acuífero obviamente aumenta. En el frente de dispersión, el CO₂ se disuelve lentamente en el agua de la formación y a largo plazo, en algunas decenas de años o siglos, el CO₂ almacenado se habrá disuelto completamente y a más largo plazo, se mineralizará al reaccionar con la matriz de la roca.

La acumulación de petróleo y gas en yacimientos no difiere sustancialmente del almacenamiento de CO₂ porque en ambos casos se trata de formaciones porosas selladas a techo por una formación impermeable. Si, como sabemos, el petróleo y el gas han permanecido atrapados durante largos periodos de tiempo (cifrados en millones de años), es razonable asumir que los almacenamientos industriales de CO₂ puedan tener un parecido grado de seguridad geológica.

2.3. LA CAC COMO ELEMENTO DE SOSTENIBILIDAD

El volumen de CO₂ que produciría la combustión de las actuales reservas de carbón excede con mucho la cantidad de dióxido de carbono que la atmósfera puede absorber sin afectar negativamente al clima, entendiéndose por esto renunciar al cumplimiento del objetivo de no superar el 2°C la temperatura global media respecto a la temperatura en épocas preindustriales.

Las tecnologías CAC no evitan la generación de gases de efecto invernadero, pero sí prometen evitar que se emitan a la atmósfera y por tanto, que disminuya su impacto en el clima durante largos periodos de tiempo.

El desarrollo de almacenamientos geológicos para el CO₂ capturado, sumado a los sumideros naturales puede proporcionar un tiempo adicional hasta que las medidas de reducción y prevención de emisiones consideradas prioritarias sean completamente efectivas.

No obstante, también los sumideros geológicos son limitados y además se requiere un consumo adicional de recursos fósiles para la implementación y uso de las tecnologías de captura que, incluso, van en la dirección de reducir la expectativa de vida del carbón.

Estas razones hacen que la captura y el almacenamiento no sean en sí una opción sostenible, pero sí representan una solución transitoria a la mitigación del cambio climático. Es más, representan sólo una tecnología “puente” hasta que las fuentes energéticas renovables estén lo suficientemente desarrolladas en cantidad y precio.

3. MARCO REGULATORIO EUROPEO.

3.1 CONSECUENCIAS DEL PROTOCOLO DE KIOTO

La U.E. y sus 15 Estados miembros ratificaron el Protocolo de Kioto el 31 de Mayo de 2002, comprometiéndose a conseguir una reducción del 8% de sus emisiones de GEI, fundamentalmente de CO₂, respecto a las registradas en el año 1990.

En el caso español, el compromiso contraído es de controlar las emisiones hasta no superar en más de un 15% a las contabilizadas en 1990. Para facilitar el cumplimiento contraído con Kioto, el 13 de Octubre de 2003 se aprobó la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un Régimen para el Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en la Comunidad, fundamentalmente de CO₂.

Los sectores del transporte, residencial y servicios, agricultura y gestión de residuos quedaron excluidos de la Directiva por considerarlos sectores difusos. A pesar de que son los responsables de más del 55% de las emisiones totales de nuestro país. Los sectores industriales a los que obliga la Directiva y que pueden comerciar con Derechos de Emisión, son:

Eléctrico, Siderurgia, Cemento, Vidrio, Cerámica, Fabricantes de ladrillos y tejas, Refino de Hidrocarburos y Papel.

La mencionada Directiva establece los periodos en los que cada Estado miembro deberá elaborar un PNA (Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de CO₂). Ha habido un periodo inicial de tres años (2005-2007), a modo de prueba en el que no se han impuesto sanciones, seguido de otro periodo de cinco años 2008-2012 y previsiblemente habrá subsiguientes periodos de cinco en cinco años, ya con sanciones y penalizaciones en caso de incumplimientos, y previsiblemente con mayores reducciones en las emisiones de CO₂.

En estos momentos se encuentra en funcionamiento en España el PNA para el periodo 2008-2012. (Real Decreto 1370/2006, de 27 de noviembre). El PNA de emisiones de CO₂, para el periodo 2008-2012, prevé que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) no deberían sobrepasar más allá de un 37% de las emisiones del año base (1990). Esta cifra se alcanza sumando la limitación del Protocolo de Kioto para España (+15%), con la estimación de absorción por sumideros (un máximo del 2%) y los créditos que se obtendrán a través de los mecanismos de flexibilidad de Kioto (20%). Denominados MDL (mecanismos de desarrollo limpio).

A los sectores: Siderurgia, Cemento, Vidrio, Cerámica, Refino de Hidrocarburos y Papel, en el PNA 2008-12, se les han asignado unos derechos de emisión que prácticamente mantienen las emisiones que venían realizando, por ser considerados sectores competitivos a nivel internacional y con objeto de no comprometer la viabilidad de estas industrias.

El sector eléctrico ha sido el más afectado tanto en el PNA 2005-2007, como en el PNA 2008-2012 aprobado por el Gobierno Español, ya que se considera, por parte del Gobierno, que es el sector que puede hacer un esfuerzo mayor en la reducción de emisiones de CO₂ o compra de derechos. En la Tabla 1 se recogen los valores de CO₂ emitido por los diferentes sectores industriales en los últimos años.

Emisiones CO ₂ equiv. (Mt)					
	1990	2004	2005	2006	2007
SECTORES DIFUSOS	155,5	238,0	257,3	253,6	254,9
(Agricultura, Transporte, Residencial, etc.)					
Porcentaje de estos sectores	53,6%	55,8%	58,3%	58,5%	57,7%
SECTORES INDUSTRIALES	134,3	188,0	183,5	179,7	186,5
(Los incluidos en la Directiva)					
Porcentaje sectores industriales	46,4%	44,2%	41,7%	41,5%	42,3%
Total emisiones CO ₂	289,8	426,0	440,8	433,3	441,4
% sobre año base		47%	52,1%	49,5%	52%

Fuente: Oficina Cambio Climático y PNA 2008-12

Tabla 1. Emisiones anuales de CO₂ equivalente en los sectores industriales recogidos en el PNA

Para cumplir los compromisos de Kioto, según lo acordado por el Gobierno con la U.E., los niveles de emisión para el año 2008, deberían situarse en 397,02 Mt de CO₂ (El 1,15 de lo emitido en 1990, más el 20 % de Mecanismos de Desarrollo Limpio y un 2% de sumideros). Sin embargo, en 2007 las emisiones se han situado en un 1,11 por encima de lo permitido en el PNA 2008-12, es decir en 441,4 Mt CO₂.

En el año 2006 las emisiones de CO₂ supusieron una reducción de un 3,8 % en relación a 2005 en los sectores industriales afectados por la Directiva. Sin embargo, en 2007 se ha registrado en los mismos sectores un incremento de 3,78% en relación a 2006.

En general los sectores industriales afectados por la Directiva desde el año 2004 mantienen unas emisiones descendentes y estabilizadas, aunque elevadas.

Los sectores difusos (Agricultura, transporte, sector residencial y servicios y gestión de residuos) mantienen una tendencia al alza, desde el año 2004, con una ligera disminución en el año 2006. Siendo responsables de más del 55% del total de las emisiones de CO₂, que se producen en nuestro país.

Sobre estos sectores difusos al no estar incluidos en la Directiva de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), no se tiene control alguno y sus emisiones para poder cumplir con Kioto deben canalizarse a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio, con inversiones de los Estados en otros países para contribuir a mitigar las emisiones de CO₂ en el mundo.

Emisiones (millones de toneladas de CO₂) Asignaciones PNA

	1990	2002	2005	2006	2005/07	2008/12
Producción energía eléctrica	61,61	95,95	104,03	96,61	85,40	54,05
Instalaciones de cogeneración	12,50	16,63	14,16	17,05	23,13	17,15
Refinerías hidrocarburos	12,64	14,86	15,46	15,49	15,25	16,13
Siderurgia y coquerías	13,83	10,85	8,25	8,25	11,23	12,19
Instalaciones de cemento	21,14	26,58	27,38	27,36	27,53	29,01
Instalaciones de cal	1,58	2,20	2,06	2,20	2,45	2,27
Instalaciones fabricación vidrio	1,55	2,16	1,99	1,99	2,24	2,20
Instalaciones fibra de vidrio	0,22	0,60	0,58	0,55	0,68	0,62
Fabricantes de ladrillos y tejas	3,89	5,51	4,10	4,14	4,77	4,29
Azulejos y baldosas	0,41	1,10	0,80	1,38	0,87	1,41
Pasta, papel y cartón	2,29	4,52	4,75	4,61	5,29	5,47
Total sectores comercio emisiones	131,66	180,96	183,58	179,63	178,88	144,84

Fuente: Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

Tabla 2. Asignación de emisiones por sectores según el PNA.

En la Tabla 2 se puede observar que los mayores esfuerzos de reducción se han planteado al Sector Eléctrico. Sus emisiones estaban situadas entre 96 Mt de CO₂ en el año 2002 y 104,03 en el año 2005, y en el PNA 2008-2012 se les asignó 54 Mt, que supone un recorte casi del 50% de las emisiones de CO₂.

AÑO	1990	2000	2001	2002	2005	2006	2007
Emisiones de CO ₂ Sector Eléctrico (Millones t)	61,61	86,77	81,26	95,95	104,03	96,61	101,71

Tabla 3. Asignación de emisiones para el sector eléctrico según el PNA

En el año 2005 se emitieron 43 Mt de CO₂ más que en 1990. En 2006 las emisiones bajaron, pero fueron 35 Mt de CO₂ más que el año de referencia. Debido al mayor incremento de la demanda eléctrica se ha producido un incremento progresivo de las emisiones de CO₂.

En el Plan Nacional de Asignación de Emisiones 2005-2007, se asignó al sector eléctrico 85,40 Mt de CO₂ cada año en promedio. Por lo que el sector en el año 2005 tuvo que adquirir 19 Mt de derechos de emisión de CO₂, ya que emitió 104,03 Mt de CO₂. La tonelada de CO₂ se cotizó a un precio medio de 25 €. Esto significó un coste aproximado de 475 millones de euros para el conjunto del sector eléctrico en el año 2005.

En el año 2006 el sector eléctrico tuvo que comprar unos 11 Mt de CO₂. Algo menos que el año anterior. El precio de la tonelada de CO₂ bajó significativamente, situándose de 25 € a principio de 2006 hasta 7,5 € en Diciembre del mismo año. A una media de 10 € el coste aproximado ha sido de unos 110 M€ para el conjunto del sector eléctrico

En el año 2007 también se compraron 16 Mt de derechos de emisión. El coste de la tonelada de CO₂ también ha estado por debajo de los 10 €, pero aún así ha supuesto un fuerte desembolso, que en definitiva pagan los consumidores, ya que las compañías eléctricas transfieren estos costes al usuario.

Para el periodo 2008-2012, la Asignación de derechos que el Gobierno ha aprobado en el PNA 2008-12, para el conjunto del sector eléctrico es de 54,69 millones de t de CO₂ en promedio cada año. Eso supone, que el sector eléctrico para cubrir los mismos niveles de emisión de 2005, deberá de adquirir al menos 50 Mt de CO₂ en 2008 para equilibrar las emisiones de 2005, o 42 Mt si se tienen en cuenta las emisiones realizadas en 2006, o 47 Mt si las emisiones son parecidas al año 2007.

Mantener los niveles de emisión de 2005, 2006 y 2007, parece difícil, ya que la demanda eléctrica estaba creciendo, en estos últimos años, a un 3% de tasa anual. Las centrales de ciclo combinado que usan gas, también se ven involucradas aunque emitan menos CO₂ que las térmicas que usan carbón.

Los costes de la tonelada de CO₂, aunque son muy variables, es previsible que aumenten en el futuro, al existir mayor demanda de compradores en el mercado de derechos de emisiones, que es un mercado limitado.

EL MIX ENERGÉTICO

En nuestro país tenemos un mix energético bastante equilibrado, en el que se da cabida a todas las energías posibles, aunque las que conforman la base mayoritaria de la producción eléctrica son las energías hidroeléctrica, nuclear, carbón y gas (ciclos combinados).

En los siguientes cuadros se presenta el balance Nacional de Energía Eléctrica en los dos últimos años y un desglose de las energías de Régimen Especial, donde puede verse el desarrollo e importancia de cada una de ellas.

BALANCE NACIONAL ENERGÍA ELÉCTRICA

	Año 2006		Año 2007	
	GWh	%	GWh	%
HIDROELÉCTRICA	25.330	8,4	26.338	8,4
NUCLEAR	60.126	19,8	55.102	17,7
CARBÓN	69.343	22,9	74.935	24,0
Carbón Nacional		(17,8 %)		(18,5 %)
Carbón Importado		(5,1 %)		(5,5 %)
Fuel oil-Gas oil	4.784	4,9	12.984	4,2
GAS Natural				
(Ciclo combinado)	66.618	22,0	70.229	22,5
Régimen Especial	66.667	22,0	72.341	23,2
Producción total	302.868	100	311.929	100
El incremento 2007/2006 fue de un 3 %				

Fuente: IDAE

RÉGIMEN ESPECIAL

	Año 2006		Año 2007	
	GWh	%	GWh	%
HIDRAÚLICA	4.195	1,3	4.168	1,3
EÓLICA	23.256	7,7	27.050	8,7
SOLAR FOTOVOLTAICA	169	0,1	464	0,1
COGENERACIÓN CARBÓN	507	0,2	463	0,1
COGENERACIÓN GAS	23.975	7,9	25.185	8,1
COGENERACIÓN FUEL	6.291	2,1	6.436	2,1
R.S.U. y BIOMASA	8.276	2,7	8.574	2,8
TOTAL	66.667	22,0	72.341	23,2

Fuente: IDAE

Como se observa, el carbón y el gas natural, utilizados en las centrales térmicas que emiten CO₂, suponen entre ambos combustibles fósiles el 46,5 % de la producción eléctrica en España. Estos consumos se podrán ir reduciendo en la medida que se desarrollen las demás alternativas, pero no pueden ser sustituidos en el medio plazo.

Las energías renovables, que constituyen el grupo de las que se encuentran adscritas al Régimen Especial, no pueden cubrir esta producción eléctrica demandada. Aunque han crecido de manera muy importante, sobre todo la energía eólica, sólo alcanzó el 8,7 % de la producción total del país en el año 2007.

Las exigencias medio ambientales con el CO₂ cada vez van a ser mayores. Habrá una revisión de Kioto más restrictiva.

3.2. PROPUESTAS DE DIRECTIVAS DE ALMACENAMIENTO Y DE MODIFICACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN.

En la actualidad ya se están dando los primeros pasos para disponer de una legislación específica para la tecnología de captura y almacenamiento. El 23 de enero de 2008 la Comisión Europea ha propuesto una Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican las Directivas del Consejo 85/337/CEE y 96/61/CE, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE y el Reglamento CE nº 1013/2006. Un aspecto crítico derivado de esta Directiva, será la modificación de la Directiva 2001/80/CE

exigiendo que todas las nuevas instalaciones de combustión con una capacidad igual o superior a 300 MW dispongan de suficiente espacio en el emplazamiento para la futura instalación de los equipos de captura y compresión de CO₂ y que se hayan evaluado la disponibilidad de almacenes de CO₂ y redes de transporte adecuados, así como la viabilidad técnica de una adaptación posterior con vistas a la captura de CO₂. La redacción definitiva de esta modificación tendrá un impacto determinante en la viabilidad económica de esas instalaciones.

Las modificaciones suponen un ajuste de las reglas del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, de forma que el CO₂ capturado y almacenado en condiciones seguras se considera legalmente no emitido. Éste será el principal incentivo para la implantación de la CAC, pues el límite máximo anual de derechos de emisión disponible en la UE se reducirá, de aquí a 2020, en un 21 %. La reducción continuará efectuándose más allá de esta fecha y la asignación de derechos de forma gratuita va a ir disminuyendo drásticamente.

Los sectores afectados, y en particular la generación de electricidad a partir de carbón y gas, tendrán que adquirir mediante subasta la totalidad de los derechos de emisión necesarios, que serán progresivamente más escasos.

La alternativa consiste en combinar la compra de derechos con el almacenamiento del CO₂ capturado en función de los precios por tonelada de ambas opciones, habida cuenta que por las emisiones que se almacenan no hay que entregar derechos.

Cada Estado miembro será el responsable de sus autorizaciones, porque se mantiene el principio de subsidiariedad, pero habrá un marco global en toda la U.E., que intentará homogeneizar las condiciones de almacenamiento.

La Comisión Europea ha comenzado a realizar acciones para impulsar las tecnologías CAC:

- En principio, reconoce que es preciso¹ promover la construcción de un número de unidades de demostración de captura y almacenamiento de CO₂ a gran escala, constituyendo una prioridad de importancia estratégica para Europa.
- Por ello se ha decidido instaurar mecanismos de coordinación entre los proyectos y facilitar una financiación restringida en el 7ºPM para la preparación de algunos de ellos.

¹ COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES
Apoyar la demostración temprana de la producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles
{SEC(2008) 47}
{SEC(2008) 48}

- Se promueve la concesión de ayudas estatales por parte de los Estados Miembros para apoyar las actividades de demostración de la CAC, de forma que se mitiguen los costes adicionales de las demostraciones. Noruega y el Reino Unido han tomado ya iniciativas en este sentido.
- Los ingresos obtenidos por los Estados Miembros en la subasta de derechos de emisión, deberán utilizarse para ayudar, entre otras acciones, a la captura y almacenamiento del CO₂ y la I+D.

Las empresas deberán dedicar recursos sustanciales a la CAC. Según la Comisión, “cuanto más tarde el sector de la electricidad en adoptar la tecnología de la captura y almacenamiento del CO₂, más obligados se sentirán los legisladores a considerar la opción de la aplicación obligatoria de la misma como única vía para el progreso”.

El segundo período de comercio, en aplicación de la Directiva comenzó el 1 de enero de 2008 y tendrá cinco años de duración, hasta finales de 2012. En él, los límites máximos establecidos por la Comisión se sitúan en un nivel medio inferior en un 6,5 % a las emisiones de 2005.

Al final del segundo período la Comisión propone sustituir los 27 límites de derechos de emisión correspondientes a cada Estado miembro por un único límite máximo a escala de la UE. Ello supone la desaparición de los Planes Nacionales de Asignación.

Los derechos disponibles se reducirán progresivamente año a año más allá incluso del tercer período (2013-2020). En lugar de asignación gratuita se sacarán los derechos a subasta, de manera total para el sector de la electricidad.

España deberá llevar a cabo la subasta para su ámbito territorial, pero la distribución de los derechos a subastar se hará por la Comisión en gran medida en función de las emisiones históricas. A resultas de ello, se producirá una escasez de derechos en el mercado y, por consiguiente, su precio puede incrementarse. En contrapartida, no será necesario entregar derechos por las cantidades de CO₂ capturadas y almacenadas.

Por otra parte, la Propuesta de Directiva sobre Almacenamiento Geológico implica una serie de compromisos para España. En primer lugar España tiene el derecho de determinar qué zonas de su territorio podrán utilizarse para el almacenamiento de CO₂ y designar la autoridad competente para su asignación y control.

La localización de emplazamientos estará sometida a autorizaciones estrictas (permisos de exploración y permisos de almacenamiento), para garantizar que se respeten al máximo las exigencias de seguridad y de protección del medio ambiente.

Las solicitudes de autorización serán sometidas a la Comisión, que emitirá un dictamen vinculante. La autoridad competente debe velar por la realización de inspecciones para comprobar el cumplimiento de las disposiciones de la Directiva.

Como el almacenamiento geológico se extenderá a lo largo de períodos mucho más dilatados que la duración media de vida de una empresa comercial, los almacenamientos pasarán a largo plazo a estar bajo el control y responsabilidad de los Estados.

3.3 LA CAC EN EL PLAN ESTRATÉGICO EUROPEO DE TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS (SET PLAN)

En noviembre de 2007, la Comisión Europea publicó el SET Plan², un documento de visión y estrategia sobre el uso de las diferentes fuentes de energía, cuyo principal objetivo es acelerar el desarrollo y la aplicación en Europa de tecnologías energéticas bajas en carbono para hacer frente a los retos íntimamente relacionados, relativos al cambio climático, seguridad de abastecimiento y precios competitivos de la energía. Y ello ante la constatación de la escala insuficiente del esfuerzo actual en innovación en este campo.

Entre las necesidades tecnológicas identificadas en el SET Plan se encuentra la de alcanzar la disponibilidad comercial de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ a través de unidades de demostración, que presten especial atención a la mejora de rendimientos de los sistemas globales.

Entre otras actuaciones, está previsto poner en marcha a lo largo de 2008 una Iniciativa Industrial Europea sobre captura y almacenamiento que demuestre la viabilidad de centrales térmicas de cero emisiones a escala industrial incluyendo aceptación social de la tecnología. Para ello es preciso superar una serie de barreras existentes y acometer investigación y desarrollo de características tales que el escalado pueda ser muy rápido a unidades de tamaño real.

² COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL, THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A EUROPEAN STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN (SET-PLAN) 'Towards a low carbon future' {SEC(2007) 1508} {SEC(2007) 1509} {SEC(2007) 1510}

4. LAS TECNOLOGÍAS CAC Y SU ESTADO DE DESARROLLO

La industria europea está trabajando intensamente en el desarrollo de diferentes tecnologías comercialmente viables que den solución al problema de mitigación del cambio climático. Las actividades de investigación y desarrollo en tecnologías CAC tienen como objetivo inmediato la generación eléctrica y/o de calor industrial a gran escala con emisiones reducidas de CO₂ a partir de carbón, biomasa y otros combustibles fósiles con sistemas de mínimo coste, seguros y sostenibles desde el punto de vista medioambiental. El desafío en el campo de la captura de CO₂ se centra en la reducción de los costes de inversión, en minimizar el consumo de auxiliares, con el objetivo de obtener unos costes reducidos para la tonelada de CO₂ evitada y en alcanzar eficiencias de captura superiores al 90%. En cuanto al impacto sobre el rendimiento, los desarrollos buscan elevar el rendimiento de los ciclos termodinámicos, de manera que ello compense las pérdidas de energía por los procesos intrínsecos a la captura. El desafío en el campo del almacenamiento geológico es generar confianza a través de proyectos de demostración que permitan comprobar la fiabilidad a largo plazo de los tipos de almacenamiento que se están considerando.

Para facilitar el desarrollo tecnológico se están desarrollando diferentes estrategias a nivel internacional. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) crearon el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en 1988. Se trata de un grupo abierto a todos los Miembros de las Naciones Unidas y de la OMM, cuya misión consiste en analizar, de forma exhaustiva, objetiva, abierta y transparente, la información científica, técnica y socioeconómica relevante para entender los elementos científicos del riesgo que supone el cambio climático provocado por las actividades humanas, sus posibles repercusiones y las posibilidades de adaptación y atenuación del mismo. El IPCC es un organismo científico, la información que suministra en sus diversos informes a través de sus Grupos de Trabajo está basada en evidencias científicas y refleja el posicionamiento actual de la comunidad científica mundial. En ello está basada la metodología utilizada en el análisis sobre la cartera de opciones de mitigación de cambio climático en el que se otorga prioridad absoluta a las tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂.

Por otra parte, la Unión Europea basa su estrategia, a partir del análisis de los efectos del cambio climático y de los costes y ventajas de una acción en este ámbito, en la aplicación de las políticas existentes, en la elaboración de nuevas medidas en coordinación con las demás políticas europeas, en el refuerzo de la investigación, de la cooperación internacional y en la sensibilización de los ciudadanos. Entre otras medidas ha lanzado su Programa Europeo sobre el Cambio Climático (PECC). Además, la Comisión Europea junto con diferentes organizaciones, tanto empresas privadas como ONG's y organismos de investigación, ha creado la "European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ETP-ZEP)" para coordinar el desarrollo e implementación de una agenda estratégica de investigación en línea con el objetivo del 7º Programa Marco de "Centrales eléctricas con Emisiones Cero".

Como ejemplo del trabajo que están desarrollando las más importantes empresas europeas, estos son algunos proyectos concretos, en distintas fases de realización, a fecha de 2008.

Proyecto	Localización	MW	Planta Comercial	Comentarios
ZeroGen	Australia	50	2010	Integración de una planta IGCC con captura de CO ₂ y almacenamiento en formación salina
Hydrogen Energy-BP & Rio Tinto	Australia	500	2011	Primer proyecto de la recién formada empresa Hydrogen Energy (BP & Rio Tinto) para generación de energía a través del hidrógeno, usando la tecnología de CAC y combustible fósil en la central térmica de Kwinana.
GreenGen	China	250	2018	Planta IGCC con integración completa de CAC
Cachet	Europa			Desarrollo de métodos efectivos de producción de H ₂ a partir de gas natural con captura simultánea de CO ₂ , reduciendo el coste de la captura y almacenamiento de CO ₂ .
Encap	Europa			Desarrollo de tecnologías de captura precombustión. Financiado por el FP6
Hypogen-Dynamis	Europa	250	2006-2009	Proyecto co-fundado por la Comisión Europea (FP6) para la co-producción, en una central térmica, de H ₂ y electricidad a partir de combustibles fósiles con CAC
RWE	Alemania	450	2014	Construcción de una planta comercial IGCC y con CAC en pre-combustión
Vattenfall	Alemania	250	2020	En 2008 se finalizará la planta piloto de 30 MW con CAC, que se usará para desarrollar una planta comercial a mayor escala para 2020.
Mágnun	Holanda	1.200		IGCC multicombustible con CAC
Hartfiel	UK	430	2011	IGCC con CAC
Progressive Energy	UK	800	2011	Captura en una IGCC de 5 Mt CO ₂ /año para uso en EOR en el Mar del Norte

Powerfuel	UK	900	Post-2012	Planta IGCC con integración completa de CAC (en Hatfield Colliery)
E.On	UK	450	Post-2012	Planta IGCC con integración completa de CAC (en la central de gas de Killingholme)
RWE nPower	UK	1000	2016	Investigación de tecnología supercrítica, combinado con captura post-combustión en Tilbury. Es el mayor proyecto sobre CAC hasta la fecha.
Teeside	UK	870		IGCC con CAC
Carson Project	USA	500	2011	Uso de un gasificador para convertir coque de petróleo en H ₂ (para usar como combustible en un planta de 500 MW) y CO ₂ , (almacenamiento de 5 Mt/año).
FutureGEn	USA	275	2012	IGCC para producción conjunta de electricidad e H ₂ , con CAC integrados. Participación del US Department of Energy and Industry como socio.

Tabla 4. Proyectos de investigación y desarrollo en CAC

En consonancia con el movimiento general que se está originando en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en la Unión Europea, España debe ser capaz de seleccionar, planificar y ejecutar acciones que le den opciones de paliar el problema/reto de las emisiones y de ser exportadora de tecnología en este campo y de este modo competir en el terreno industrial y en el campo de la investigación. Se dispone, por lo tanto, de una gran oportunidad, si se aborda el reto planteado

4.1 CAPTURA EN PRECOMBUSTIÓN, POSTCOMBUSTIÓN Y OXICOMBUSTIÓN.

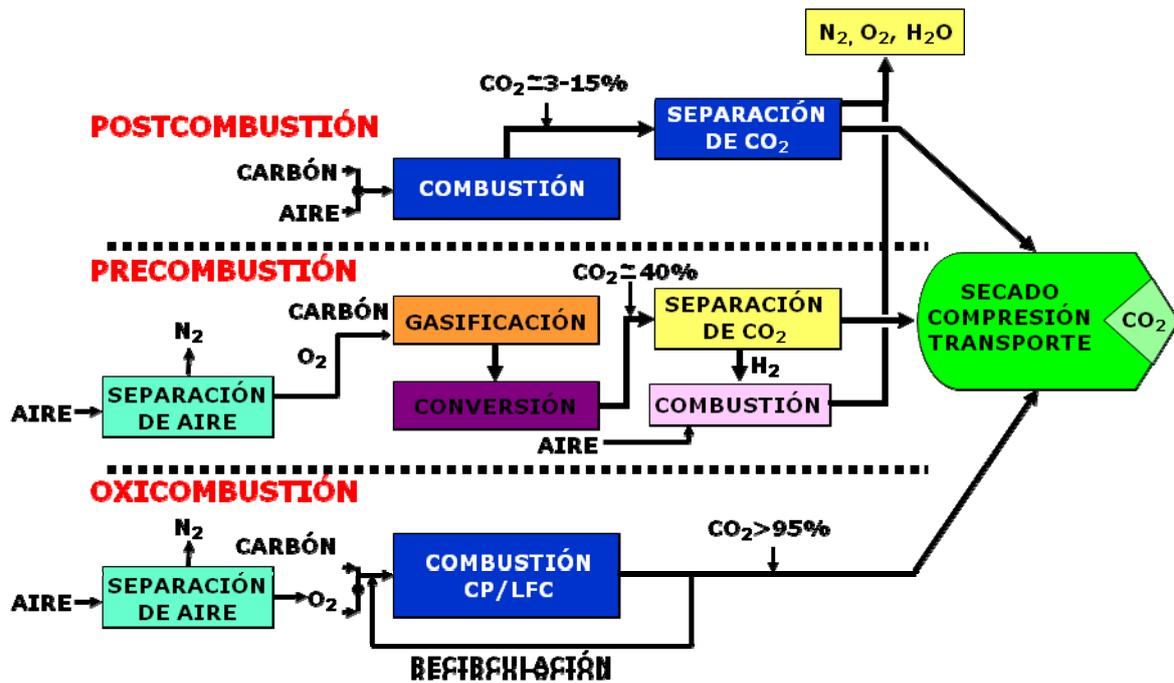
Las plantas de generación eléctrica, las cementeras, las refinerías, las acerías y otras actividades industriales reguladas por la EU ETS son responsables de más del 40% de las emisiones mundiales de CO₂. La mayor parte de estas emisiones son en forma de gases de combustión, donde la concentración de CO₂ no suele superar el 15% en volumen. La captura del CO₂ es por tanto un proceso necesario y delicado pues las fases posteriores de almacenamiento sólo son posibles si esta especie química está lo suficientemente concentrada como para que sea posible su compresión hasta alcanzar unas condiciones similares a las del estado líquido y se respeten las exigencias medioambientales que se van desarrollando.

La economía de escala hace que sólo las grandes fuentes estacionarias de emisión de CO₂ sean, hoy por hoy, las receptoras más favorables de las tecnologías de

captura de CO₂, que tiene como objetivo la obtención de una corriente concentrada en CO₂ preparada para su transporte y almacenamiento permanente.

Estos sistemas incluyen un proceso de separación de gases a gran escala que acaba generando una corriente de alta concentración de CO₂. Los sistemas de captura de CO₂ se suelen clasificar según el punto del proceso en que se realiza dicha separación de la siguiente forma:

- **Post-combustión.** El objetivo es separar el CO₂ que se encuentra diluido en el resto de componentes del gas que se obtiene al quemar con aire un combustible fósil o biomasa. La actual infraestructura energética mundial se basa en procesos mayoritariamente de combustión con aire (centrales térmicas, cementeras, refinerías etc). El nitrógeno presente del aire que sigue presente en los gases de salida, así como los propios excesos de aire introducidos en la combustión, hacen que el CO₂ aparezca muy diluido. Para estos casos, entre otros, serían aplicables los procesos de captura por postcombustión.
- **Precombustión.** El combustible debe transformarse antes de su combustión en un combustible de bajo o nulo contenido en carbono. Esto se consigue mediante procesos como el reformado con vapor de hidrocarburos líquidos y gaseosos o la gasificación de carbón o biomasa. Estos procesos producen en una primera etapa un gas de síntesis de hidrógeno, vapor de agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El monóxido de carbono (CO) reacciona con vapor de agua y se transforma en H₂ y CO₂. El CO₂ se captura y el H₂ queda disponible para una combustión que, además de producir energía aprovechable, sólo generará agua (H₂O). Las altas presiones a las que se llevan a cabo estas reacciones facilitan cualquier proceso de separación del H₂ y del CO₂ (etapa de captura). A estos sistemas se les suele reconocer una gran importancia estratégica, porque podrían alimentar la llamada economía del hidrógeno en su primera fase, o la producción de combustibles de automoción con bajo contenido en carbono, siempre que se capture y almacene el CO₂ resultante en la producción de dichos combustibles.
- **Oxicombustión.** Consiste en la combustión del combustible en presencia de oxígeno puro en lugar de aire, lo que incrementa la concentración de CO₂ en el gas y facilita su purificación final antes del almacenamiento. En este sistema de captura de CO₂, la etapa crítica es la obtención de O₂ de gran pureza a partir del aire, previo a su uso en la combustión.



En principio, no existen barreras tecnológicas infranqueables en ninguna de las tres rutas que impidan su demostración a gran escala en los próximos años. De hecho, ya se dispone de procesos industriales operando en diversos sectores (refinerías, plantas de fertilizantes, procesos de gasificación de carbón como la planta de ELCOGAS en Puertollano, plantas de separación de aire, etc.) que han demostrado durante décadas algunos de los principales componentes de las rutas anteriores. El desafío se sitúa en llevar a cabo grandes proyectos de demostración que integren los componentes en un funcionamiento conjunto a la escala adecuada y con rendimientos energéticos adecuados. Los costes de captura de CO₂ con estas tecnologías ya existentes suelen suponer unas 3/4 partes del coste total de mitigación por CAC. Las penalizaciones energéticas se sitúan entre 8 y 10 puntos netos de rendimiento en centrales térmicas con captura de post-combustión (o lo que es lo mismo, un 15-25% de aumento de consumo de recursos fósiles por unidad de energía útil producida). Por lo tanto es importante llevar a cabo actuaciones con la finalidad de mejorar la eficiencia energética.

En todos los casos se requerirá una etapa final de compresión del CO₂ producto hasta condiciones supercríticas, típicamente más de 7,3 MPa, para su transporte y almacenamiento geológico a una profundidad tal que el CO₂ pueda mantener ese estado.

La Tabla 5 compara las diferentes tecnologías a partir de sus características principales.

TECNOLOGÍA	APLICABLE A			NO REQUIERE	
	Carbón pulverizado existente	Plantas nuevas preparadas para captura	Fracción del caudal de gas de combustión	Oxígeno	Captura de CO ₂ antes de compresión.
POST	X	X	X	X	
PRE		X, poco probable	X, poco probable		
OXI	X, con reservas				X

Tabla 5. Comparación de características principales de las tres vías de captura de CO₂.

La vía POST puede emplear para la separación del CO₂ de los gases de combustión diversas tecnologías de captura utilizadas en la actualidad en la industria química y de procesado del gas natural, utilizando absorbentes que reaccionan químicamente con el CO₂. Para las escalas tan extraordinariamente grandes que será necesario manejar existen diversas formulaciones de mezclas absorbentes basadas principalmente en el uso de aminas que parecen potencialmente aplicables, aunque las características del gas de combustión requeridas para evitar degradaciones irreversibles de las aminas obligarán a remodelaciones de los equipos de NO_x y de SO_x previos para incrementar notablemente su eficiencia.

La vía PRE requiere que el gas producto de la gasificación sea tratado en un reactor de desplazamiento para producir una mayor cantidad de H₂ con respecto al conseguido en la gasificación y la oxidación del CO a CO₂, que deberá ser depurado y separado para su compresión, generando una corriente de H₂. En centrales térmicas este H₂ se aprovecha conduciéndolo a una turbina de gas adecuada para su combustión en condiciones de alto rendimiento.

La vía OXI supone la combustión del carbón con una corriente de comburente constituida por una mezcla de oxígeno y gas de recirculación, que presentaría un contenido en O₂ del orden del 30% para conseguir temperaturas de hogar similares a las de combustión convencional. Los gases ricos en CO₂ resultantes se tratan posteriormente a la salida de caldera para alcanzar la composición y condiciones necesarias para el transporte mediante una combinación de etapas de depuración, enfriamiento y compresión.

Desde el punto de vista económico, las tres tecnologías llevan asociados unos

mayores costes de inversión y de operación que las plantas convencionales homólogas, con penalizaciones importantes derivadas de la compresión del CO₂, la separación del oxígeno del aire para PRE y OXI y la captura de CO₂ en POST y PRE.

Existen numerosos trabajos que han cuantificado en términos de rendimiento las penalizaciones citadas, que oscilan entre un 8 y un 10% según las alternativas. El resultado final es que los rendimientos sobre PCI son típicamente del 33 ÷ 35% en las plantas que incorporen cualquiera de las tres tecnologías.

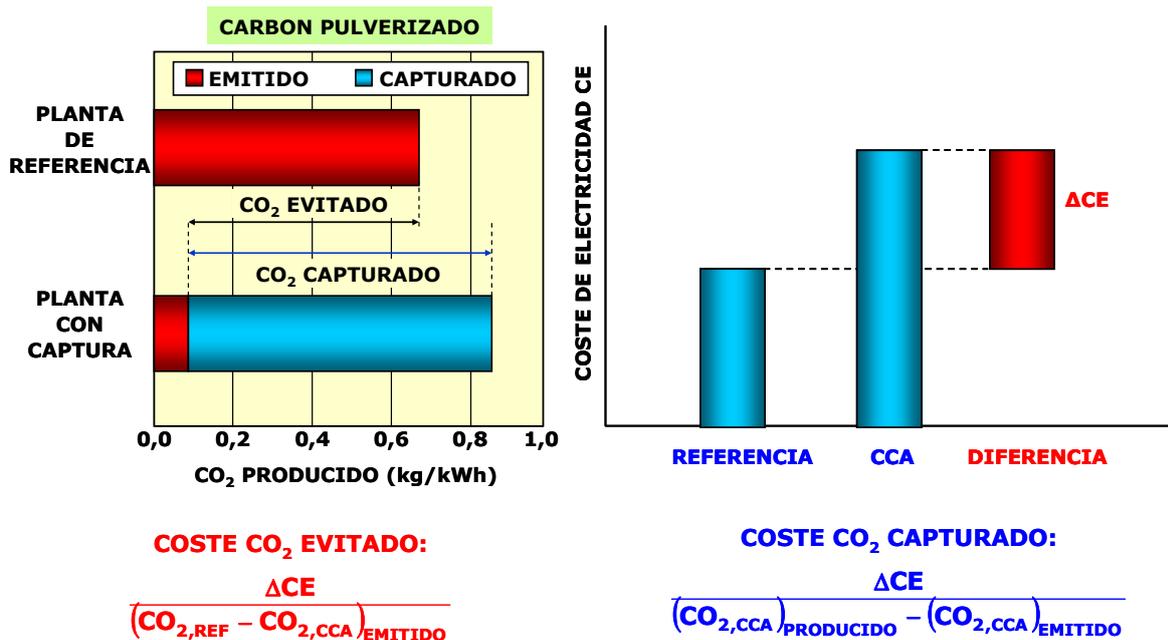


Figura 2. CO₂, evitado, capturado y sus costes

La Figura 2 ilustra los términos CO₂, evitado y CO₂, capturado

Cabe hacer las siguientes observaciones:

1. Las tecnologías de captura deberán encontrar su mejor campo de aplicación en centrales avanzadas, con rendimientos elevados, en las que las penalizaciones son menores en términos relativos.
2. Los trabajos de investigación y desarrollo deben ir dirigidos a reducir el diferencial CO₂, capturado - CO₂, evitado mediante la disminución de las penalizaciones en el rendimiento. Por ejemplo, la producción de oxígeno en PRE y OXI requiere en una unidad criogénica o VPSA convencional 200 kWh/t CO₂ frente a los 30 kWh teóricamente necesarios para comprimir el oxígeno de 0,21 a 1 atm, nivel necesario para separación por membranas.
3. En la medida en que el rendimiento en los procesos de separación en

POST y PRE se vea incrementado se reducirá el diferencial (CO_2, CCA) PRODUCIDO - (CO_2, CCA) CAPTURADO. (Figura 3).

4.2 TRANSPORTE DE CO_2

Tras su captura en la instalación industrial, el CO_2 debe ser posteriormente comprimido, transportado y finalmente inyectado en la formación geológica que permita su almacenamiento por tiempo indefinido. El sistema debe ser optimizado para posibilitar el almacenamiento de millones de toneladas de CO_2 por año.

El CO_2 se comprime hasta que alcanza las propiedades de un fluido denso que ocupa un volumen significativamente más pequeño que un gas. Una vez que el CO_2 ha sido separado del gas de proceso en la instalación industrial, la corriente resultante, altamente concentrada en CO_2 es secada y comprimida para conseguir que la operación de transporte y almacenamiento resulte más eficiente.

El secado de la corriente es necesario para evitar por un lado la corrosión de los equipos y las líneas y, por otro, la formación de hidratos (cristales sólidos de hielo) en condiciones de alta presión, que pueden obstruir y erosionar los equipos y las líneas.

La compresión y el secado se llevan a cabo en un proceso de varias etapas con ciclos repetidos de compresión, enfriamiento y separación de agua. Las condiciones de presión, temperatura y humedad de las corrientes deben ser adaptadas a las condiciones de transporte y a los requerimientos de presión del lugar de almacenamiento. Las variables fundamentales para el diseño de la instalación de compresión son el caudal de gas a tratar, las presiones en la aspiración y en la descarga del/los compresor/es, capacidad calorífica del gas y rendimiento del compresor. La tecnología necesaria para la compresión está disponible y está siendo usada ampliamente en muchos campos de aplicación industrial.

El CO_2 comprimido puede ser transportado posteriormente hasta el punto de almacenamiento por dos vías: por barco o por tuberías. El transporte en barcos cisterna actualmente se lleva a cabo para usos industriales sólo a muy pequeña escala (10.000-15.000 m^3), pero podría llegar a ser una opción atractiva en el futuro para proyectos de CAC en los que una fuente situada en las cercanías del mar se encontrase muy alejada de un almacenamiento adecuado. En particular, los sistemas semirefrigerados combinan el enfriamiento y la compresión, de modo que el CO_2 puede ser transportado en fase líquida.

Los modernos barcos LPG pueden llegar a transportar volúmenes de hasta 200.000 m^3 , lo que equivale a 230.000 t de CO_2 en las condiciones de transporte. Sin embargo el transporte por barco dificulta la logística de los flujos y precisa de almacenamientos intermedios de gran volumen.

El transporte por tubería es el método que tradicionalmente se ha empleado para transportar el CO_2 hasta las instalaciones de inyección en pozos de gas o petróleo parcialmente agotados para recuperar el combustible residual que aun albergan

mediante la tecnología EOR (Enhanced Oil Recovery). En la actualidad hay instalados aproximadamente 3.000 km de tuberías en el mundo para este fin, la mayor parte de ellas en estados Unidos. Este método resulta más económico que el transporte por barco y además presenta la ventaja de posibilitar un flujo continuo de gas desde la planta de captura hasta el punto de almacenamiento.

Las líneas de transporte de CO₂ existentes operan todas a alta presión, de modo que el gas circule en condiciones supercríticas, bajo las cuales se comporta como un gas, pero con la densidad de un líquido. Los factores que determinan el caudal de transporte máximo de una línea son el diámetro, la presión que va a soportar a lo largo de su recorrido y el espesor de la pared del conducto.

Cuando el CO₂ llega al punto de almacenamiento debe ser inyectado a presión en la formación geológica que vaya a albergarlo. La presión de inyección tiene que ser mayor que la del almacenamiento para posibilitar la difusión del gas una vez llegue al punto de liberación en el subsuelo. El número de pozos de inyección necesarios será función de la cantidad de CO₂ a almacenar, del caudal de inyección, de la permeabilidad y espesor del almacén, de la máxima presión de inyección segura y del tipo de pozo.

4.3 ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO. SOSTENIBILIDAD DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO A LARGO PLAZO.

Existen diversos mecanismos potencialmente viables para el almacenamiento (“geotrapamiento”) de CO₂, de naturaleza física o química:

Físicos (inmovilizan el CO₂ como gas libre o supercrítico)

- Entrampamiento estático (static trapping). Trampas estructurales, estratigráficas y cavidades excavadas en roca.
- Entrampamiento residual de gas (residual-gas trapping). Espacio del poro irreductible.
- Entrampamiento hidrodinámico (hydrodynamic trapping). Migración a muy baja velocidad.

Químicos

- El CO₂ se disuelve en el fluido subterráneo (solubility and ionic trapping).
- El CO₂ reacciona químicamente con la roca matriz de la formación geológica (mineral trapping).

- El CO₂ es adsorbido en las paredes del sistema poroso del carbón (adsorption trapping).

El almacenamiento geológico de CO₂ se plantea conceptualmente en formaciones rocosas muy porosas, permeables y profundas (> 800 m) recubiertas por niveles geológicos impermeables, roca sello, que impidan la fuga del CO₂ allí inyectado o en otras, que sin cubrir esos requisitos, provoquen su inmovilización, una vez inyectado en ellas.

Para el almacenamiento se contemplan, en términos generales, tres diferentes ámbitos geológicos:

- Yacimientos agotados de gas o petróleo (o estructuras geológicas equivalentes aunque no hayan sido productoras de estos recursos).
- Formaciones permeables profundas de agua salada, siendo recomendable evitar la denominación más formal de “acuíferos salinos profundos”.
- Capas profundas o no explotables de carbón.

Estos ámbitos geológicos se encuentran, fundamentalmente, en cuencas sedimentarias ya sean terrestres (on-shore) o marítimas (off-shore).

Aunque los citados no son los únicos, sí son los más estudiados como reales y potenciales almacenes geológicos de CO₂. La Figura 3 recoge el clásico esquema de todos ellos.

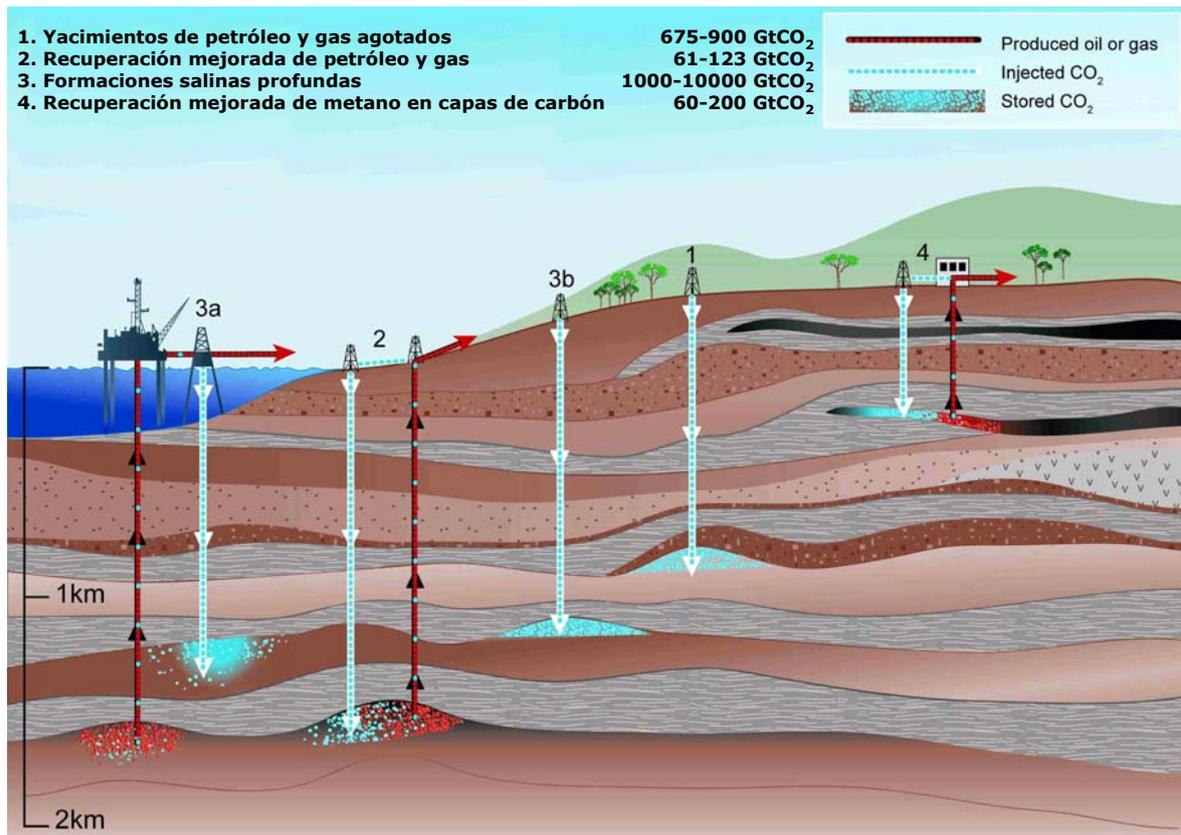


Figura 3. Potenciales almacenes geológicos de CO₂

Es evidente que los yacimientos total o parcialmente agotados de gas o petróleo, al tratarse de formaciones rocosas porosas, permeables y con un sello estructural o estratigráfico que han demostrado su capacidad de retención de fluidos a escala de tiempo geológico, son los candidatos ideales para estos almacenamientos ya que ofrecen mayor seguridad actual y, por consiguiente, una utilización actual más factible. Esta situación no es tan inmediatamente aceptada para las formaciones permeables profundas de agua salada.

Yacimientos de Petróleo y Gas

Como se ha indicado, a nivel mundial los yacimientos de gas y petróleo son la primera opción que se plantea como potencial almacén geológico de CO₂, tanto en el caso de yacimientos agotados, como en fase de agotamiento.

Sus ventajas principales son:

- Trampas geológicas (estructurales o estratigráficas), que han demostrado su eficacia y seguridad a lo largo de millones de años.
- Mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas y petrofísicas de la trampa y sello

- Existencia de estudios y validaciones de modelos específicos de predicción del comportamiento dinámico de los fluidos naturales presentes en el yacimiento.
- Existencia de una infraestructura industrial ya desarrollada (sondeos, bombas de inyección, instalaciones de superficie, etc.) y posibilidad de adaptación a las nuevas necesidades.
- En el caso de yacimientos parcialmente agotados, posibilidad de mejora de la relación coste/beneficio debido al incremento de producción del crudo o gas.

Como inconvenientes:

- Su distribución escasa y limitada.
- Falta de idoneidad de una fracción de los yacimientos de petróleo y gas (agotados o parcialmente agotados) para la inyección de gas (recuperación terciaria) debido a a) colmatación del espacio poroso de la roca almacén con fluidos durante el proceso de producción del petróleo, b) interrupción de las vías de flujo en la roca almacén debido a la presión del gas inyectado, c) mayor probabilidad de presencia de fugas a través de los pozos abandonados debido a deficiencia en el sellado de sondeos y d) presiones y temperaturas no adecuadas para alcanzar el estado crítico del CO₂.

Formaciones permeables profundas de agua salada

Las formaciones permeables profundas de agua salada se encuentran a mayores profundidades que las que contienen agua dulce y, debido a su elevada salinidad, su aprovechamiento como recurso hídrico está descartado.

Ventajas:

- Son las formaciones con mayor capacidad de almacenamiento (rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen un fluido salino (salmuera) en el espacio poroso intergranular, caso de las areniscas, o en fracturas, espacio poroso y cavidades de disolución (en los carbonatos).
- Posibilidad de existencia de una trampa geológica (estructural o estratigráfica) que ha demostrado su eficacia en la retención de fluido salino.

Desventajas:

- Menor conocimiento geológico de las formaciones que en el caso de yacimientos de petróleo, gas y carbón.
- Necesidad de ejecución de infraestructuras de superficie y subsuelo.

Capas profundas de carbón

La capacidad de “geoatrapamiento” por adsorción de diversos gases como el metano, el dióxido de carbono, el nitrógeno, etc., en la superficie de las paredes del sistema poroso del carbón, bajo determinadas condiciones de presión y temperatura, pone de manifiesto el potencial que tienen este tipo de yacimientos como potenciales almacenes de CO₂.

Ventajas:

- Mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas y petrofísicas de las cuencas carboníferas del mundo.
- Presencia de una infraestructura ya desarrollada (sondeos, bombas de inyección, instalaciones de superficie, etc.) con posibilidad de ser adaptada a las nuevas necesidades.
- Posibilidad de mejora de la relación coste/beneficio del proyecto, en el caso que los yacimientos de carbón tengan metano (ECBM).
- Existencia de estudios y experiencias de monitorización en los procesos de recuperación de metano del carbón.

Desventajas:

- Los problemas de inyección de CO₂ y la disminución de la permeabilidad, es una característica propia de los carbones.

Ventajas del Almacenamiento Geológico

La razón por la que el almacenamiento geológico debe realizarse a profundidades de cientos de metros estriba en la necesidad de recurrir a unas condiciones de presión y temperatura en las que el CO₂ ocupe un volumen mínimo y, en consecuencia, sea necesario un menor volumen de roca almacén

Las condiciones óptimas teóricas se consiguen a 31,1°C de temperatura y a 7,38 MPa de presión (presión factible a unos 800 m de profundidad en el subsuelo); correspondientes a las del punto crítico del CO₂ y en ellas se comporta como un líquido con una densidad crítica de 467 kg/m³, muy superior a la de 1,97 kg/m³ que muestra en condiciones normales de superficie. En condiciones normales, 1t de CO₂ ocupa 505 m³. En las condiciones óptimas mencionadas ocupa 2,1 m³. Como ejemplo, el volumen de

roca almacén requerido para almacenar 1t de CO₂ sería de 17,5 m³, si su porosidad fuese del 15%, el gradiente geotérmico 30°C/km, y la presión de los fluidos 7,5 MPa con un desplazamiento del 80%. Compárese esta cifra de 17,5 m³ con los 505 m³ iniciales

En resumen, en función de los volúmenes a almacenar, la solución actual más viable se dirige al uso industrial del subsuelo donde pueden encontrarse almacenes naturales de km³ de capacidad, es decir, formaciones geológicas favorables para esta finalidad.

Sostenibilidad del almacenamiento geológico a largo plazo.

En la medida que las tecnologías CAC dependen de la utilización de combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas natural), no puede decirse que sean tecnologías “sostenibles”, sino más bien una solución intermedia para la protección medioambiental, sujeta a determinadas condiciones:

- 1)** La sostenibilidad del almacenamiento geológico de CO₂ está ligada a las tasa de fuga las emisiones, de forma tal que la suma de las emisiones de CO₂ procedentes de los almacenamientos industriales más otras emisiones antropogénicas y las naturales de gases efecto invernadero no pueden exceder las concentraciones de CO₂ atmosférico compatibles con la pretendida limitación de la temperatura media global a 2°C.
- 2)** La disponibilidad de la capacidad de almacenamiento de CO₂ para gestionar las emisiones industriales hasta que los combustibles fósiles puedan ser sustituidos por fuentes energéticas sostenibles, es una condición previa y necesaria de la sostenibilidad, pero no suficiente.

Los valores límites de las fugas en cada almacenamiento de CO₂ se tendrán que establecer con arreglo a las concentraciones máximas admisibles de CO₂ a ras de suelo o en los acuíferos superficiales que puedan verse afectados por los escapes, rutinarios o accidentales, desde el almacenamiento.

El IPCC Special Report sobre almacenamiento geológico de CO₂ (IPCC, 2005) no explicita valores de las tasas de fuga aceptables, pero es posible establecer de modo tentativo valores partiendo del objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 2°C y de los escenarios de emisión definidos por el propio IPCC en su Special Report sobre Escenarios de Emisión (IPCC, 2000).

Las emisiones acumuladas de los escenarios SRES (Special Report Emission Scenarios) para 1990-2100 varían entre las 1000 Gt CO₂ y las 2200 Gt CO₂ y para cumplir el objetivo de los 2°C de incremento límite de la temperatura global, las emisiones acumuladas a la atmósfera desde el momento actual no deben exceder las 500 Gt CO₂ (Meinshausen, 2.006). Un escenario intermedio supondría unas emisiones del orden de las 1.500 Gt CO₂ en 2.100, por lo que a esa fecha, deberían haberse mitigado unas 1.000 Gt CO₂. Esta sería la cantidad de CO₂ a almacenar globalmente.

Si se establece un periodo de retención de 1000 años como base de diseño para la aceptación de un almacenamiento geológico, la tasa de fuga sería del 0,1% anual, lo que supondría un escape incontrolado de 1 Gt CO₂ cada año, por término medio.

Una emisión acumulada de 1 Gt CO₂ por año no es compatible con el criterio de los 2°C. Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes acerca de la sensibilidad climática, la tasa de fuga de los almacenamientos geológicos de CO₂ no debería exceder una décima parte de la anteriormente calculada, es decir, una tasa anual del 0,01%, que se corresponde con un periodo de retención de 10.000 años. Por lo tanto, el almacenamiento geológico de CO₂ sólo podría considerarse como una tecnología de mitigación sostenible si puede garantizarse un periodo de retención efectivo de al menos 10.000 años

5. IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO SOBRE EL SISTEMA ENERGÉTICO

5.1 SOBRE LA GENERACIÓN

Centrándonos en la producción de energía eléctrica, campo prioritario de aplicación de la CAC, las predicciones de la Comisión Europea indican que el carbón continuará siendo en 2030 un componente de primera magnitud en el conjunto de fuentes de energía primaria, como muestra la Figura 4. En el catálogo de políticas necesarias para contribuir a una generación de electricidad con menor impacto ambiental, la captura y almacenamiento formando parte de las denominadas centrales térmicas de cero emisiones se revela absolutamente imprescindible.

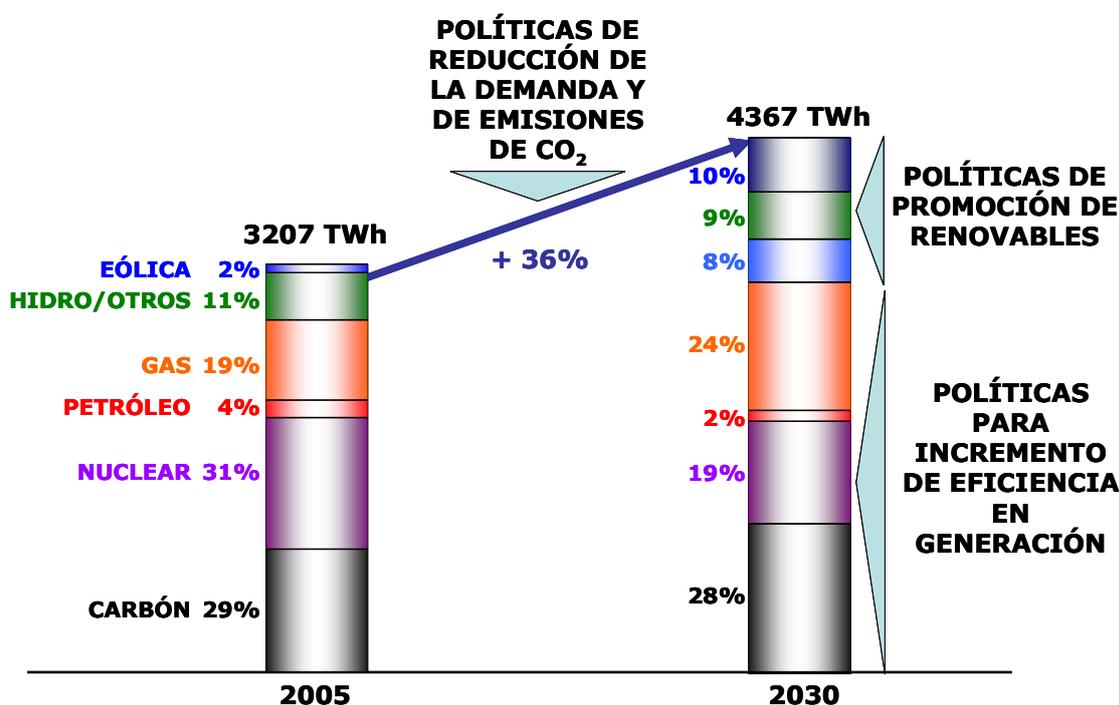


Figura 4. Predicción del crecimiento de la generación de energía eléctrica en la Unión Europea en 2030.

(Fuente: Wall, T. F.: Combustion Processes for carbon capture)

El Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (SET-Plan) resume los resultados de la evaluación de las distintas opciones a contemplar para avanzar hacia un futuro energético bajo en carbono.

En relación con las centrales térmicas que incorporan captura se estima una penetración potencial para 2020 de 5 a 30 GWe y para 2030 de 90 a 190 GWe. Para ello se requiere que los proyectos de demostración a gran escala que se contemplan

en la Unión Europea entre 2015 y 2020 se completen con éxito (Figura 5). El grado real de penetración de las tecnologías dependerá además del marco regulatorio, las restricciones medioambientales y el grado de desarrollo de la red de transporte de CO₂, entre otros factores.

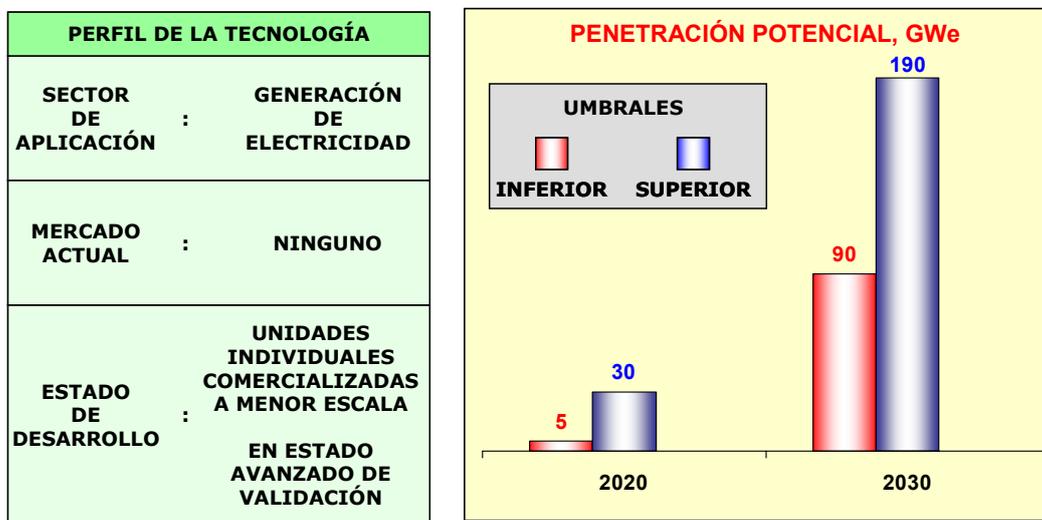


Figura 5. Perfil y penetración potencial de la captura de CO₂ en el sector eléctrico de la Unión Europea.

(Fuente: SET Plan Europeo)

En la actualidad, una fracción importante de las unidades de proceso necesarias para las centrales con captura se utilizan comercialmente, bien que a escalas considerablemente menores que las necesarias. Existen en construcción unidades piloto grandes (decenas de MWt, como se ha indicado), que permitirán abordar la citada generación de unidades de demostración.

Resulta de interés analizar someramente el concepto de “plantas preparadas para captura” (capture-ready coal plants), aplicable a centrales de carbón de nueva construcción en los próximos años, antes de que la tecnologías de captura estén en un estado que permita su utilización. Una planta puede considerarse preparada para captura si en algún momento de su vida útil pueden incorporarse tecnologías de captura y almacenamiento manteniéndose una rentabilidad económica que permita su operación comercial. El concepto es aplicable a centrales de carbón pulverizado y de gasificación integrada con ciclo combinado siendo la primera vía más atractiva económicamente en escenarios con precios reducidos del CO₂ y la segunda con precios más elevados. Su aplicación pasa por realizar un diseño e implantación capaces de albergar las unidades complementarias y admitir las modificaciones de las unidades preexistentes.

En España, UNESA publicó en Diciembre de 2007 su “Prospectiva de Generación Eléctrica 2030”. Se han considerado cuatro posibles equipamientos de nueva potencia de base más uno adicional mixto para satisfacer la demanda eléctrica y

las puntas de potencia previstas en esa fecha. La nueva potencia instalada con carbón y CAC deberá estar entre 3.900 MW (caso mixto) y 6.500 MW (caso carbón prioritario), en unos escenarios en los que la participación de las energías renovables se mantiene en el 35% de la producción durante la década 2020-2030.

5.2 SOBRE LAS EMISIONES DE CO₂

En la actualidad, el sector eléctrico genera aproximadamente el 40% de las emisiones de CO₂ de la Unión Europea. Es presumible que, como consecuencia de la puesta en servicio de centrales térmicas avanzadas más eficientes (45 a 48% de rendimiento sin captura), las emisiones de CO₂ se reduzcan en un 8% aproximadamente a largo plazo, pero ello depende de la renovación del parque de generación con carbón europeo.

El impacto favorable más significativo deberá venir inexcusablemente de centrales de cero emisiones con captura típicamente del 85-90% del CO₂ generado. Los datos de la Figura 6 muestran que estas centrales pueden evitar la emisión de un máximo de 700 Mt/a de CO₂ en 2030, en función de la fecha de puesta en servicio de las tecnologías. El CO₂ acumulado evitado para el periodo 2010 a 2030 podría alcanzar las 4,7 Gt de CO₂.

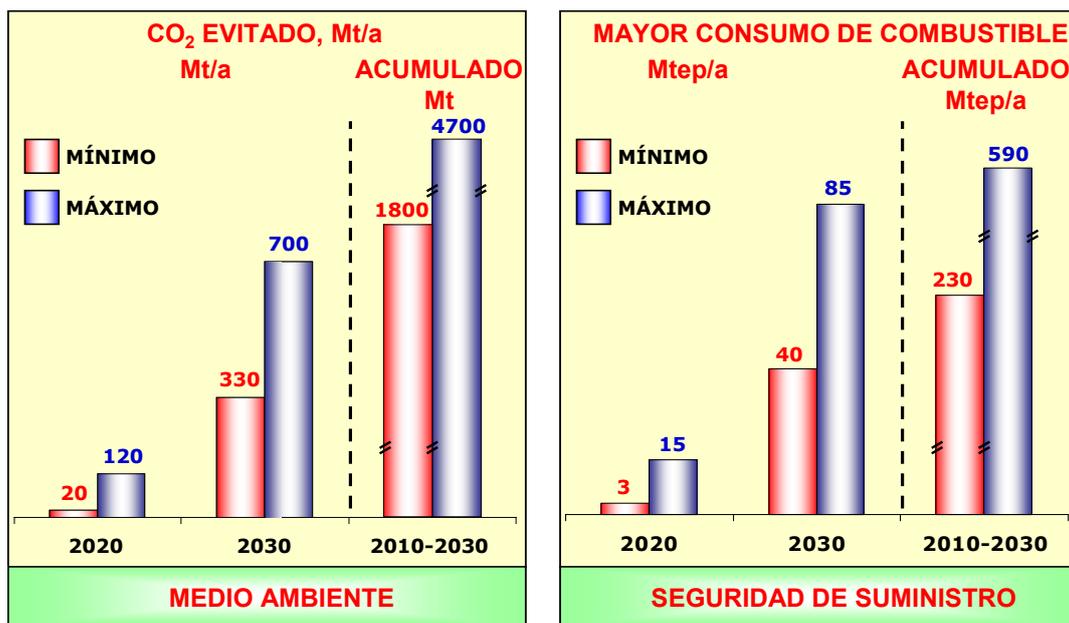


Figura 6. Impactos esperables de la implantación de procesos de captura de CO₂ en el parque de generación de la Unión Europea. (Fuente: SET Plan Europeo)

5.3 SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Es presumible que la implantación de instalaciones con CAC vaya asociada a un incremento del consumo de carbón por razones económicas y derivada de su menor impacto ambiental. No obstante el menor rendimiento de las centrales de este tipo llevará a consumos específicos de combustible más elevados. En el supuesto de alcanzarse la máxima penetración potencial de las tecnologías se tendría un aumento

del consumo de hasta 85 Mtep/a en 2030 con una cifra acumulada de unos 590 Mtep para el periodo 2010-2030 (Figura 6).

No obstante, habida cuenta que las reservas de carbón están distribuidas de forma más amplia en el planeta que las de otros combustibles convencionales, no se requieren vías de suministro tan rígidas y dado que el carbón se comercializa en mercados globales y líquidos, este mayor consumo puede no afectar de forma negativa a la seguridad de suministro. Por otra parte, ante un presumible incremento de los precios por la creciente demanda, es posible que la Unión Europea pueda recuperar la explotación de recursos que actualmente no son viables económicamente.

5.4 SOBRE LA COMPETITIVIDAD

Es esperable que los rendimientos de plantas con captura de la primera generación sean próximos al 35%, con una ligera ventaja a favor de la opción de captura PRE. El diferencial podría reducirse con respecto a las plantas sin captura de tecnología similar a menos de 8 puntos porcentuales. Las inversiones específicas necesarias (1.700 a 1.800 EUR/kW) podrían reducirse entre un 10 y un 25% para la segunda generación de centrales (2030) (Figura 7).

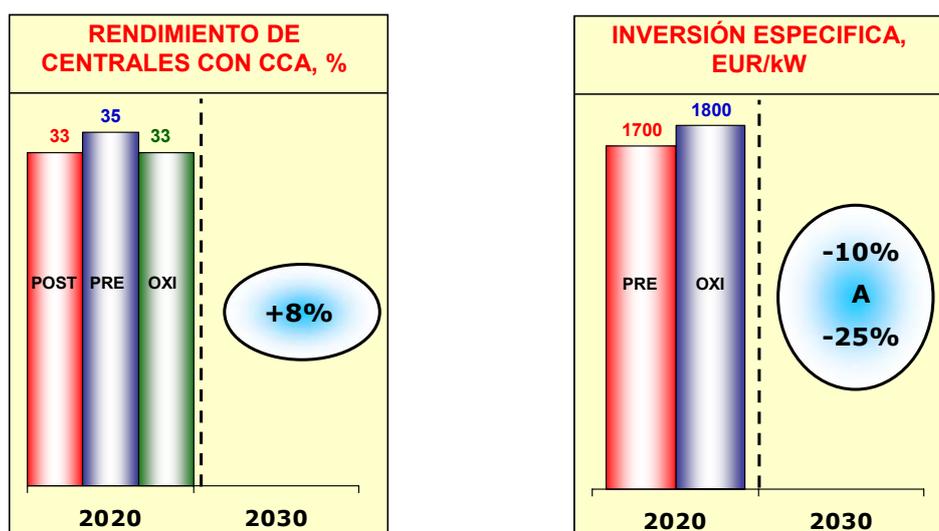


Figura 7. Rendimientos e inversiones específicas de centrales con captura de CO₂ en la Unión Europea. (Fuente: SET Plan Europeo)

A resultados de la anterior se producirá un impacto en los costes de generación de la electricidad que la Plataforma Europea de Cero Emisiones concreta en el intervalo 53-58 €/MWh para 2020 (carbones duros) frente a algo menos de 40 para centrales sin captura con un coste evitado entre 22 y 25 €/t.

En las Figuras 8 y 9 se recogen las previsiones de costes de CO₂ evitado que han sido estimados en el informe Mc Kinsey, elaborado por encargo de la Plataforma Europea de Cero Emisiones y publicado en Septiembre de 2008. Se fijan unos costes globales de todo el ciclo captura-transporte-almacenamiento para las nuevas plantas de demostración, sin distinción de tecnologías aplicadas, que pueden oscilar entre los

60 y los 90 €/t. A medida que las tecnologías vayan alcanzando su madurez la horquilla de costes se iría reduciendo, de modo que las previsiones para las primeras unidades comercializadas a partir de 2020 podrían alcanzar unos costes de 35-50 €/t y las plantas correspondientes a la fase comercial madura se situarían en torno a 30-45 €/t.

En la Figura 9 se recoge el desglose para las diferentes etapas de captura, transporte y almacenamiento de estos costes para la etapa comercial. Se puede observar cómo la captura representa aproximadamente el 70% de los costes totales del ciclo CAC.

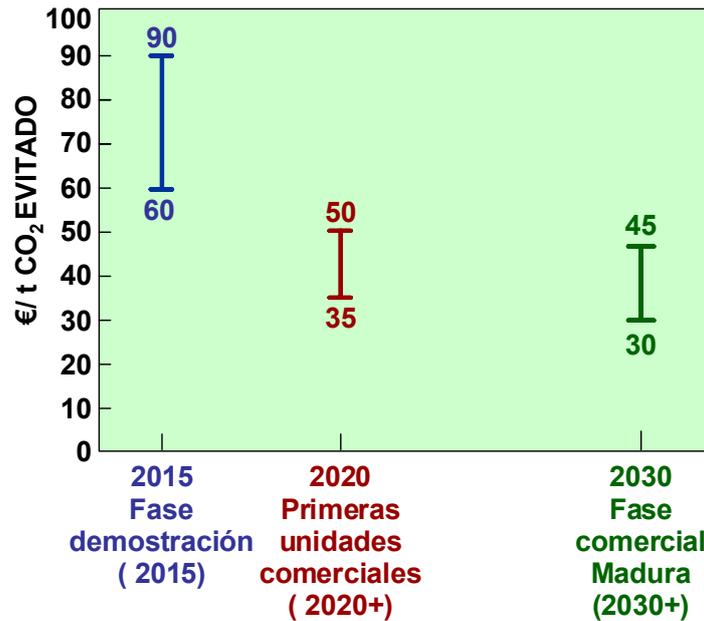


Figura 8. Costes previstos para el CO₂ evitado.

(Fuente: Carbon Capture&Storage: Assessing the Economics. The McKinsey Company. September 2008)

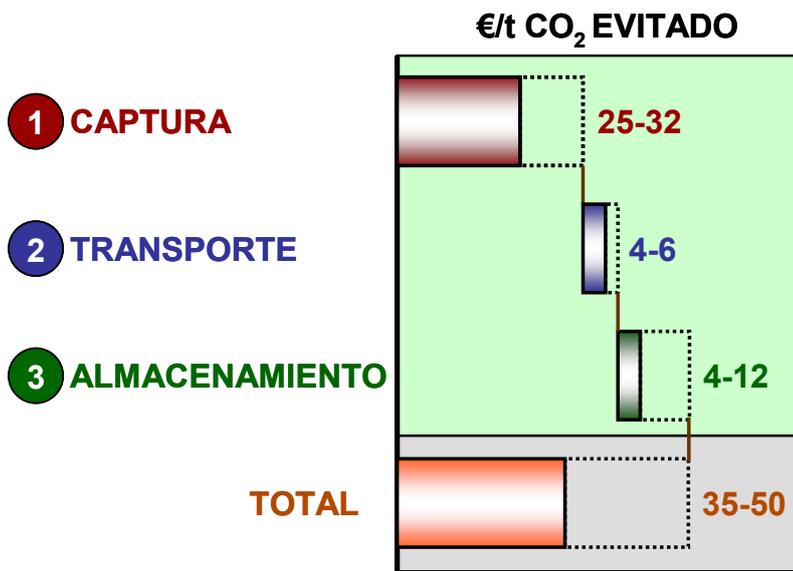


Figura 9. Desglose del coste total del CO₂ en primeras unidades comerciales
 (Fuente: Carbon Capture&Storage: Assessing the Economics. The McKinsey Company. September 2008)

Para la Comisión Europea la penetración de las tecnologías de captura en el escenario de máximos llevaría a un incremento del precio global de producción de electricidad de hasta un 5,5% en 2030, con respecto al valor de referencia sin captura.

En este escenario no resulta evidente la predicción de la magnitud del efecto sobre la competitividad de la economía europea. Desde otro punto de vista, el desarrollo en Europa de tecnologías de captura y almacenamiento puede contribuir a su liderazgo en el mercado aumentando el potencial de exportaciones y creando nuevas oportunidades de negocio.

No obstante, este último aspecto está ligado a la asunción de compromisos concretos de limitaciones de CO₂ por países desarrollados (Estados Unidos) o en vías de desarrollo, (China e India), por razones distintas. En el primer caso el proceso posiblemente se dilate hasta disponer de tecnologías propias a costes competitivos y en el segundo por la decisión de no soportar los costes adicionales de generación de electricidad que la captura supone.

6. CONTRIBUCIÓN DE LA CAC A LA SOSTENIBILIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL

6.1 POSICIÓN DE LA PLATAFORMA EUROPEA DE CERO EMISIONES (ZEP) Y EL FLAGSHIP PROGRAMME

La ZEP es una coalición integrada por productores de electricidad, compañías tecnológicas europeas, instituciones científicas y algunas organizaciones ecologistas, que promueve de forma muy activa la implantación de la CAC en Europa.

La ZEP ha recomendado a la Comisión Europea la necesidad de poner en marcha mecanismos para estimular la construcción y operación para el año 2015 de hasta 12 plantas de producción de energía eléctrica de demostración a escala real, los que se ha denominado el Flagship Programme de la Plataforma.

La finalidad de la puesta en marcha de estas instalaciones es la de llegar a conocer la viabilidad tecnológica de las diferentes alternativas de tecnologías CAC, obtener los costes de la electricidad libre de emisiones de CO₂ a partir de combustibles fósiles y conocer el precio del derecho de emisión que haría viable económicamente las centrales con CAC.

Las empresas pertenecientes a la ZEP se han comprometido a invertir en centrales con CAC, pero aspiran a que haya financiación pública procedente de los ingresos de la subasta de derechos de emisión o de un pago, bien sea por tonelada de CO₂ capturado y almacenado o por MWh “limpio” puesto en red.

6.2 POSICIÓN DE LA PLATAFORMA ESPAÑOLA Y LA ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL CO₂

La Plataforma Tecnológica Española y la Asociación Española del CO₂ surgen como dos entidades impulsoras de la implantación de las tecnologías CAC en España, en consonancia con el movimiento general que se está originando en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en la Unión Europea. Según el documento de despliegue estratégico de la Plataforma, España debe ser capaz de seleccionar, planificar y ejecutar acciones que le den opciones de paliar el problema/reto de las emisiones y de ser exportadora de tecnología en este campo y de este modo competir en el terreno industrial y en el campo de la investigación. Se dispone, por lo tanto, de una gran oportunidad, si se aborda el reto planteado, al que la Plataforma propone se sumen los entes de la sociedad española necesariamente más involucrados: población, industria, investigación y gobierno.

Para cumplir sus objetivos (cuya visión se puede resumir así: “Contribuir a la mejora de la eficiencia energética y al desarrollo de tecnologías de captura, transporte, almacenamiento y uso de CO₂, y a su implantación en la industria, para que España cumpla sus compromisos de reducción de emisiones.”), la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ incluye en su estructura organizativa cinco Grupos de Trabajo. Éstos

desarrollan los aspectos específicos relativos a su área de especialización. Inicialmente los grupos que se han definido y que vienen trabajando en su área respectiva son: Grupo de Reducción y Captura, Grupo de Uso y Almacenamiento, Grupo de Infraestructuras, Grupo de Aspectos Regulatorios y Grupo de Difusión e Información.

Estos grupos son los encargados, de elaborar informes y llevar a cabo trabajos que ayuden a desarrollar lo establecido en la visión estratégica de la Plataforma en relación con la creación e impulso de una red de tecnologías de reducción a través de la eficiencia energética, captura, transporte y almacenamiento del CO₂. Pueden formar parte de los grupos de trabajo las empresas, instituciones, organismos de investigación, universidades y todos los grupos de interés social que quieran aportar su disponibilidad, conocimientos y puntos de vista en esta materia.

De esta forma, la misión de la Plataforma abarca todos los aspectos de la Tecnología de CAC, tal y como se describe en el Documento de Visión de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (Marzo 2008)

6.3 POSICIÓN DE LOS SECTORES INDUSTRIALES (ELÉCTRICAS, REFINO, CEMENTO, PETROQUÍMICA,...) Y SOCIALES.

6.3.1 POSICIÓN DE LOS PRODUCTORES ELÉCTRICOS

El sector eléctrico muestra gran interés por favorecer el rápido desarrollo tecnológico y la puesta en mercado de las tecnologías CAC como elemento indispensable para asumir la reducción de emisiones de CO₂ que se le exigirá en los próximos años, si bien muestra su preocupación por los costes que será necesario afrontar tanto para la etapa de desarrollo como de implantación.

Las empresas eléctricas han sido pioneras a la hora de iniciar proyectos de investigación para fomentar tanto el estudio científico básico como el desarrollo tecnológico a escala piloto de las diferentes tecnologías CAC (proyectos 6º Programa Marco, Cenit CO₂, PSE CO₂, etc.), de cara a su posicionamiento en el desarrollo de las plantas de demostración.

Con respecto a las plantas de demostración comercial que, según la Unión Europea, deberán construirse de aquí a 2015, se están tomando posiciones y realizando gestiones activas para que al menos una de ellas pueda construirse en España. No obstante, los productores eléctricos muestran su preocupación por los sobrecostes adicionales que la construcción y operación de estas plantas impondrá al sector, por lo que señalan la necesidad de un mecanismo de financiación para asumir estos proyectos. Señalan además que estos costes se pueden dividir en costes de capital correspondientes a la inversión adicional de la planta en la parte específica de la CAC, a la inversión en la infraestructura del transporte y almacenamiento del CO₂, así como las inversiones recurrentes. A esto hay que añadir los costes de explotación correspondientes a la O&M de la parte de la CAC de la central de producción sobre la

que se instale, del transporte y del almacenamiento del CO₂, a la pérdida de eficiencia y a la menor disponibilidad de la central.

Resaltan que el proceso de captura del CO₂, implica unos sobrecostes respecto a una planta de combustión equivalente sin CAC por los siguientes motivos:

- Mayor inversión requerida
- Mayores costes de operación y mantenimiento
- Pérdida de eficiencia
- Incremento de la indisponibilidades de la planta
- Inversiones recurrentes
- Coste de inversión y O&M del transporte del CO₂ hasta el reservorio
- Coste de inversión y O&M del almacenamiento del CO₂

Actualmente la generación eléctrica con CAC no resulta competitiva con el resto de tecnologías de combustibles fósiles, según las eléctricas, por lo que para posibilitar la construcción de las plantas de demostración comercial se deben facilitar desde las distintas administraciones los incentivos económicos necesarios.

Adicionalmente a los incentivos económicos, se hace necesario un nuevo marco regulatorio para toda la cadena CAC, que posibilite el desarrollo de la nueva tecnología y dé estabilidad a largo plazo.

El esquema retributivo de la planta de demostración comercial que menos podría alterar el funcionamiento del mercado energético europeo se basaría en el reconocimiento por parte de la administración correspondiente de los costes adicionales del CAC con respecto a la tecnología convencional.

Con esta medida, el impacto de la planta en el mercado eléctrico y en el de CO₂ sería exactamente el mismo que tendría una planta convencional, a la vez que se garantizaría al inversor una rentabilidad igual a la que hubiera obtenido de invertir en una central convencional sin CAC.

Para lograr este objetivo, se hace necesaria la separación de costes que conlleva una central convencional sin CAC y los debidos únicamente a la tecnología de CAC.

Una vez que se alcance el periodo de explotación comercial de las centrales con CAC, los costes correspondientes al transporte y almacenamiento de CO₂ deberían tener un esquema retributivo similar a los costes regulados de transporte de gas y electricidad, según las eléctricas.

En la fase de desarrollo de los proyectos de demostración, la única forma de hacer viable su ejecución sería mediante la concepción íntegra del proyecto, incluyendo no solo la construcción de la planta de producción sino también las infraestructuras necesarias de transporte y almacenamiento de CO₂.

Estas dos actividades deberían tratarse como actividades de interés general y por tanto deberían también ser financiadas en su totalidad, tanto la inversión inicial, como los costes de O&M y con un esquema similar a las plantas de captura.

Con respecto a la financiación existen diversas fuentes posibles para reconocer los costes de estas plantas de demostración comercial en función de quién soporte los mismos.

Algunas de las posibles vías de financiación de los costes reconocidos de las plantas de demostración con tecnología CAC en España podrían ser las siguientes:

- Fondos europeos

Con los derechos de emisión de CO₂ reservados para los nuevos entrantes en el periodo 2013-2020 (740 Mt CO₂)

- Fondos nacionales, a partir de diferentes fuentes

Los consumidores eléctricos, mediante la incorporación de los costes a reconocer en las liquidaciones de las actividades reguladas que realiza la CNE.

Los consumidores de hidrocarburos, mediante la implementación de una tasa específica para tal fin

A través de los Presupuestos Generales del Estado.

Los fondos generados con las subastas de derechos de emisión del periodo 2013-2020.

6.3.2 POSICIÓN DE LA INDUSTRIA DEL REFINO

La mayor parte de las emisiones de CO₂ generadas por las instalaciones de refino de petróleo provienen de los procesos de combustión que tienen lugar en los hornos de proceso, con el objetivo de suministrar la energía que demandan las diferentes operaciones del refino, las calderas de producción de vapor y las turbinas de gas. El vapor auxiliar y la electricidad producidos en éstas dos últimas instalaciones se utiliza para el accionamiento de bombas, intercambiadores de calor, compresores, etc.

Los calentadores u hornos de proceso son los equipos que demandan las mayores proporciones de calor de la planta, por lo que son los responsables de la mayor parte de las emisiones de CO₂ en una refinería. El principal inconveniente para poder actuar sobre ellos con tecnologías CAC es que se encuentran dispersos por toda

la refinería (una refinería no demasiado compleja puede llegar a tener del orden de 20 a 30 hornos de proceso). Las fuentes de emisión más concentrada son las calderas de vapor, las turbinas de gas y las plantas de producción de hidrógeno, aunque concentran una proporción de emisiones más reducida que la de los hornos.

Las emisiones globales de CO₂ en las refinerías de la Unión Europea alcanzan los 140-150 Mt/año, tras un crecimiento paulatino en los últimos años, motivado por una parte por el progresivo incremento de la producción, fruto del aumento de demanda y, por otra y más importante, por las cada vez mayores exigencias de calidad de los productos comercializados, que requieren mayores consumos energéticos para alcanzar unas especificaciones más rigurosas. Esto ha tenido lugar en todo el ámbito internacional, pero existe una peculiaridad adicional en el mercado europeo de los productos del refino que penaliza aún más el consumo energético y por tanto las emisiones de CO₂. Se trata de la muy alta demanda de los destilados medios: gasóleos, diesel y queroseno, frente a la demanda de gasolinas. Este desequilibrio continúa aún acrecentándose y la forma de compensarlo pasa por el empleo de procesos de fabricación de destilados medios a partir de otras fracciones, con el consiguiente consumo energético adicional y unas mayores emisiones de CO₂.

El sector del refino europeo, a través de la CONCAWE, ha realizado una prospectiva del crecimiento de las emisiones de CO₂ en sus instalaciones, del que se desprende que los niveles globales en Europa podrían llegar a aumentar en más de un 36% en el período 2005-2020 si no se toman medidas adecuadas de reducción o tecnologías CAC.

Las dificultades para la aplicación de las CAC en este tipo de instalaciones vendrían asociadas, por tanto, a la dispersión y la baja intensidad de las múltiples fuentes de emisión que aparecen en una refinería, lo que encarecería su tratamiento frente a las aplicaciones en fuentes muy concentradas como las de las grandes centrales de producción de energía eléctrica o los grandes centros de producción siderúrgica y de cemento. Eso hace que la alternativa del uso de las CAC frente a la compra de los derechos de emisión no se contemple como una opción asumible en el corto plazo, por lo que se está a la expectativa de cómo evolucione el mercado de esos derechos de emisión y de los costes en los que se establezca la operación de las instalaciones de captura y almacenamiento una vez superada la etapa de demostración.

6.3.3 POSICIÓN DE LA INDUSTRIA SIDERÚRGICA

Según la Unión de Empresas Siderúrgicas (UNESID), La fuerte transformación tecnológica experimentada por la siderurgia española en los últimos años ha supuesto una adaptación temprana a los nuevos requerimientos medioambientales. En concreto, en lo que se refiere al CO₂, la siderurgia española ha reducido un 21,98% sus emisiones en relación al año base del protocolo de Kioto, 1990, a pesar de que la producción ha aumentado por encima del 40%, con un mayor grado de elaboración.

También ha evolucionado muy positivamente su eficiencia energética, hasta situarla muy cerca del límite teórico.

El escenario en el que actúa el sector siderúrgico español implica un contexto de escasez de derechos de emisión, asimétrico respecto a países que no han asumido compromisos y también frente a países de nuestro entorno que habiéndolos asumido no presentan problemas en su cumplimiento.

El consumo de acero en España ha crecido en los últimos años muy por encima de la media europea y nuestra balanza exterior de productos de acero es deficitaria. El saldo negativo se sitúa e torno al 28% del consumo español. Son condiciones que, dada la excelente competitividad de las empresas siderúrgicas españolas, implican un horizonte de crecimiento evidente, que y tiene respuesta en los planes de inversión de las empresas.

Según la UNESID, no tendría sentido limitar este crecimiento imponiendo restricciones adicionales a las emisiones de la siderurgia española. Con ello no se incentivaría la reducción de emisiones por unidad de producto, puesto que, hoy por hoy, estamos situados en los mejores índices. Tampoco supondría una reducción del consumo español de acero, ya que el mercado mundial está muy globalizado. Simplemente llevaría a la sustitución de la producción nacional por importaciones.

Las consecuencias serían sin duda desfavorables para el PIB, el empleo, los ingresos públicos y, previsiblemente, dados los índices de emisión del sector del acero español, supondría en términos globales una mayor emisión de CO₂.

UNESID plantea que hay que tener en cuenta que la siderurgia es el único sector al que se le asigna una cantidad de derechos de emisión inferior a lo que emitía en 1990. Es paralelo al esfuerzo de reducción de emisiones realizado a lo largo de la última década, pero de hecho incorpora un trato desfavorable a los que han iniciado acciones tempranas.

La siderurgia es plenamente consciente de los riesgos que conlleva el cambio climático y reconoce que el protocolo de Kioto constituye la única iniciativa global surgida hasta el momento para mitigarlos, pero cree que debe repartirse adecuadamente la carga entre países y no se debe alterar la competitividad relativa a las empresas.

UNESID considera que los gases de proceso han de recibir asignación gratuita de derechos de emisión, ya que una parte de las emisiones de la producción de acero a partir de mineral surge de los gases que se producen por la reducción del mismo (óxidos) a su estado metálico. Son inevitables y todavía cuentan con un contenido energético. Si su transformación en energía estuviera penada por la necesidad de comparar los derechos para su aprovechamiento, tendría un impacto devastador en el coste de producción y forzaría a su quema en antorcha (absurdo medioambiental). Sería preciso, por tanto, que reciban asignación completa para su combustión concedérsela a la compañía siderúrgica para evitar la posibilidad de que la planta

eléctrica cambie de combustible (a otros menos intensivos en CO₂ que los gases de procesos siderúrgicos) y se beneficie adicionalmente de un superávit de derechos obligando a la siderúrgica a quemar los gases en antorcha.

La siderurgia española participa en proyectos de investigación para conseguir la reducción de sus emisiones de CO₂, incluida la CAC. Entre ellos destaca el Proyecto ULCOS, financiado por la Unión Europea conjuntamente con el 6º Programa Marco y RFCS.

6.3.4 POSICIÓN DE LOS SINDICATOS

En opinión de los sindicatos mayoritarios (CCOO y FIA UGT), parece evidente que se camina a un importante crecimiento del consumo de energía, manteniéndose el dominio de los combustibles fósiles en el suministro energético, así como la aproximación de los países más pobres a los de la OCDE en el consumo de energía.

Si el modelo energético actual parece agotado, tanto desde el punto de vista de los recursos – finitos – como del calentamiento del planeta, habrá que potenciar la investigación energética hacia otras formas de producción que sustituyan o complementen a las actuales y, a la vez, mantengan la sostenibilidad.

En este marco, España aparece como el país con mayor dependencia energética, en más de un 80% y de ahí el importante papel que debería jugar el carbón en los próximos años, teniendo en cuenta la garantía de abastecimiento y suministro, al ser prácticamente la única fuente de energía que tenemos.

Sería necesario implementar los esfuerzos con partidas presupuestarias concretas, dirigidas a la Investigación y Desarrollo en la captura y almacenamiento del CO₂, además de otros proyectos dirigidos a contener y reducir las emisiones y así conseguir un desarrollo sostenible desde el punto social, económico y medioambiental.

Hay que garantizar calidad y cantidad, a precios adecuados para los consumidores, y al mismo tiempo garantizar el abastecimiento a precios asumibles, desde el respeto al medio ambiente. Por ello se debe de ser eficaz en la gestión, reforzando el equilibrio entre las diversas fuentes energéticas, diversificando el suministro y la distribución de energía y buscando fuentes sostenibles que nos aseguren a largo plazo el abastecimiento.

Los sindicatos creen que es importante que España opte a alguno de los proyectos que la UE va a financiar para la captura y almacenamiento del CO₂ y que apoye el desarrollo de los diferentes proyectos de investigación que están en marcha en nuestro país.

La idea de capturar el CO₂ emitido por grandes centrales térmicas y otras fuentes estacionarias, y almacenarlo alejado de la atmósfera para mitigar el cambio climático, está ya en las agendas políticas al más alto nivel en todo el mundo. En Europa, los primeros grandes proyectos de demostración se han anunciado ya en Alemania, Reino Unido y Noruega. De hecho, los escenarios más fiables manejados por la UE, predicen una implantación casi total de la CAC en el sector eléctrico europeo para el 2030, iniciado con la construcción de una docena de plantas de demostración de diferentes tecnologías y localizaciones entre el 2015 y el 2020.

El panorama general para la captura y almacenamiento de CO₂ está mejorando rápidamente en España. Ya ha iniciado sus pasos la recientemente creada Plataforma Española del CO₂, que agrupa hoy en su Consejo Rector a los principales actores en el desarrollo y uso futuro de estas tecnologías en España (Endesa, Repsol, Iberdrola, Unión FENOSA, Hidro-Cantábrico, Arcelor, Elcogás..... INCAR-CSIC). También se han iniciado grandes proyectos de investigación (CENIT-CO₂, PSE-2) y otros de menor escala en Planes Nacionales y Regionales. También se ha creado CIUDEN, que pretende desarrollar la tecnología oxi-combustión pulverizado y otras tecnologías de captura.

El proyecto de creación de una planta piloto de captura de CO₂ por carbonatación en Asturias no debe ser incompatible con el centro de tecnologías de captura de CO₂ en el Bierzo, ya que se trata de desarrollar tecnologías muy distintas entre sí. Del mismo modo que no es incompatible con iniciativas de demostración de tecnologías de captura de CO₂ por precombustión en Castilla la Mancha (central térmica de ELCOGAS).

Hay que destacar también aquí, que el proyecto CENIT-CO₂, coordinado por Endesa, y en particular el modulo 3, liderado por Unión FENOSA y participado por Duro Felguera, plantean la construcción de una planta de 1 Mw. (en la central de Unión FENOSA en al Robla, León) focalizada hacia la demostración de la captura de CO₂ generado en la combustión de biomasa en un único lecho de combustión-carbonatación.

Todos los países desarrollados están explorando distintas rutas de captura de CO₂ a diferentes escalas según su grado de desarrollo y según sus intereses estratégicos (tipo de combustible disponible, fortalezas de sus equipos humanos de I+D, disponibilidad de infraestructuras adecuadas etc.). Todos los expertos están de acuerdo en que habrá una primera fase de desarrollo de proyectos e ideas (en la que ya estamos), seguida de una fase de demostración de aquellas ideas más prometedoras a escala piloto semi-industrial (normalmente asesorados por grupos expertos en las primeras fases de desarrollo), y una fase de despliegue de las tecnologías comerciales que hayan demostrado los mínimos costes de captura de CO₂ y las mínimas penalizaciones de rendimiento. Aunque nadie sabe hoy cual va a ser la tecnología ganadora, está claro que solo una o dos tecnologías por tipo de combustible pasarán el examen en la próxima década.

Hay que insistir en que la carrera hacia una tecnología de captura de CO₂ es una CARRERA DE COSTES. Las grandes sorpresas (en positivo o en negativo) no se van a producir en las tecnologías muy desarrolladas (cuyas expectativas de reducción de costes son modestas pero muy fiables) sino en las tecnologías menos desarrolladas: oxi-combustión, y en mayor medida, carbonatación . Es decir, es muy probable hoy que técnicamente todas las tecnologías sean viables en una determinadas condiciones, pero está por demostrar que dichas condiciones lleven a costes lo suficientemente competitivos respecto a las tecnologías ya muy desarrolladas en las rutas 1 y 2.

Por tanto, el desarrollo de una tecnología emergente de captura de CO₂ lleva consigo un riesgo doble: incluso si técnicamente se alcanzan los objetivos propuestos, económicamente puede acabar siendo una opción rechazada si otros procesos en desarrollo demuestran tener también éxito pero a un menor coste. Además, los datos fiables de costes no se obtienen hasta la demostración de la tecnología a escalas grandes, y muy costosas. Este factor de riesgo, es lo que justifica AYUDAS IMPORTANTES Y SOSTENIDAS DESDE EL SECTOR PUBLICO, no solo para las fases de I+D, sino para las fases de desarrollo en planta piloto y demostración. Así se reconoce en los documentos de la Plataforma Europea de Plantas de Cero Emisiones y en los propios Comunicaciones de la Comisión Europea sobre el tema.

7. ASPECTOS DEL DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE LAS CAC

7.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS.

7.2. DEBILIDADES, AMENAZAS, FORTALEZAS Y OPORTUNIDADES DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS CAC EN ESPAÑA.

El análisis DAFO realizado por los grupos de trabajo de la Plataforma Española del CO₂ particularizado para la situación en España de las Tecnologías CAC arroja los siguientes resultados:

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂	
REDUCCIÓN Y CAPTURA : Análisis DAFO	
DEBILIDADES Falta de recursos para pasar de la fase de estudios y experimentación de laboratorio, a la fase de escala industrial. Falta de Tecnólogos. La ausencia de una “red” de conocimiento de investigación y de difusión etc.	AMENAZAS No participar en el nuevo desarrollo tecnológico que abre un nicho de posibilidades en la industria española. Desligarse del desarrollo tecnológico. Perder la oportunidad de encabezar el liderazgo en el desarrollo de las tecnologías de CAC.
FORTALEZAS Disponer de uno de los dos plantas de nivel industrial de IGCC en Europa que puede aportar “know-how” al desarrollo de la segunda generación de plantas de IGCC más eficientes Disponer de un tejido de investigadores de alta capacidad. Hay grupos de investigadores participando a nivel de Europa en dos áreas muy prometedoras para la capturar de CO ₂ , carbonatación-calcinación y “chemical looping”, Experiencia en la industria española en el montaje y puesta en marcha y operación de grandes proyectos industriales.	OPORTUNIDADES Aprovechar la corriente de gases para implantar una planta piloto que permita recabar experiencia en captura de CO ₂ en alta concentración. Disponer en España de la mayor central del mundo de gasificación integrada con ciclo combinado (ELCOGAS). Las derivadas por participar en liderazgo en la aplicación de nuevos procesos. Desarrollar en España algunos de los proyectos incluidos en el Flagship europeo que redundan una mayor oportunidad de desarrollo tecnológico, dando lugar a un “efecto de tracción” de la industria española.

<p>Conjunto de plantas piloto para optimizar, validar y desarrollar procesos diferentes de captura de CO₂ . Ejemplo: CENIT CO₂ , PSE CO₂, CIUDEN y ELCOGAS. Disponer de plantas que permitan validar diversos procesos de captura de CO₂ para dar el salto a escala industrial.</p>	<p>Especificidad de los carbones españoles que implica la adaptación de las tecnologías que se apliquen.</p>
---	--

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂

ALMACENAMIENTO Y USOS: Análisis DAFO

<p>DEBILIDADES</p> <p>Debilidad estructural. Por la composición del subsuelo, España depende de la opción de almacenamiento en formaciones permeables profundas con agua salada.</p> <p>Debilidades en el conocimiento. Falta de estudios de estas formaciones salinas, a escalas de detalle y déficit de expertos.</p> <p>Barreras económicas. La exploración de almacenes geológicos de CO₂ es costosa</p> <p>Barreras sociales. De las opciones a escala europea como soluciones a la acumulación de GEI en atmósfera, la CAC es la menos conocida por la opinión pública.</p> <p>Barreras industriales o de mercado. Escasez de compañías de servicios en exploración del subsuelo, organismos catalizadores del conocimiento en este área, la ausencia de un marco regulatorio.</p>	<p>AMENAZAS</p> <p>Rechazo social a cualquier tipo de almacenamiento en un entorno próximo. La posible reacción de oposición de una comunidad a que se lleve a cabo cualquier actuación de tipo almacenamiento subterráneo en su entorno.</p> <p>Retraso en la creación de un marco legal para el almacenamiento de CO₂.</p> <p>La identificación y caracterización de almacenamientos es el punto crítico para el cumplimiento del itinerario tecnológico para España. Cualquier retraso afectara especialmente a los primeros proyectos de demostración</p>
--	---

<p>FORTALEZAS</p> <p>Fortaleza estructural. Formaciones profundas con agua salada abundante y con un potencial, al menos a priori, bastante importante.</p> <p>Fortalezas de conocimiento. Conocimiento debido a otros sectores (almacenes de gas natural, inyección de salmueras, etc.) y a la actividad minera.</p>	<p>OPORTUNIDADES</p> <p>Tecnologías en el inicio de su desarrollo a escala mundial.</p> <p>Contexto europeo. La situación geográfica de España, su potencial en formaciones profundas con agua salada y sus altos niveles de emisión la hacen excelente candidata para conceptualizar algunos de los 10 -12 proyectos que se pretenden realizar a gran escala en Europa.</p>
--	---

<p>Fortalezas económicas. España con estructura económica robusta como para asumir nuevas tecnologías y un alto potencial de inversión.</p> <p>Fortalezas sociales. La larga historia minera de España puede favorecer la predisposición a recibir actividades relacionadas con el subsuelo.</p> <p>Fortalezas industriales. Existe una cierta base industrial a partir de la cual desarrollar tecnologías de almacenamiento de CO₂. Hay experiencias en la exploración y caracterización del subsuelo.</p>	<p>Desarrollo de un mercado incipiente. El desarrollo de estas tecnologías abrirá interesantes campos de negocio y de investigación.</p> <p>Usos alternativos del CO₂. En esta línea existen también campos de cierto interés y potencial de desarrollo, especialmente los relacionados con la luz solar (microalgas, disociación de la molécula para generar etanol, etc). Estos usos suponen una gran oportunidad para convertir el CO₂ en un recurso autóctono.</p>
<p>PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂</p> <p>INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE: Análisis DAFO</p>	
<p>DEBILIDADES</p> <p>Dificultades topográficas debido a la orografía peninsular. (Dificultad de coste)</p> <p>Falta de un organismo / ente gestor.</p>	<p>AMENAZAS</p> <p>Rechazo social al paso de conductos en zonas habitadas.</p> <p>Retraso en la formulación de un marco legal.</p>
<p>FORTALEZAS</p> <p>Grupos con experiencia en análisis y diseño, construcción y operación de redes de transporte</p> <p>Grupos con experiencia en análisis y gestión de riesgos.</p> <p>Experiencia, a escala reducida en el manejo y la gestión de CO₂ por la industria química</p>	<p>OPORTUNIDADES</p> <p>Posibilidad de participación en la gestación de un marco legislativo.</p>

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂

DIFUSIÓN E INFORMACIÓN: Análisis DAFO

DEBILIDADES

Baja comprensión pública del cambio climático y las tecnologías de CAC

Falta de prácticas establecidas de comunicación pública en las organizaciones y autoridades en el contexto de la CAC

Falta de estudios sobre mejores contenidos y prácticas de comunicación en CAC

Falta de casos de estudio sobre reacciones locales en proyectos de CAC

Carencia de una estrategia de comunicación

AMENAZAS

Rechazo local a los almacenamientos

Alta percepción de riesgo del almacenamiento subterráneo de CO₂

Preferencia pública por tecnologías renovables y eficiencia energética

Percepción de intereses por parte de la industria y baja confianza social

Rechazo por las organizaciones medioambientales de mayor implantación

FORTALEZAS

Grupos con experiencia en comunicación corporativa

Existencia de relaciones de colaboración entre empresas, comunidad investigadora y autoridades

Existe capacidad de información CAC

OPORTUNIDADES

Posibilidad de establecer buenas prácticas de comunicación desde el inicio del desarrollo de la tecnología

Posibilidad de generar confianza en la gestión de la tecnología

Existencia de buenas prácticas internacionales de comunicación de la ciencia y la tecnología que pueden aplicarse a las tecnologías CAC

Existencia de proyectos piloto, que pueden ser un buen marco para la comunicación

Interés político

Interés público por las soluciones tecnológicas al cambio climático

Establecimiento de un diálogo público en torno al cambio climático

7.3 ASPECTOS TECNOLÓGICOS Y ECONÓMICOS

Las tecnologías básicas de captura, transporte y almacenamiento son conocidas razonablemente bien, aunque como se ha señalado, algunos componentes y soluciones no han sido probadas a la escala suficiente y/o no han sido utilizadas en centrales térmicas o instalaciones industriales a gran escala.

En consecuencia, la posibilidad de que pudieran surgir aspectos tecnológicos que limitasen la implantación de las tecnologías CAC hace necesario un efectivo plan de experimentación no ya a escala de laboratorio sino a una escala suficientemente grande de manera que sea posible eliminar las incertidumbres tecnológicas y económicas que dificultan abordar unidades de demostración de centenares de MWe. La experimentación en pilotos de gran tamaño debe ir orientada en relación con las tres tecnologías básicas a de captura a:

- Adquisición de experiencia con determinadas unidades de proceso no empleadas a la escala suficiente en los sectores de implantación de las CAC.
- Validación de componentes y equipos para los que se carece de experiencia de empleo.
- Evaluación del comportamiento de materiales no aplicados hasta la fecha en determinadas condiciones de operación.
- Integración técnica y energética de sistemas constituyendo nuevos procesos con nuevos modos de operación.
- Optimización dinámica de plantas multiproceso.

En resumen, en relación a la captura, para POST, PRE y OXI se trata de alcanzar mejoras de rendimiento, reducción de costes, criterios de escalado y optimización integrada de centrales multiproceso.

En cualquier caso la limitación económica adicionalmente a la tecnológica descrita, resulta extraordinariamente importante. Una central térmica convencional tiene un coste de unos 1000 EUR/kW instalado, una planta de demostración con captura podría alcanzar los 2500 EUR/kW, lo que significa una diferencia para una unidad de tamaño razonable entre 250 y 450 MEUR de sobre coste.

Para superar las limitaciones que pudieran surgir a partir de los aspectos de tipo técnico se requiere un marco regulatorio adecuado y políticas que aporten señales positivas e inequívocas principalmente al sector europeo de generación eléctrica. En este ámbito se requiere reglamentación específica sobre el tratamiento de las plantas CAC en el marco de las Directivas IPPC y de EvIA y sobre la concesión de permisos para el transporte y el almacenamiento geológico. El tratamiento adecuado del CO₂ capturado en el marco de la Directiva de Comercio de Emisiones es absolutamente imprescindible, como lo es el ámbito de los Mecanismos de Desarrollo Limpio.

Únicamente en condiciones favorables derivadas de lo anterior se abordarán unidades de demostración que deberán estar orientadas a la validación de las tecnologías, la evaluación de costes y la mejora de rendimientos y de disponibilidad como vía de reducción de las inversiones necesarias, con el objetivo de alcanzar costes de CO₂ inferiores a 20-30 EUR/t.

7.4 ASPECTOS ASOCIADOS AL TRANSPORTE Y LAS INFRAESTRUCTURAS

La CAC requiere plantas dotadas de los procesos adecuados pero además infraestructuras de transporte (usualmente por tubería) y de almacenamiento geológico.

El escenario presumible para el transporte corresponde a una red principal gestionada por un operador que de servicio a diversas centrales térmicas y a un conjunto de lugares de almacenamiento geológico. Ello supone que además de acceso a combustibles, agua y una red de transporte de electricidad, los emplazamientos tanto nuevos como existentes tienen un requerimiento adicional cual es la posibilidad de conexión a una red de transporte de CO₂ a distancias económicas de transporte de almacenamientos geológicos adecuados. Ello añade dificultades adicionales para la aplicación de las tecnologías de captura en algunas de las centrales existentes, con emplazamientos elegidos en ausencia de este condicionante.

Asociado a lo anterior está la indefinición por resolver en cuanto a la pureza del CO₂ requerida para su almacenamiento geológico. Es evidente que los niveles exigidos condicionarán la tecnología a utilizar, el modo de operación de ésta y, lo que es más importante, el coste de CO₂, CAPTURADO. De forma adicional ello tiene influencia en la inversión necesaria en los componentes del sistema de transporte. Se requiere urgentemente la concreción de los niveles máximos de impurezas admitidos, pues ello condiciona el diseño de las plantas y su evaluación de comportamiento y costes de operación. Surge adicionalmente una cuestión no menos relevante, que se refiere a si las citadas especificaciones tienen que ser únicas en el ámbito de la UE o específicas por tipo de yacimiento, lo que abre una cuestión de resolución enormemente compleja.

7.5 ASPECTOS ASOCIADOS AL MARCO LEGAL

La Directiva de Almacenamiento y las modificaciones realizadas a la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión de CO₂, elaboradas por la Comisión Europea proporcionará el marco legal para la CAC en la Unión Europea, en relación con los siguientes campos principales:

Gestión de riesgos para captura.	Regulación y autorización en el marco de la Directiva IPPC, con puesta al día del BREF correspondiente o un nuevo documento adicional horizontal sobre tecnologías de captura.
Gestión de riesgos para transporte	Regulación existente actualmente en Estados Miembros para gas natural. Las grandes líneas de transporte requerirán EvIA y las pequeñas

caso a caso. Se trabaja sobre las bases de que no existen riesgos diferenciales entre CO₂ y GN.

Almacenamiento

Directiva propia que contemple la exploración de emplazamientos, su caracterización y selección, procedimiento y criterios de aceptación de CO₂, medidas en caso de fugas, monitorización y proceso de cierre, entre otros.

Modificación de legislación de agua y residuos. Con la finalidad de permitir el almacenamiento de CO₂ y eliminación del CO₂ capturado y transportado del ámbito de la legislación de residuos.

Obligación de CCA

Hasta 2020 todas las centrales nuevas autorizadas que empleen combustibles fósiles deberán ser preparadas para captura, y tras esa fecha ser transformadas. Tras 2020, todas las centrales térmicas que utilicen fósiles deberán incorporar CCA.

7.6 ASPECTOS ASOCIADOS A LA ACEPTACIÓN SOCIAL

La creación de un marco político y regulatorio adecuado y la existencia de una opinión pública favorable, son factores determinantes en el papel que la CAC pueda jugar en el conjunto de opciones de mitigación del cambio climático. Se considera, por tanto, necesario el inicio de acciones de difusión y comunicación pública. La comunicación debe establecerse en las fases iniciales del desarrollo de la tecnología y estar basada en un intercambio abierto y honesto de información y argumentos entre todos los actores implicados. Los objetivos fundamentales de la estrategia de comunicación deben ser: i) incrementar la comprensión pública de la tecnología, ii) la creación de confianza mutua entre los distintos agentes sociales y las organizaciones responsables de la gestión de los proyectos de CAC, iii) permitir una mayor implicación de todos los agentes sociales y el público en el debate público en torno al cambio climático y las opciones de mitigación y adaptación.

La investigación sobre los aspectos sociales y de percepción pública de la tecnología CAC en España se encuentra en estado de desarrollo incipiente y más retrasada que en algunos países europeos. Los esfuerzos en comunicación pública son todavía limitados. El público está muy poco informado sobre esta opción tecnológica y son pocas las fuentes de información disponibles así como los esfuerzos de comunicación llevados a cabo hasta el momento. En otros países, se han iniciado diversas iniciativas de comunicación, pero su implementación ha sido poco sistemática y lejana a las mejores prácticas llevadas a cabo en otros ámbitos de la comunicación pública en ciencia y tecnología (Reiner, 2007). En España se han desarrollado tres iniciativas público-privadas que han contemplado el papel de la aceptación social y la comunicación en el despliegue de la tecnología. El Proyecto Singular Estratégico

coordinado por el CIEMAT sobre la tecnología de CAC contiene un subproyecto sobre aceptabilidad y gobernanza de los procesos de almacenamiento de CO₂. En el marco de este proyecto, se han realizado estudios de percepción pública de la tecnología de CAC. El proyecto CENIT CO₂, que cuenta con un módulo de comunicación y divulgación, y la creación de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂, con su grupo de difusión e información, son, también, una muestra de los esfuerzos por mejorar la comprensión pública de la tecnología.

Diversos estudios han examinado la percepción pública de la captura y almacenamiento de CO₂ en los países avanzados. Como en el caso de otras tecnologías emergentes, el conocimiento público de la tecnología parece ser muy limitado (Reiner et al., 2006; Asworth et al., 2006). Estudios recientes a partir de encuesta muestran que el porcentaje de personas que ha oído hablar de la tecnología en España es tan solo del 15%, un porcentaje ligeramente inferior a la media de la UE (21%) (Comisión Europea, 2007; Solà et al., 2007). Las actitudes iniciales ante la tecnología y el modo en que estas se modifican con la provisión de información son cuestiones que han recibido especial atención a través de estudios cuantitativos y cualitativos. Algunas de las ideas más significativas que se extraen de los distintos estudios realizados desde las ciencias sociales hasta la fecha son:

- Existencia de un conocimiento público de la tecnología muy limitado
- Preferencia pública por las energías renovables y la eficiencia energética. Existencia de una oposición inicial reducida a la CAC
- El grado de oposición a las tecnologías de CAC es significativamente reducido cuando los individuos poseen información técnica
- Alto grado de aceptación pública de la tecnología. La tecnología se percibe menos peligrosa que otras actividades industriales
- La reacción inicial ante la tecnología es entre negativa y neutra. Riesgos percibidos: fugas, impactos en los ecosistemas y la salud humana, no solución al problema real
- Entre el público informado, la reacción inicial oscila entre el rechazo y la ambivalencia
- Tras dar a los participantes información sobre la CAC, esta opción resulta la menos apoyada de una lista de opciones de mitigación
- La actitud de rechazo está motivada, en parte, por los riesgos percibidos (poco familiares y potencialmente catastróficos) y la preferencia por otras tecnologías energéticas
- La tecnología de CAC se percibe, en mayor medida, como una excusa para no modificar los modos actuales de producción de energía

- El conocimiento de los riesgos de la tecnología disminuye su aceptación. Parece existir una menor aceptación del almacenamiento de CO₂ que de la tecnología en general.

A partir de la revisión de los estudios realizados sobre percepción social y actitudes ante la tecnología de CAC, es posible establecer algunos factores individuales con influencia en la aceptación pública de la tecnología. Estos son:

- Preocupación pública significativa por el cambio climático. Que exista una percepción del cambio climático como un problema serio, que requiere acciones inmediatas.
- Percepción de los beneficios de la tecnología. Que se perciban con claridad los beneficios potenciales de la CAC en la solución al cambio climático.
- Percepción de la CAC como parte de una estrategia más amplia, que no limite las renovables.
- Percepción de cómo es gestionada y comunicada al público la tecnología. La existencia de confianza social en una correcta gestión y vigilancia de la seguridad de la tecnología es un elemento clave en la aceptación.

8. ANÁLISIS DE HORIZONTES TEMPORALES DE IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAC

8.1. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES A CORTO-MEDIO PLAZO

En relación a las tecnologías de captura, y como se indica en la Tabla 1, existe una diferencia clara entre la vía POST y las opciones PRE y OXI, que se concreta en la aplicabilidad de la primera a centrales de carbón pulverizado existentes (la inmensa mayoría del parque de producción eléctrica vía carbón instalado en el mundo) y a plantas nuevas que se construyan de aquí al 2020 que deberá estar preparadas para captura en la UE.

Se considera que el lanzamiento global de las tecnologías de CAC (con la óptica de la captura de CO₂ más que con la del desarrollo de la tecnología) deberá ir precedida de dos tramos de acción previos de proyectos de demostración para aprendizaje (“learning-by-doing”) y un lanzamiento inicial en países desarrollados. La observación inicial de este apartado hace que el análisis y los calendarios sean distintos para la alternativa POST y la opción PRE/OXI.

La Figura 10 muestra indistintamente para la captura PRE y OXI los dos tramos necesarios para llevar a cabo un aprendizaje que permita la disponibilidad comercial de las tecnologías. El primer tramo, que puede ser asociado a un número relativamente pequeño de plantas de demostración, se concibe para cubrir una serie de conceptos. Se trataría fundamentalmente de escalados a partir de unidades piloto, con tamaños algo menores que las unidades comerciales. A continuación se produce un segundo tramo, basado en el aprendizaje del primero, que incorpora mayor número de unidades

de capacidad también mayor. Estas tecnologías requieren presumiblemente una central térmica completa (especialmente la OXI), por lo que los tiempos de diseño y construcción son típicamente 5 años. Con el aprendizaje acumulado es posible el lanzamiento en país desarrollado en 2020 y lanzamiento global en 2025.

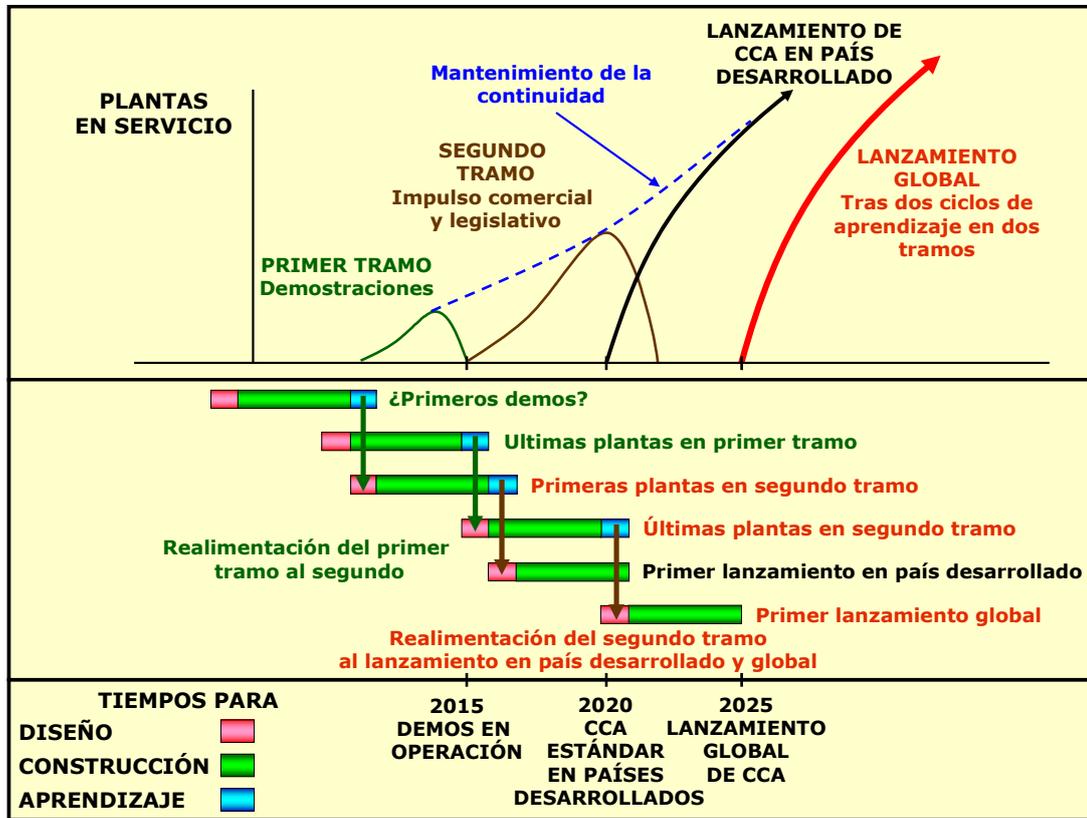


Figura 10. Esquema del desarrollo de captura en precombustión y oxidación

La Figura 11 muestra para la captura en postcombustión la entrada en servicio relativamente temprana de un conjunto de plantas especialmente en “retrofitings” y un segundo tramo que solapa con él dadas las características de la tecnología. Tras el aprendizaje derivado de los dos tramos se podría abordar el lanzamiento de la tecnología en países desarrollados en 2016 y en 2020 de forma global. Ello supone un adelanto potencial de 4/5 años sobre las opciones PRE y OXI, lo que explicaría que el concurso abierto por el Gobierno británico para contribuir a la financiación y costes de operación de una unidad de demostración favorezca, aunque sin excluir la OXI, la opción POST.

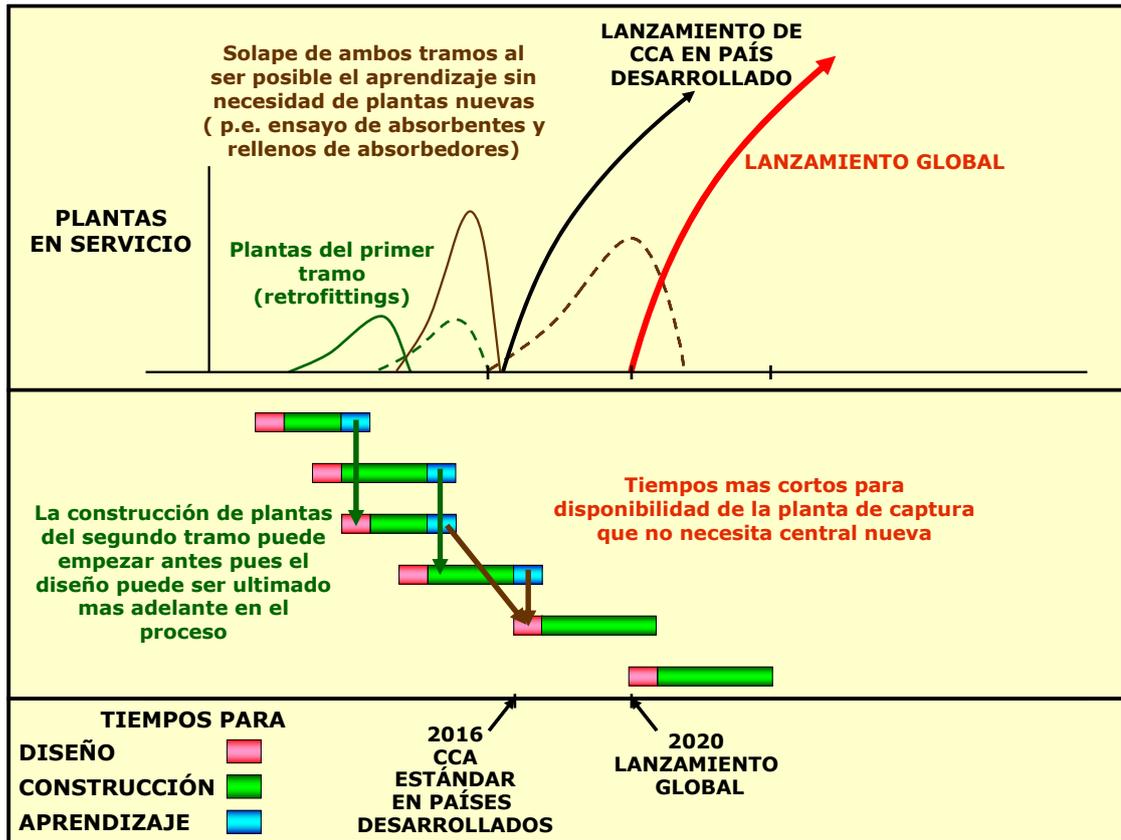


Figura 10. Esquema del desarrollo de captura en postcombustión

Es conveniente poner en relación las fechas anteriores (2016 y 2020) con las exigencias derivadas de la Directiva sobre CAC, para poner de manifiesto que los plazos son ya extraordinariamente ajustados. Cualquier dilación significativa comprometería gravemente los compromisos de reducción de emisiones de la Unión Europea, que necesitan inexcusablemente la contribución de los procesos de captura y almacenamiento de CO₂.

“ÁREA DE TRABAJO 3: SOSTENIBILIDAD EN LA TRANSFORMACIÓN Y CONSUMO”

PARTICIPANTES EN EL ÁREA DE TRABAJO

Relator

Gonzalo del Castillo Ramírez
Institución AOP

Colaboradores Técnicos

Miguel Suárez
Institución CEPSA

Sonia Blanco
Institución HC ENERGÍA

Ana Álvarez Arias De Velasco
Institución HC ENERGÍA

Carlos Fernández Briones
Institución IBERDROLA

Amado Gil
Institución UNION FENOSA

Carmen Recio Muñoz
Institución IBERDROLA

Inés Leal
Institución Portal CONSTRUIBLE.es

AGRADECIMIENTOS Y FUENTES CONSULTADAS

Este trabajo debe su existencia a destacadas colaboraciones y permisos para utilizar materiales de diferentes procedencias, y, 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 se han utilizado los datos del Boletín Estadístico de Hidrocarburos, publicación de Cores y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Memoria de la Agencia Internacional de la Energía “World Energy Outlook”, 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, June 2008”, y su complementaria, la presentación de Christof Ruelh, BP Chief Economist, que ofrece las explicaciones oportunas y el soporte a muchas de las cuestiones que plantean los datos numéricos.

El portal www.construible.es contiene gran cantidad de información sobre la sostenibilidad y el ahorro energético del sector residencial, no sólo en las viviendas una vez habitadas, sino también durante la fase de construcción y las previas a la misma. Su consulta por no especialistas y por los que lo son, es necesaria para conocer el sector desde el punto de vista que nos ocupa en este trabajo y por ello agradezco a sus responsables su amable autorización para utilizarla.

El profesor Antonio Lecuona y el Departamento de Ingeniería Térmica de la ETS de Ingenieros Industriales de la Universidad Carlos III han aportado valiosa información de carácter científico, que han supuesto un incalculable valor añadido al trabajo, y todos nos sentimos orgullosos de que aparezcan como colaboradores del documento final.

Hay que agradecer asimismo a las Empresas Unión Fenosa, Endesa, Hidrocarburo, HCEnergía, Iberdrola, BP, ya mencionada, Cepsa y Repsol el permiso para utilizar datos, estudios y presentaciones diversos que aportan rigor y solidez en la información que aquí se expone.

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

Índice

CAPÍTULOS

1. Introducción.

2. Criterios para medir la sostenibilidad.
 - a. Concepto de sostenibilidad.
 - b. Sostenibilidad y Termodinámica.
 - c. Criterios de sostenibilidad
 - i. Alemania.
 - ii. Reino Unido (RTFO).
 - iii. Países Bajos (Cramer).
 - iv. Propuesta de Directiva de Energías Renovables.
 - v. Actuación de los Organismos Normativos.
 - d. Eficiencia energética.

3. Transformación de la energía. Aplicación de los criterios.
 - a. Generación eléctrica.
 - i. Carbón.
 - ii. Energías renovables.
 - b. Refino de petróleo.

4. Consumo de la energía. Aplicación de los criterios.
 - a. El transporte.
 - b. Resto de sectores difusos.
 - i. Residencial.

5. Conclusiones.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

El nombre del Grupo dentro del cual se encuadra el subgrupo que prepara esta ponencia es

“Sostenibilidad de los Recursos Energéticos Fósiles y Minerales: Uso racional en el abastecimiento y el consumo”.

Puede parecer un contrasentido, dado que por definición, la sostenibilidad de un recurso implica que se pueda mantener su uso por tiempo ilimitado, es decir que sea renovable.

Por tanto la sostenibilidad es incompatible con que el recurso sea finito. Y sobre los recursos fósiles y minerales puede haber controversia sobre su accesibilidad, calidad, economía de explotación, etc., pero nunca sobre su finitud. Todo el mundo está de acuerdo en que son limitados, y por lo mismo, no son sostenibles.

Por eso,

¿Por qué la paradoja de la *sostenibilidad* de los recursos energéticos fósiles y minerales?

El objeto de este trabajo es dar una respuesta razonable a esa pregunta.

Para ello, analicemos los recursos y sobre todo cómo se utilizan.

Si bien los Principios de la Termodinámica, sobre los que más adelante volveremos, nos recuerdan en el primero de ellos que la energía no se crea ni se destruye, en el lenguaje corriente se habla de “producción” de energía para hacer referencia a “poner a disposición” del usuario esa energía. Se trata por tanto del transporte y distribución de la misma, lo que comprende los siguientes pasos:

1. Captación y concentración: extracción, enriquecimiento, generación de presión hidráulica...
2. Transporte a la planta: oleo/gaso-ducto, transporte marítimo o terrestre...
3. Conversión: generalmente en forma de vector energético, electricidad y/o calor.
4. Transporte y distribución a los consumidores.
5. Consumo con posible nueva conversión.

El resultado de todos estos procesos es que la energía final consumida (que no aprovechada) es del orden del 35-40 % del contenido energético de la fuente, como media global. En este trabajo trataremos de analizar en detalle los pasos 3 y 5 sobre todo, con mención inevitable a los demás.

Las fuentes, o recursos energéticos fósiles de los que hablaremos, son el carbón, el petróleo y el gas natural, que tienen unas reservas probadas de unos 133, 41 y 60 años, respectivamente.³ Las reservas mundiales de uranio⁴ son similares a las de carbón, pero si, como se puede suponer, se produce un fuerte tirón en su demanda, habrá que revisar a la baja los años de reservas; otras fuentes estiman que las reservas durarán un centenar de años, aunque nuevas tecnologías (*Fast reactor technology*)⁵ pueden elevar esta estimación hasta varios centenares de años.

Dejando al margen las energías renovables, no es en este momento previsible dentro de un mínimo rigor científico, que a corto plazo se dé ninguna revolución tecnológica, ni aparezca ninguna otra fuente energética suficiente para abastecer de forma sostenida a una demanda mundial de energía primaria que desde 2000 está creciendo a ritmos superiores al 2% anual, (salvo en el año de crisis de 2001, que creció al 0,5%, valor que probablemente se produzca en los dos o tres próximos años, debido a la nueva y superior crisis económica que nos rodea)⁶.

³ BP Statistical Review of World Energy, 2008

⁴ James Hopf, Nuclear Engineer November 2004

⁵

International Atomic Energy Agency. Staff report, June 2006

⁶ BP Statistical Review of World Energy, 2008.

La conclusión de estas en cierto modo sombrías, pero inapelables previsiones, es que por un lado la importancia de las energías renovables es inmensa y que por otro, debemos hacer todo lo posible por estirar la duración de las fuentes fósiles y minerales. ¿Hasta cuándo? Hasta disponer de otras fuentes alternativas. Hoy por hoy, la principal fuente energética alternativa sigue siendo el ahorro energético.

Queda por tanto claro que la discusión acerca de la sostenibilidad de estas fuentes energéticas no puede centrarse sobre su longevidad, que ya se conoce, sino que debe ser sobre cómo hacer que se posponga todo lo posible en el tiempo la fecha de su agotamiento, cómo demorar la extinción de los recursos fósiles y minerales sin comprometer el desarrollo económico ni provocar deterioro en la calidad de vida (de todos los habitantes del planeta).

La doble respuesta es evidente:

- Mediante el ahorro en la producción, es decir utilizando las fuentes energéticas de la manera más eficaz, no producir más energía no acumulable que la estrictamente necesaria.
- Mediante el ahorro en la utilización, empleando la energía producida con el máximo de racionalidad, sin derroches en aplicaciones inútiles o poco eficientes.

En este trabajo se analizarán ambos aspectos.

El hecho de que en este Grupo haya cuatro diferentes subgrupos tratando de la sostenibilidad desde muy distintos puntos de vista nos indica que el problema de la “Sostenibilidad de la energía” debe tratarse como un Proyecto multidimensional: no hay una solución única, es necesaria la colaboración de todos, porque en el fondo es un problema de todos.

Para concluir esta introducción, recordemos que este año se ha celebrado, entre los días 29 de junio y 3 de julio, el 19º Congreso Mundial del Petróleo, por primera vez en Madrid. Este Congreso se celebra cada tres años y reúne a toda la industria relacionada con los hidrocarburos, petróleo, gas y sus derivados petroquímicos, en toda la cadena desde la exploración y la producción hasta la utilización por parte del consumidor de sus productos finales. El lema del Congreso de Madrid ha sido:

“Un mundo en transición: el suministro de energía para un crecimiento sostenible”.

Es un slogan perfecto para el Congreso del Petróleo porque tanto la producción en términos económicos de los hidrocarburos como la utilización racional de la energía figuran desde los orígenes de la Industria Petrolera entre sus principales retos y preocupaciones.

Este lema también se ajusta perfectamente al propósito de este Grupo y, por supuesto, al de nuestro subgrupo. Asimismo, puede ayudar a explicar porqué yo, un petrolero, me encuentro hoy aquí como relator, hablando de sostenibilidad.

En el desarrollo de nuestro guión se encontrarán citas de diversos trabajos del Congreso, porque aportan contenido a la exposición. En ella vamos a tratar de energía y de medio ambiente, y de nada más.

CAPÍTULO 2 Criterios para medir la sostenibilidad

Índice del Capítulo

- a) Concepto de sostenibilidad.
- b) Sostenibilidad y Termodinámica.
- c) Criterios de sostenibilidad
 - i. Alemania.
 - ii. Reino Unido (RTFO).
 - iii. Países Bajos (Cramer).
 - iv. Propuesta de Directiva de Energías Renovables.
 - v. Actuación de los Organismos Normativos.
- d) Eficiencia energética.

a. Concepto de sostenibilidad.

Hace veinte años, expresiones tales como “desarrollo sostenible”, o la misma palabra “sostenibilidad” no eran comprendidas más que por muy pocos, en tanto que hoy son de dominio público y prácticamente cualquier estudiante de Bachillerato las maneja con precisión (aunque sigue existiendo un número considerable de personas, abundantes en ciertas profesiones, como por ejemplo la política, que no las comprenden en su completa dimensión).

En 1987 se publicó el Informe, “Our Common Future” también conocido como “Brundtland Report”, así llamado porque lo redactó una Comisión de las Naciones Unidas, cuyo responsable era la ex primera ministra de Noruega Gro Harlem Brundtland. En él se acuñó la expresión “desarrollo sostenible” para definir una manera de explotar los recursos para que se puedan satisfacer las necesidades humanas respetando el entorno, de manera que no sólo se cumplan las necesidades de hoy sino que además también se puedan cumplir en el futuro. La definición más precisa también la proporcionaba el Informe, y merece la pena citarla, por su precisión y elegancia:

Sustainability means “meeting the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.”

Es decir, podemos decir que

El desarrollo sostenible es aquél que satisface las necesidades actuales de las personas sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las suyas.

El término “sostenibilidad” se empieza a aplicar a partir de ese momento, aunque el concepto ya existía anteriormente (desde tiempo inmemorial en algunas culturas), como principio de solidaridad intergeneracional, que resulta especialmente necesaria en el día de hoy en la cultura del mundo desarrollado al tratar de la demanda de energía; su crecimiento obedece principalmente a dos razones, consecuencia de la evolución humana:

- Aumento de la población, resultante de las mejoras en las condiciones de vida producidas por el propio desarrollo económico.
- Aumento del nivel de vida de esa mayor población.

En la evolución del consumo energético humano se pueden distinguir, según algunos autores, las seis fases o periodos históricos siguientes:

1. El hombre primitivo usó exclusivamente la energía producida por los alimentos ingeridos para el sostenimiento de la vida y para producir trabajo mecánico.
2. El hombre cazador dispuso de más alimento y usó la madera para calefacción, luz y cocción de sus alimentos.
3. El agricultor primitivo empleó su propia fuerza y la de las bestias domesticadas para obtener sus cosechas.
4. A partir de 1400 d.C., el agricultor avanzado empleaba el carbón vegetal para la calefacción, y la potencia hidráulica y la eólica para sus necesidades agrícolas.
5. Tras la revolución industrial, a partir del siglo XVIII, el hombre empleó la máquina de vapor para producir potencia mecánica.
6. El hombre actual, o tecnológico, usa el motor alternativo, las turbinas de gas, las de vapor y las hidráulicas como transformadoras de energía primaria en secundaria básica.

Es de destacar que en el mundo actual conviven las fases 6, 5, 4, e incluso la 3 y la 2, pues el acceso a la tecnología no es homogéneo en toda la humanidad, sino que está repartido de forma muy desigual. Por ello, el consumo energético mundial es una mezcla de situaciones muy dispares. Durante más de un siglo tras la revolución

industrial, el crecimiento económico ha sido asimétrico. Los países “ricos” han crecido más rápidamente que los “pobres”, pese a que su población representaba una fracción cada vez menor de la población mundial, hasta el decenio de 1950, en que se inició un cambio. En los últimos años hemos asistido a una transformación extraordinaria en lo que respecta a la composición del crecimiento económico mundial, pero sin que ello implique una aproximación de las rentas per cápita en unos y otros ni la disminución en el número de “pobres”, antes al contrario.

Así, hoy en día más de 1.600 millones de seres humanos, sobre un total de unos 6.500, carecen de acceso a la energía comercial. Esta situación, con todas las connotaciones éticas que contiene, hace aparecer la necesidad de una sostenibilidad intrageneracional, es decir compartir la energía entre los habitantes del planeta.

La imagen más utilizada para describir el desarrollo sostenible es un símil arquitectónico, figura 1, en el que el “desarrollo sostenible” es un techo sostenido por tres pilares, que son: la protección del medio ambiente, el desarrollo social y el crecimiento económico.

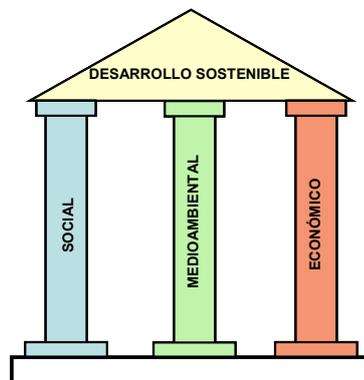


Figura 1. Los tres Pilares del Desarrollo Sostenible

De una forma más completa, poniendo de relieve los elementos, características comunes e interacciones de cada pilar, el esquema se ha representado como se muestra en la figura 2. De esta manera se acentúa el interés por abrir el fomento del desarrollo sostenible a todo tipo de entidades, entendiendo que el sostenimiento de los tres corresponde a las Organizaciones Internacionales y a los Gobiernos, las ONG trabajarían para conseguir objetivos sociales y medioambientales, mientras que las Empresas se concentrarían en el desarrollo económico y la protección ambiental en su ámbito. Se necesita una perfecta coordinación entre esas entidades, cuyos fines son muy distintos y no necesariamente complementarios en otros terrenos. Por ello, nadie puede asegurar que sea una tarea fácil.

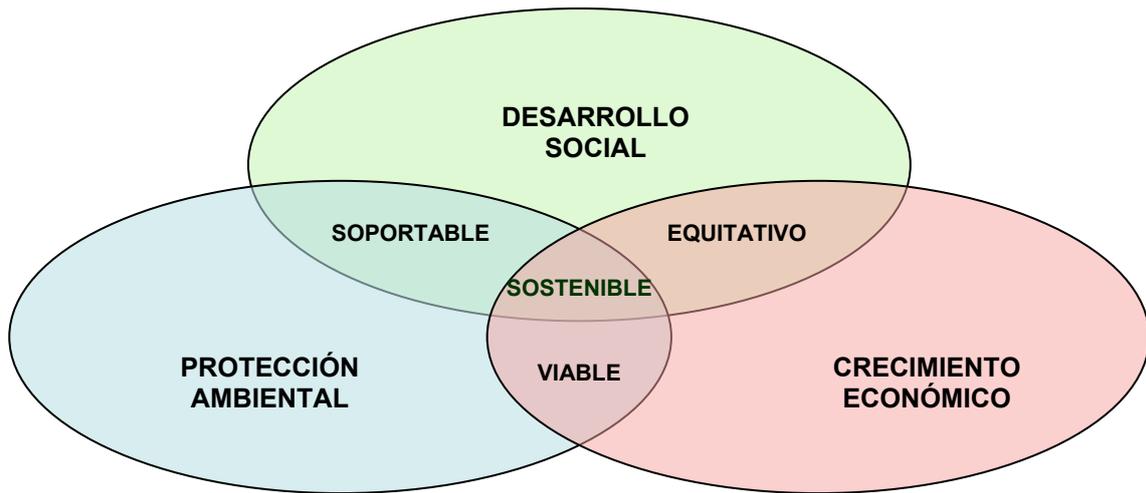


Figura 2. Los Componentes del Desarrollo Sostenible.

El mayor problema en la percepción cotidiana por el ciudadano medio sobre el abastecimiento de la energía, no es tanto por su escasez, avalado por el hecho de que nunca ha faltado (ni siquiera durante las crisis del petróleo de los decenios 1970 y 1980), sino porque se cree que nunca llegará a faltar. Ello conduce inevitablemente al derroche.

La sostenibilidad, y nuestra exposición, se centran en señalar los defectos en nuestro ámbito y apuntar las soluciones necesarias.

La percepción que se tiene de sostenibilidad, con independencia de los criterios que distintas Entidades han fijado para definirla y más adelante se mencionan, se ha convertido casi en un sinónimo de preservación de los recursos y respeto al entorno, lo que encaja perfectamente dentro del símil de los tres pilares.

La sostenibilidad es un concepto intuitivo de reciente adopción como magnitud científica, por lo que necesariamente tiene que cumplir ciertas condiciones, para ser aceptada como tal.

La primera condición es sin duda que se pueda medir y para ello se han desarrollado diferentes criterios.

b. Sostenibilidad y Termodinámica.

La razón de que existan varios criterios es porque simplemente es una magnitud nueva y aun no hay acuerdos generalizados sobre su definición, dado que se utiliza en diferentes campos de la técnica y de la economía y cada uno tiende a intentar adaptarla a sus necesidades. Otra razón de la falta de unanimidad es que el paso de un concepto intuitivo a uno científico no es fácil y deben dejarse de lado ciertos aspectos cualitativos, sobre los que no todos los puntos de vista coinciden. Dentro del concepto de sostenibilidad están implícitas las ideas de mayor duración de los recursos conocidos y utilización de otros nuevos, de aprovechamiento de la energía, de eficacia en su empleo, en definitiva de rendimientos y eficiencia, lo que nos lleva con toda naturalidad a considerar la Termodinámica como referencia para nuestro análisis, dado que es la Ciencia que se ocupa de estos conceptos con el rigor necesario, que por otra parte raras veces está presente en lo que llega al conocimiento público, que suele ser superficial, como corresponde a toda divulgación, pero que además, desgraciadamente, es erróneo con frecuencia.

En primer lugar convendrá repasar los fundamentos de la Termodinámica, porque dentro del concepto de sostenibilidad y de forma más o menos implícita, está el de "eficiencia" o "rendimiento", que la Termodinámica clásica considera básicos.

Se entiende por eficiencia, o rendimiento, al cociente entre la energía útil producida y la energía consumida en un "motor o máquina térmica". Este cociente

podrá alcanzar, pero no será nunca superior a la unidad, y es lo que nos dice el **Primer Principio de la Termodinámica**, en una de sus formulaciones más repetidas, “*la energía interna de un sistema aislado es constante*”, que es la versión correcta del enunciado mencionado más arriba, “la energía no se crea ni se destruye, solamente se transforma”, como vulgarmente se repite.

Pero ese cociente entre energía producida y consumida es en realidad inferior a la unidad, porque en esa “máquina” se producen varias manifestaciones de energía, la deseada, para la que se ha diseñado, y a la vez una no deseada, no aprovechable. Así, un motor térmico consume un combustible para producir con él calor y este calor produce trabajo, pero a la vez es necesario evacuar calor a la atmósfera ineludiblemente. Un motor eléctrico consume trabajo eléctrico y produce una cantidad ligeramente menor de trabajo mecánico. Esto es debido a que una fracción de este trabajo se convierte internamente en calor por efecto de la resistencia eléctrica de los cables y por los rozamientos, mayoritariamente. Esto es lo que nos dice el **Segundo Principio**, del que no me resisto a citar las dos expresiones clásicas, distintas en la forma pero idénticas, la de William Thomson, (Lord Kelvin), “*no es posible un proceso cíclico en el que el calor extraído de un cuerpo caliente se transforme íntegramente en trabajo*”, y la de Rudolph Clausius, “*el calor no pasa espontáneamente de un cuerpo frío a otro caliente sin que haya que realizar un trabajo*”.

Esto significa que el rendimiento de todo proceso será inferior a 1. El máximo rendimiento (η) alcanzable, en efecto, viene dado por la fórmula de Carnot:

$$\eta = 1 - T_f / T_c,$$

Esta fórmula, tan sencilla y a la vez de tanta profundidad, expresa que el rendimiento de un proceso depende sólo de las temperaturas del foco frío, T_f y caliente, T_c , expresadas en grados Kelvin, con independencia de todo lo demás. Para que el rendimiento fuese 1, sería necesario bien que el foco frío, T_f estuviese a 0° K, el cero absoluto, o el foco caliente, T_c , estuviese a temperatura ∞ , posibilidades ambas físicamente imposibles. De hecho, sólo procedimientos e instalaciones modernas muy sofisticadas alcanzan rendimientos sostenidos del orden del 60%; es decir, que siempre se está desperdiciando, en el mejor de los casos, cerca de la mitad de la energía que se consume y a menudo, mucho más, como veremos a continuación.

Con esto sólo quiero recordar que la naturaleza pone unos límites estrechos, la ciencia halla las fórmulas y las definiciones de los fenómenos físicos y la tecnología trata de acercarse a los límites teóricos máximos.

Entre esas definiciones están las que nos interesan en este trabajo. Voy a pararme en las de “energía final”, y “disponibilidad”.

Energía Final.

La frontera donde la energía se considera final es un mero convenio. Generalmente se acepta que la energía final es aquella por la que se paga, quedando las pérdidas en una eventual conversión del lado del uso final. Ejemplo: un electrodoméstico emplea energía final, la electricidad, pero para dar su servicio incorpora pérdidas, con lo que la energía útil empleada por el usuario es menor que la consumida por el aparato, aportada por la electricidad. El trabajo útil es una fracción pequeña de la energía primaria. Aunque el calor producido en algunos casos es parcialmente aprovechable, como por ejemplo, si la central está próxima al punto de consumo será utilizable por el sector industrial y doméstico, pero la condición de proximidad es indispensable, pues el transporte a larga distancia de la energía calorífica no es viable. Caso de no ser así, se considera una pérdida.

Por tanto,

Energía primaria > Energía secundaria > Energía final > Energía útil

Las mayores pérdidas ocurren en el sector transporte y en la generación de electricidad, debido a la transformación de la energía térmica en trabajo que exige cumplir limitaciones tipo Carnot basadas en el Segundo Principio.

El rendimiento energético de una central viene dado por el trabajo producido, en su equivalente energético, dividido por la energía consumida. Si se trata de tecnología obsoleta este rendimiento medio para un país puede apenas sobrepasar el 25%, especialmente si el mantenimiento es deficiente y las centrales anticuadas. Sin embargo, en países tecnológicamente avanzados, un valor de 36% es normal y de hecho es la media actualmente. Puede ser mayor si la cuota de ciclos combinados es alta. Actualmente, en los ciclos de vapor supercríticos y ultrasupercríticos se trabaja en la resistencia termomecánica de los materiales capaces de alcanzar 45-50% de rendimiento de conversión a electricidad, llegándose actualmente en los “ciclos combinados” a las cercanías del 60%. En el transporte, la conversión de calor en trabajo en los denominados “motores térmicos”, logra convertir hasta algo más de un 50% (motor Diesel turboalimentado), de la energía contenida en el combustible que lo alimenta.

La combustión supone una irreversibilidad que limita la potencia obtenible. Un motor que recibe calor directamente sólo puede convertir en trabajo la disponibilidad de ese calor, que es menor. Un motor libera el poder calorífico (salvo que quede combustible sin quemar), extrae trabajo y queda entalpía térmica en los gases de escape y en la refrigeración pues el agua está caliente, salvo las pérdidas directas por radiación y convección al ambiente. Si no hubiera pérdidas y si el motor obrara reversiblemente, el poder calorífico superior proporciona aproximadamente el trabajo aprovechable posible. En consecuencia, los motores térmicos de combustión interna nunca podrán convertir la totalidad del poder calorífico en trabajo, pues aunque lo realizan internamente, evitando aportes de calor que son censados por las limitaciones de Carnot, convierten la disponibilidad del combustible en calor interno, aplicándose inmediatamente el factor de Carnot < 1 .

Disponibilidad o Exergía.⁷

Para definir la disponibilidad, definiremos primero el “estado muerto”, como equilibrio total con su entorno, no sujeto a ningún tipo de gradiente. Esto implica igualdad en la temperatura, presión, densidad, composición química, además de idénticos campos gravitatorio y magnético. En este “Estado muerto” no se puede extraer trabajo de su combinación con el entorno. La “Disponibilidad” de un sistema cuerpo-entorno es el máximo trabajo aprovechable que se puede obtener por la combinación del cuerpo y su entorno mediante una secuencia de transformaciones reversibles, es la “distancia energética” que lo separa del equilibrio.

Este concepto fue introducido por el físico Zoran Rant en los años 1950. De acuerdo con la definición, la exergía mecánica es la energía cinética, y el calor sería la exergía térmica. Al producirse una combustión, se recombinan los hidrocarburos o los hidratos de carbono del combustible con el oxígeno atmosférico, dando como resultado un equilibrio químico, por lo que resulta que el calor de combustión (la entalpía) del combustible es sensiblemente igual a su contenido de exergía. En las sustancias no combustibles, la exergía es una medida de su diferenciación con su entorno.

⁷ Fuente: [Göran Wall](#)

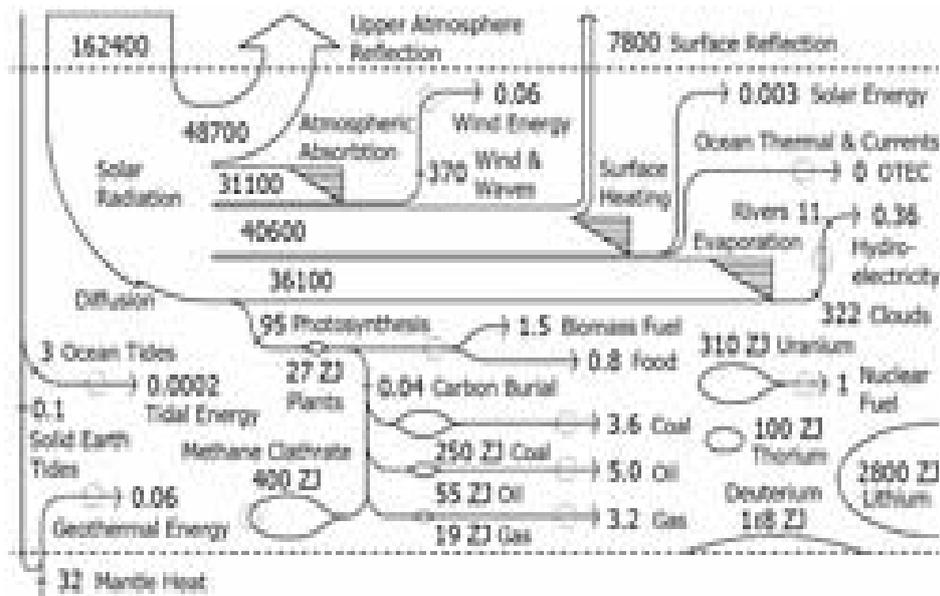


Figura 3. Flujo global de exergía⁸.

Hay una cantidad sustancial de exergía que fluye como energía solar hacia la Tierra y dentro de ella además de los depósitos de exergía no renovable que constituyen la principal fuente de energía del actual sistema económico-energético. En la Figura 3 se detallan los flujos y los depósitos de exergía. Los flujos están representados por las líneas que terminan en zonas rayadas que indican la destrucción natural de exergía o su uso antropogénico para suministro de energía, indicado por flechas. Los óvalos indican acumulaciones de exergía.

El concepto de exergía ayuda a comprender, y a mitigar, el impacto ambiental porque la exergía es la distancia que separa un cuerpo del equilibrio con un entorno de referencia, que es precisamente el entorno real. Además, al ser la exergía como la hemos definido una medida del potencial de una sustancia para producir un cambio, la exergía de una emisión sería la medida del potencial impacto ambiental de esa emisión. Por tanto, el análisis de la exergía de un sistema puede ser un indicador del impacto ambiental, o puede al menos servir para definirlo.

La exergía por tanto es una propiedad compartida por un sistema y un estado de referencia. Por ello, no es una propiedad termodinámica de un cuerpo ni un potencial termodinámico de un sistema. Sin embargo, es la mejor aplicación de estos conceptos y derivable matemáticamente de ellos. La exergía es una magnitud que se puede medir y disminuye durante la conversión de energía útil en energía perdida o inútil. Por ello, la exergía mide el potencial real de un sistema para producir trabajo: la exergía consumida para crear algún bien económico (producto o servicio), es superior al trabajo realizado. La exergía es el trabajo que ya no puede realizarse en ningún otro sistema porque el bien económico se ha producido. Por ello la exergía se ha definido como la “calidad de la energía”.

⁸ Fuente: Exergy.org

Aplicaciones en sostenibilidad

La investigación en el terreno de la Ecología de Sistemas utiliza con frecuencia la exergía de la formación de los recursos naturales fósiles y minerales a partir de un pequeño número de inputs exergéticos (suelen ser la radiación solar, el calor geotérmico y la fuerza de las mareas). Esta aplicación necesita de unas hipótesis previas del medio ambiente en el pasado, que puedan haber sido el estado de referencia. Este es el punto más débil de la teoría porque, ¿podemos decidir cuál es la “más realista imposibilidad” de hace millones de años, cuando estamos especulando acerca de la realidad presente?

Por ejemplo, comparar la exergía del petróleo con la del carbón, utilizando naturalmente un estado de referencia común, implica que las aportaciones de exergía geotérmica describan el proceso de transición desde los materiales biológicos a los materiales fósiles, durante los millones de años transcurridos en la corteza de la Tierra, así como las aportaciones de la radiación solar que acumularon los materiales previamente, en su fase de componentes de la biosfera. Con todo el rigor necesario, este proceso debe ser descrito matemáticamente, en un viaje atrás en el tiempo hasta el momento en que los materiales compartían el mismo estado de referencia, y recibían por consiguiente los mismos aportes de ambas exergías. Ello exige grandes dosis de especulación, porque ya no se trata de fijar un entorno o estado de referencia con el presente. Se pueden hacer hipótesis razonables, pero no son contrastables, por lo que muchos científicos consideran esta rama de la ecología como pseudo ciencia o pseudo ingeniería. La importancia, sin embargo que pueda tener esta investigación es intentar cuantificar la sostenibilidad, planteándose de alguna manera (y contestando) a preguntas tales como:

La extracción y uso antropogénico de un recurso fósil o mineral para producir cualquier bien económico, ¿destruye la exergía de la Tierra más rápidamente de lo que esos recursos la reciben?

Caso de ser así, ¿es mejor, por destruir menos, producir el mismo bien, u otro distinto, utilizando otra combinación de recursos naturales?

Quiero cerrar esta sección con esas preguntas pendientes, en primer lugar porque desconozco sus respuestas, y dudo mucho que nadie las conozca ni pueda llegar a conocerlas, y en segundo porque producen una inquietud intelectual que nos ayudará sin duda a respetar más los recursos naturales fósiles y minerales, a mejorar su sostenibilidad en definitiva.

c. Criterios de sostenibilidad.

En los esfuerzos para dar un carácter científico al concepto “filosófico” de sostenibilidad, se han estudiado diversas características cuantificables que perfilan los imprecisos límites del concepto para a partir de esas características asignar valores que se puedan medir con cierta precisión y objetividad y de esta manera, transformar la idea intuitiva de sostenibilidad en una magnitud física.

Se han realizado varios intentos y se siguen aportando ideas para perfeccionar los criterios mediante los cuales se llegue a una definición de amplia aceptación. Probablemente no se alcance una sobre la que exista unanimidad, como ocurre con tantas otras magnitudes, pero el disponer de varias definiciones o criterios probablemente permita evaluar sostenibilidades en distintas aplicaciones, pues no siempre el disponer de varios sistemas de medida implica un defecto básico, sino que aporta una mayor flexibilidad, utilizando en cada caso el óptimo para la aplicación en que estamos trabajando (pensemos en los distintos sistemas de unidades).

En base a estas líneas generales, para medir la sostenibilidad los distintos métodos de clasificación y definición tienden a establecer límites o condiciones sobre los siguientes campos:

- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)
- Tiempo de eliminación del dióxido de carbono emitido (“Carbon payback time”)
- Impacto sobre la producción de alimentos
- Impacto sobre la producción de medicamentos
- Efectos sobre el entorno:
 - Atmósfera
 - Suelo
 - Agua
 - Biodiversidad
- Consideraciones socioeconómicas
- Otras características, a determinar

Con estos parámetros y algunos otros se han establecido en varios países o Entidades no gubernamentales diferentes concepciones de sostenibilidad, que se revisan a continuación, sin profundizar excesivamente.

i) Alemania.

En Alemania, se ha elegido la forma legislativa para canalizar los criterios. En resumen, las energías renovables que sustituyen a la convencional, en su uso deben aportar:

- Reducción de emisiones de GEI: entre el 20 y el 40%, respecto de la energía convencional.

Asimismo, las tierras dedicadas a la producción de estas energías renovables están sujetas a varias condiciones medioambientales:

- Impacto sobre la producción de alimentos: se penalizará la reducción de emisiones de GEI si no se utilizan tierras de retirada para la producción de la energía renovable.
- Efectos sobre la biodiversidad: no se admite degradación de los ecosistemas. No se pueden utilizar tierras declaradas de protección natural.
- Efectos sobre el suelo: no afectarán a las funciones o a la fertilidad del suelo.
- Efectos sobre el aire: cumplirán la legislación vigente.

- Efectos sobre el agua: no se degradará su calidad ni variarán los criterios de su gestión.

No están cuantificados los valores, pero sí están estipulados los campos sobre los que se va a fijar la atención de la Administración competente a la hora de considerar sostenible o no el proyecto que se le someta. Esta medida hay que calificarla de inteligente y con gran sentido práctico, porque reconoce que no todos los supuestos son iguales y un mismo proyecto puede considerarse viable en un determinado contexto, o conjunto de valores de los parámetros, y no en otro, otorgando en definitiva a las condiciones locales su verdadero valor.

ii) Reino Unido (RTFO).

El Reino Unido ha publicado⁹ una estrategia sobre la utilización de biomasa y creado una obligación para la utilización de biocarburantes en el transporte (“Renewable Transport Fuel Obligation”, RTFO), en la que establece unas condiciones para que los combustibles utilizados cualifiquen a efectos del cumplimiento de la obligación. Se trata de una revisión exhaustiva de todas las operaciones, no sólo durante la producción, sino previamente a ella, además de ejercer la Administración, que otorga el permiso y certifica los resultados, su derecho a inspecciones periódicas. Entre las condiciones estipuladas se pueden destacar las siguientes:

- Ahorro de GEI: Como promedio, el 40% creciente anualmente, para que a partir de 2010, sea mayor o igual que el 60%. Asimismo, no se permite el uso de la quema para despejar el terreno, ni la incineración de los residuos generados por las actividades.
- En el caso de cambio de uso de la tierra, para cultivar especies energéticas, el CO₂ dejado de absorber por ésta deberá ser recuperado por las menores emisiones diferenciales del biocombustible en menos de 10 años (“Carbon payback time”).
- Tratamiento del problema de los alimentos: las empresas productoras de biocarburantes deberán informar de los volúmenes de los mismos obtenidos de las tierras utilizadas. Además se fija un precio de equilibrio para que en el caso de que suban los alimentos, sea más rentable pagar por el incumplimiento de la obligación que penalizar la producción de alimentos.
- Tratamiento de la biodiversidad: se dedican diversas medidas a su protección, de las que destacamos la obligación de no utilizar al menos el 10 % de la superficie de las tierras dedicadas a la producción, a modo de reserva.
- Suelo: para su protección, hay que presentar un estudio de cómo se va a tratar, y someterse a una inspección oficial cada año.
- Aguas: todos los tratamientos y procesos de utilización agrícola del agua deberán someterse a aprobación, y también serán inspeccionados anualmente.
- Impacto social: se presta especial atención a la protección de los trabajadores, lo que no deja de resultar llamativo en un país de la tradición liberal del Reino Unido, o quizá por eso mismo. En efecto, se establece que todos los trabajadores tengan un contrato, se limita el número de horas de la jornada, etc.

⁹ Mayo de 2007, “The UK Biomass Strategy” Department for Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA)

iii) Países Bajos. Criterios de Cramer.

En 2006, el Gobierno de los Países Bajos convocó a un grupo de expertos para que definieran unos principios y en función de los mismos establecieran unos criterios para la producción sostenible de la biomasa. Se denominan desde entonces los “Criterios de Cramer”, nombre del responsable del Grupo, y se agrupan en los siguientes grandes bloques:

1. Balance de emisiones de GEI.
2. Competencia con el suministro de alimentos, de energía local, de medicamentos, de materiales de construcción.
3. Efectos sobre la biodiversidad, áreas protegidas o ecosistemas valiosos.
4. Entorno local y general: generación de residuos, erosión, efecto sobre las aguas, emisiones totales.
5. Prosperidad social.
6. Bienestar social. Análisis de los derechos sociales, humanos y de propiedad.

En los Países Bajos, estas condiciones se aplican también con bastante flexibilidad en lo que a cuantificación de los valores de los parámetros se refiere, para reconocer las características de cada explotación, y también la Administración tiene el derecho a inspeccionarlas periódicamente y retirar el permiso o el certificado de sostenibilidad en caso de incumplimiento.

Debido a las características del país (densidad de población, industrial, agrícola, etc.) se presta especial atención al cumplimiento estricto de todas las condiciones fijadas. En el caso del “Carbon Payback”, se ha fijado un periodo máximo de 10 años, como en el Reino Unido. Son particularmente severas las condiciones de uso y purificación del agua, precisamente porque las condiciones demográficas del país imponen un control de los acuíferos que resultaría exagerado para la “Europa verde” si se realizara un análisis superficial desde un país seco como España, pero que tiene una lógica aplastante.

iv) Propuesta de Directiva de Energías Renovables

En estos momentos se encuentra en fase de discusión la propuesta de directiva de Energías Renovables, que intenta dar un marco adecuado a su desarrollo en la Unión Europea y encauzar el uso indiscriminado de fuentes no fósiles, dentro de los objetivos marcados por la Comisión de tener un mínimo del 20% de energías renovables en el consumo en 2020 y un 10% mínimo en los biocarburantes dedicados al transporte. Con ella se intenta eliminar el “todo vale” y regular cuáles son las definiciones precisas de energía renovable y de sostenibilidad.

Los criterios de la CE, como figuran en el Artículo 15 de la propuesta de Directiva son cuatro para los biocarburantes dedicados al transporte y para los biolíquidos:

- ahorro mínimo de GEI del 35%, basado en los datos y metodología de la propia Directiva (Anexo VII de la propuesta). El número está en revisión, y es probable que, pese a la oposición de los productores de biocombustibles, sea superior a ese 35 % en la redacción final de la Directiva.
- no se utilizará ningún material procedente de zonas de elevada biodiversidad, como bosques vírgenes o espacios naturales protegidos.
- no se utilizará ningún material procedente de la conversión de terrenos con alta capacidad de acumulación de carbono, como pueden ser los humedales o las zonas de gran densidad forestal.
- Los productores de la UE deberán cumplir en todo el proceso los reglamentos agrícolas de 'cross-compliance', que proporcionan un estándar para la gestión medioambiental en granjas.

En estas condiciones queda excluida en la práctica cualquier biomasa producida en una agricultura como la española, porque los rendimientos del secano, mayoritario en nuestro país, no se acercan a lo mínimamente económico, y dedicar un recurso escaso como es el agua resulta asimismo disparatado. No es cuestión baladí, pues deja a España (y otros países) en condiciones de desventaja competitiva con nuestros vecinos del Norte de Europa, por lo que se deberán buscar compensaciones. Ello, pese a que estos criterios resultan benignos, en comparación con las condiciones que hemos apuntado más arriba para Alemania, Reino Unido y Países Bajos.

v) Actuación de los Organismos Normativos.

En este año se está constituyendo en el Centro Europeo de Normalización (CEN) un Comité Técnico (TC) de nueva creación. Se trata del CEN/TC 383, “*Sustainability criteria for biomass*”, del que existe un grupo espejo en AENOR y en las demás Entidades de Normalización de los distintos países afiliados al CEN. El objetivo del CEN/TC 383 es elaborar las normas (“meta-standards”) para la producción sostenida de biomasa destinada a la producción de biocarburantes y a la generación de energía.

Los mayores desafíos de cualquier esquema serán que los criterios de sostenibilidad que establezca sean claros, cuantificables y verificables, sin ocasionar una carga administrativa exagerada a la industria ni a los verificadores. Los procedimientos de verificación deben ser fiables y proporcionar certeza acerca del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad.

d. Eficiencia energética

La Termodinámica ha señalado el camino y dado que no se pueden superar los límites que marca, que son los que impone la Naturaleza, sólo podemos, para estirar las reservas finitas de energías fósiles de las que se dispone, racionalizar su empleo, es decir, utilizarlas con la mayor eficiencia posible. Para ello, hay que empezar por analizar el empleo de la energía en España para estudiar los campos en los que la economía energética tendrá mejores perspectivas de éxito.

En la publicación del Ministerio de Industria y Energía¹⁰ dedicada al análisis de la energía en España figura el gráfico que se reproduce a continuación en la figura 4, que nos orienta hacia donde se deben dirigir los esfuerzos para la racionalización del consumo de energía, que como hemos visto, es sinónimo de sostenibilidad en el contexto de este trabajo.

¹⁰ La energía en España 2007. , Secretaría General de Energía, Centro de Publicaciones MITYC, Madrid 2008

GRÁFICO 2.6: DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2007 (Metodología AIE)

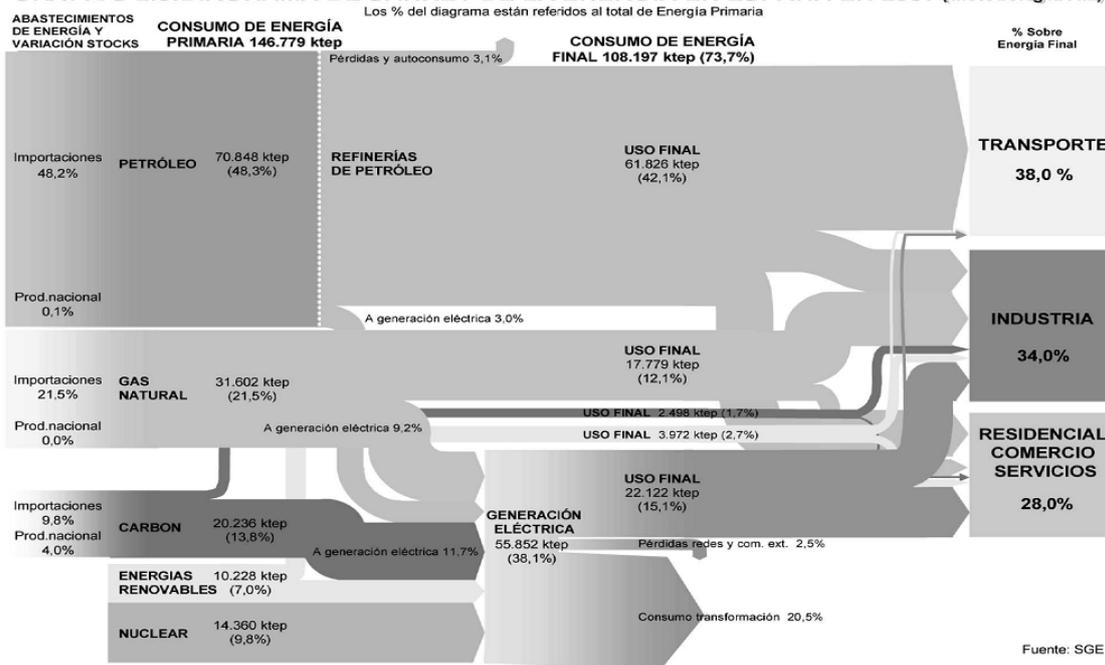


Figura 4. Origen y empleo de la Energía Primaria en España.

En el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de GEI 2008-12, figuran las emisiones de CO_{2eq} de estos sectores durante el periodo anterior, o que nos permite ver la estrecha correlación existente entre energía y emisiones:

Año 2004	Kt CO _{2eq}
Industria	189.000
Transporte	102.000
Residencial, Comercial, Servicios	29.400
Agrario	57.000

El total nacional en ese año estaba en torno a las 400.000 Kt, es decir que los sectores indicados suponen sensiblemente el total nacional. Es evidente que una reducción en los consumos energéticos, procedentes en su práctica totalidad de combustibles fósiles, de estos sectores conlleva una menor emisión de GEI y por tanto un claro beneficio ambiental.

El análisis de estos sectores desde el punto de vista de las mejoras energéticas es el objeto del resto de este trabajo.

CAPÍTULO 3 Transformación de la energía. Aplicación de los criterios.

Índice del Capítulo

- a) Generación eléctrica.
 - i. Carbón.
 - 1. Introducción:
 - Descripción de los aspectos ambientales principales en una central de carbón
 - 2. Desarrollo:
 - El inicio de la generación eléctrica en una central de carbón.
 - Evolución de esta generación en un ciclo de mejora continua:
 - sensibilización
 - adaptaciones (inversiones) ambientales
 - detección de nuevas mejoras (IMAS/Lean)
 - 3. Conclusión:
 - Certificación en ISO 14001 como meta: descripción e implicaciones
 - EMAS: un paso adicional
 - ii. Energías Renovables.
- b) Refino de petróleo.

NOTA:

Las industrias transformadoras de energía pertenecen a los sectores Eléctrico y Petrolero, pues la disposición de energía final por los consumidores se realiza en forma de energía eléctrica y de la contenida en los hidrocarburos.

Los sectores mencionados son los que facilitan el acceso a ambas a los ciudadanos, y por tanto son los sectores a analizar en cuanto a que son a la vez productores (con la salvedad apuntada en cuanto a “producción/puesta a disposición” de la energía en el Capítulo 1) y acerca del uso que hacen a su vez de los recursos y de su impacto sobre el medio ambiente va a tratar este capítulo.

Conviene hacer una observación preliminar, y es que este trabajo habría sido más completo si se hubieran analizado todas las formas de generación eléctrica, pero por razones diversas sólo se van a mencionar las centrales de carbón y las energías renovables, no entrando a discutir la generación a partir de hidrocarburos (gas natural y fuel oil) ni las centrales nucleares.

a) Generación eléctrica

i) Generación eléctrica con carbón

INTRODUCCION

El carbón juega un papel muy importante como fuente energética, ya que permite reducir la dependencia en fuentes exteriores como el gas natural (el carbón es un recurso abundante y deslocalizado) y contribuye a la seguridad de suministro del sistema eléctrico cubriendo los picos de demanda interanuales (variaciones de hidraulicidad). Por otro lado, el transporte, manipulación y almacenamiento del carbón presentan muy pocos riesgos tanto desde el punto de vista de seguridad como ambiental, y los residuos producidos tras su combustión se valorizan mediante su reutilización.

En este contexto, y en paralelo con el desarrollo de nuevas tecnologías de uso limpio de carbón, las centrales térmicas existentes han seguido un camino de progresiva adaptación hacia procesos más respetuosos con el entorno. Partiendo de la **identificación de los aspectos ambientales**, estas instalaciones han ejecutado importantes inversiones y han establecido programas de mejora continua como base para alcanzar la certificación ambiental que garantiza una generación eléctrica sostenible.

Ahora bien, ¿qué se entiende por “**aspecto ambiental**” de una actividad determinada, en este caso, de la generación eléctrica con carbón?

Recurriendo a la definición recogida en la norma ISO 14001, “es cualquier elemento de dicha actividad que puede interactuar con el medio ambiente”.

Por tanto, y de acuerdo con esta interpretación, es necesario un análisis previo del proceso de una central térmica de carbón para poder identificar sus aspectos ambientales.

La generación eléctrica con carbón es un proceso en el que la energía química ligada por el combustible fósil se transforma en energía calorífica en la caldera, mecánica en la turbina y finalmente eléctrica en el generador. Para ello, el carbón se reduce primero a un polvo fino y se envía al hogar por medio de aire caliente a presión. La energía liberada durante la combustión en el hogar de la caldera hace vaporizarse el agua en los tubos que discurren por sus paredes y produce vapor que se sobrecalienta para obtener el mayor rendimiento posible. Los humos procedentes de la combustión se conducen a la chimenea para su evacuación al exterior, mientras que el vapor, a elevada presión y temperatura, se dirige a la turbina a través de un sistema de tuberías. La turbina consta de varios cuerpos; de alta, media y baja presión. El objetivo de esta disposición es aprovechar al máximo la energía del vapor, a medida que éste va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a presión hace girar la turbina, generando energía mecánica.

El vapor, con el calor residual no aprovechable, pasa de la turbina al condensador. Aquí, a muy baja presión (vacío) y temperatura, el vapor se convierte de nuevo en agua, la cual se bombea otra vez a la caldera a fin de reiniciar el ciclo productivo. El calor latente de condensación del vapor de agua es absorbido por el agua de circulación o de refrigeración. Una vez que el agua de refrigeración ha condensado el vapor a la salida de la turbina y ha refrigerado los diferentes equipos de la Central se descarga a río o a mar, dependiendo de la ubicación de la central.

La energía eléctrica generada en los bornes del alternador es transportada hasta el transformador principal de salida, en donde se eleva la tensión de generación hasta el valor necesario para poder efectuar su entrega a la red de transporte, para ser enviada al mercado eléctrico. Una parte de la energía generada es autoconsumida por la Central a través de los transformadores auxiliares.

Las cenizas y escorias que se originan como subproducto de la combustión del carbón se pueden recuperar para su aprovechamiento en cementeras y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento.

De la descripción de este proceso, se puede deducir que los principales aspectos ambientales a considerar en una central térmica de carbón son los siguientes:

- Alteración paisajística provocada por la presencia de las instalaciones
- Consumos de energía y combustibles
- Consumos de agua
- Emisiones a la atmósfera
- Ruidos y vibraciones provocadas por las instalaciones
- Vertidos de aguas
- Generación de residuos

El progresivo control de estos aspectos ha sido paralelo a la evolución de la normativa ambiental, que no inició su desarrollo hasta comienzos de los años 70; inicialmente, la política ambiental estaba supeditada al poder económico, hasta que el espíritu productivo se encontró con dificultades al comprobar que los recursos naturales no eran tan ilimitados como se creía, y se vio la necesidad de racionalizar su uso para poder mantenerlos por más tiempo. Por otra parte, la sociedad experimentó un cambio de conciencia, con una progresiva preocupación y sensibilización hacia los aspectos ambientales de las actividades industriales en general.

Esta misma preocupación se ha vivido en las propias empresas, y en concreto, en las centrales térmicas de carbón, donde la responsabilidad social y la sostenibilidad de sus actuaciones han ido tomando un papel cada vez más relevante en sus decisiones. En consecuencia, destaca la ejecución de importantes inversiones para la mejora ambiental a lo largo de los últimos años, así como la implicación de todos los trabajadores en el logro de un comportamiento cada vez más sostenible de la central, tanto a través de programas internos de formación e información, como mediante la participación en programas de mejora continua, como es el caso del programa *LEAN*; este tipo de programas, ha permitido desarrollar iniciativas de mejora que han contribuido a reducir el impacto ambiental de las centrales térmicas de carbón. Junto con el aumento de la motivación e implicación de todos los empleados, se ha conseguido incrementar la eficacia, calidad y productividad de las actividades que se desarrollan en la central, recogiendo directamente ideas de mejora de todos los niveles de la organización de forma estructurada y consecuente, facilitando el conocimiento y traspaso de experiencia entre los empleados y mejorando el entorno de trabajo para trabajar mejor y más a gusto.

Como resultado de este creciente compromiso ambiental de la generación eléctrica con carbón y de las consiguientes actuaciones de los últimos años, se ha experimentado una reducción progresiva del impacto de los diferentes aspectos ambientales antes identificados, en aras de conseguir un proceso cada vez más sostenible, sujeto a una filosofía de una mejora continua, cuyo máximo exponente es la consecución de una certificación ambiental (ISO 14001 y EMAS).

CONTROL DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES DE LA GENERACION ELÉCTRICA CON CARBÓN

De acuerdo con la descripción del proceso realizada en el apartado anterior, en una central térmica de carbón los efectos ambientales principales y las medidas realizadas para su atenuación son los siguientes:

Integración paisajística.

Para la construcción de una central térmica de carbón se necesitan grandes superficies de terreno. Los emplazamientos iniciales elegidos para la ubicación de la central consideraban principalmente factores críticos de tipo operativo, como la cercanía de fuentes para abastecimiento de agua, la accesibilidad del lugar (puerto, carretera, ferrocarril) para la llegada del carbón, o la proximidad a las redes de transporte eléctrico para evacuar la energía generada.

La creciente preocupación y respeto por el medio ambiente han llevado al desarrollo posterior de medidas de integración de estas instalaciones en su entorno, con lo que se ha conseguido minimizar el impacto visual de las mismas. Estas actuaciones han consistido en la incorporación de programas de limpieza general de las instalaciones a los programas de mantenimiento, la adecuación de los elementos externos (cuidando de mantener en buen estado la pintura), la pavimentación de accesos y viales, el apantallamiento vegetal del perímetro de la instalación con la plantación de especies arbóreas autóctonas, el mantenimiento sistemático de las zonas verdes (siegas) y el vallado perimetral de las parcelas en tonalidad verde para mimetizarse con la pantalla vegetal.

Consumos de energía y combustibles.

Se define desarrollo sostenible, como “aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades”. En este contexto, todas las iniciativas destinadas al ahorro de consumo de recursos en un proceso productivo contribuyen a una actividad más sostenible.

En concreto, la minimización del consumo energético y la mejora en la eficiencia energética (entendida como la capacidad de los sistemas, equipos y herramientas para conseguir el máximo rendimiento con el mínimo consumo de energía) son acciones prioritarias en una central térmica de carbón para la consecución de una generación eléctrica más sostenible.

En esta línea, se pueden mencionar importantes inversiones realizadas en los últimos años por las centrales existentes, como las encaminadas a la mejora de eficiencia mediante la reducción de los inquemados (modificaciones en los sistemas de control de las calderas, sustitución de los ceniceros en vía húmeda por vía seca, adaptaciones en los molinos de carbón), la reducción de los consumos de elementos auxiliares (reformas en las soplantes de cenizas, en los electrofiltros, en los ventiladores de tiro inducido y tiro forzado, en las bombas de agua de circulación, en los sistemas de alumbrado y ventilación de naves...), las modificaciones en la caldera para incrementar su eficiencia y reducir los consumos específicos, y las reformas en la turbina para mejorar su rendimiento.

Junto a estas grandes actuaciones que forman parte del plan de negocio de las instalaciones y que implican un volumen importante de inversión, están las pequeñas iniciativas que surgen en el proceso de mejora continua *LEAN* antes descrito, en el que están inmersos todos los trabajadores de la central. Se trata de desarrollar una “cultura de ataque” a todas las formas de ineficiencia que se detecten en la central: actividades innecesarias, desplazamientos innecesarios, tiempos de espera improductivos, consumos excesivos... De esta forma, actuaciones sencillas en los alumbrados o en los sistemas de ventilación de las naves para optimizar su tiempo de actuación, iniciativas detectadas por los propios trabajadores de la planta, también conducen a ahorros importantes de los consumos auxiliares de la central.

Consumos de agua

En la misma línea de ahorro y uso eficiente de recursos, el consumo de agua es un factor importante de las centrales térmicas de carbón, donde es utilizada como

elemento de proceso y como elemento de refrigeración. Las condiciones de diseño inicial de la central son las que determinan la dimensión de estas variables, de difícil modificación, como es el caso de la elección del sistema de refrigeración; así, el uso de torres de refrigeración en los sistemas de circuito cerrado puede ocasionar pérdidas importantes de agua por evaporación, aunque presentan otras ventajas frente a la refrigeración en circuito abierto, como es el efecto del vertido térmico.

Sin embargo, frente a esta rigidez del diseño de la planta que condiciona la magnitud del consumo de agua, es muy importante el papel que pueden desempeñar las campañas de información y sensibilización entre el personal de la propia central, lo que da lugar, nuevamente gracias al entorno de trabajo *LEAN*, al desarrollo e implantación de soluciones internas que pueden conllevar ahorros muy importantes de agua. En esta línea, destacan iniciativas para reutilizar las aguas que salen de la planta de tratamiento de efluentes, bien para riego de parque de carbones, bien para utilizarlas en otros subprocesos de la central, como en la desulfuración en vía húmeda; iniciativas para control de válvulas hidráulicas, que permitan ajustarlas al caudal mínimo con garantía de cierre; reutilización de aguas de control químico, antes destinadas a vertidos; modificación de los circuitos de refrigeración de auxiliares, bien por conversión a circuitos cerrados, bien por instalación de válvulas automáticas de control que eviten la refrigeración de las bombas cuando éstas estén paradas. Respecto al consumo de aguas sanitarias, el análisis de los planos de conducciones de agua de la central junto con la instalación de un importante número de contadores, permite sensibilizar y concienciar a los trabajadores de la necesidad de reducir los consumos excesivos.

Emisiones a la atmósfera

Las emisiones a la atmósfera constituyen el aspecto ambiental más significativo de una central térmica de carbón. Fundamentalmente, hablamos de emisiones de dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas, distinguiendo entre “emisión”, es decir, expulsión de estas sustancias por la chimenea, e inmisión, o incidencia de las mismas en el medio ambiente, y que generalmente se mide a nivel del suelo. Emisión e inmisión se condicionan mutuamente a través de diferentes factores, como son las características técnicas de la instalación (altura de la chimenea, velocidad de salida de los gases de escape, velocidad del viento), las condiciones meteorológicas y la distancia entre el foco emisor y el punto de medida de la inmisión.

Si bien las centrales térmicas de carbón existentes utilizaron básicamente el cálculo de la altura de la chimenea como medio de dispersión del dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas emitidas, durante los últimos años han realizado importantes inversiones de adaptación ambiental que han permitido reducir las concentraciones de estas emisiones a los niveles de tecnologías más modernas.

Eliminación de partículas

Con el término de “partículas” se engloba una mezcla compleja de partículas de aerosol, sólidas o líquidas y microscópicas, que se encuentran en suspensión en el aire y que presentan diversas características físicas y diferentes composiciones químicas. Atendiendo al tamaño se pueden dividir en:

- partículas entre una y diez micras, que tienden a formar suspensiones mecánicamente estables en el aire, por lo que reciben el nombre de partículas en suspensión, y pueden ser trasladadas a grandes distancias por el viento
- partículas mayores de diez micras, que permanecen poco tiempo en suspensión en el aire, por lo que se les denomina partículas sedimentables.

El contenido de partículas en los gases de combustión depende directamente del contenido en cenizas del combustible, en este caso, del carbón. Para depurar estos gases, se utilizan los precipitadores electrostáticos (ESP, por sus siglas en inglés), que retienen las partículas que son arrastradas por el gas de combustión: el

flujo de gas pasa a través de placas de acero verticales, entre las que se sitúan los electrodos de alto voltaje. En ellos se produce un efecto corona provocando que las partículas adquieran carga eléctrica. El campo eléctrico entre las placas y los electrodos conduce a las partículas cargadas hacia las placas colectoras. Además, lleva incorporados dispositivos mecánicos de impacto que hacen que las partículas se desprendan y recojan en tolvinos situados en la parte inferior del precipitador. Las partículas sólidas son retiradas y almacenadas en el silo de cenizas.

El grado de separación mejora con el número de campos conectados sucesivamente, con lo que los rendimientos actuales superan el 99%.

Desulfuración

El dióxido de azufre es un gas bastante estable, incoloro, no inflamable y muy soluble en agua. Es 2,2 veces más pesado que el aire, pero a pesar de ello se desplaza rápidamente por la atmósfera, y su vida media en ella es de 2 a 4 días. En una atmósfera húmeda se transforma en ácido sulfúrico y causa la deposición ácida.

Para reducir su emisión en una central térmica de carbón pueden adoptarse medidas primarias (utilizar combustibles pobres en azufre, desulfurar en la cámara de combustión o inyectar aditivos secos), o medidas secundarias (se eliminan los óxidos de azufre de los gases de combustión).

En la práctica, la combinación de ambos tipos de medidas ha conseguido reducir las emisiones en más de un 95%. Los análisis previos realizados a los combustibles permiten mezclar de forma adecuada los carbones procedentes de distintos yacimientos, y por tanto, de composiciones muy diferentes, evitando así las altas concentraciones de azufre, cuya eliminación se realizará posteriormente mediante una planta de desulfuración de los gases de combustión.

Las tecnologías de desulfuración de postcombustión, conocidas también como tecnologías de desulfuración de gases de combustión o FGD (Flue Gas Desulfurization, por sus siglas en inglés), constituyen el grupo más numeroso y son las más eficaces en la reducción de estas emisiones. Se consiguen disminuciones del 85-95 %, con la ventaja además de poder aplicarse a grandes térmicas que ya están en funcionamiento.

Desnitrificación

Los compuestos nitrogenados más importantes, desde el punto de vista del impacto ambiental, son los óxidos de nitrógeno. Se conocen ocho óxidos de nitrógeno distintos, y en la atmósfera podemos encontrarlos en tres formas: como óxido nitroso (N_2O), óxido nítrico (NO) y como dióxido de nitrógeno (NO_2). De éstos, sólo se consideran contaminantes el NO y NO_2 , que se forman en los procesos de combustión a partir de la oxidación del nitrógeno atmosférico.

Como en el caso del azufre, para desnitrificar se pueden aplicar medidas primarias y secundarias. Las medidas primarias sirven para reducir la velocidad de formación del NO_x durante el proceso de combustión; el objetivo es, en este caso, reducir la temperatura máxima de llama. Para conseguirlo, las centrales térmicas de carbón pueden reemplazar los quemadores existentes por otros cuyas condiciones de diseño (cámara de combustión, disposición y estructura de los mecheros...) permitan trabajar a menores temperaturas.

Las medidas secundarias reducen las emisiones de NO_x en los gases de combustión. En las centrales térmicas de carbón actuales, el único método utilizado es la reducción catalítica selectiva de NO_x (procedimiento SRC), con los que se alcanzan grados de separación del NO_x entre el 80% y 90%.

Ruidos y vibraciones

El ruido es una clase de contaminación atmosférica que no sólo provoca pérdida auditiva en los humanos y alteraciones en el comportamiento de la fauna, sino que

además puede ser un factor de accidentes laborales y contribuir a crear estrés y otros riesgos para la salud humana.

El ruido se convierte en un impacto negativo cuando excede los límites razonables. Las centrales térmicas de carbón se convierten en un foco importante de ruido provocado por instalaciones como la salida de chimenea, cintas transportadoras, ventiladores, motores, canales de gas de combustión, tuberías y turbinas.

Existen diversas medidas para eliminar los ruidos molestos o reducirlos a un nivel soportable, debiendo darse especial prioridad a la protección del personal de la central.

Las centrales de carbón existentes no siempre han podido mantenerse a una distancia suficiente de las zonas habitadas; por ello, se han emprendido medidas atenuadoras, como dispositivos de insonorización destinados a reducir el ruido producido por la corriente de fluidos, así como los elementos de encapsulamiento de máquinas que reducen el ruido propagado por el aire y las estructuras sólidas, y el confinamiento de zonas de descarga.

Vertidos

Tras las emisiones, los vertidos de aguas residuales de una Central Térmica se podrían considerar como el segundo aspecto ambiental en relevancia.

El principal vertido que se origina en una Central Térmica de carbón, en cuanto a volumen se refiere, se corresponde con el vertido de aguas de refrigeración, que produce únicamente un impacto térmico ya que, el agua captada, no se trata químicamente.

Los sistemas de refrigeración se basan en principios termodinámicos y están diseñados para promover el intercambio de calor entre el proceso y el refrigerante y para facilitar la liberación del calor irre recuperable al medio ambiente. Los sistemas de refrigeración utilizados en las centrales térmicas son sistemas húmedos, es decir, basados en agua, y a su vez se pueden clasificar:

- circuito abierto
- circuito cerrados o con recirculación (torres de refrigeración, que pueden ser de dos tipos, abiertas o cerradas)

Los principales factores a considerar en un sistema de refrigeración son:

- Consumo de energía eléctrica (bombas, ventiladores, ...)
- Consumo de agua
- Emisión de calor a aguas superficiales.
- Emisión de sustancias a aguas superficiales.

Los sistemas húmedos de circuito abierto son los que presentan el menor consumo de energía directa (sólo bombas) y normalmente, también el menor consumo indirecto (refrigeración a los menores niveles de temperatura y por tanto, mayores rendimientos de generación). Son sistemas no consuntivos, ya que devuelven el agua utilizada al mar, embalse o río del que ha sido captada, pero presentan un impacto térmico sobre las aguas superficiales inadmisibles, ya que todo el calor es disipado en las mismas. Por esta razón, en las centrales térmicas de carbón existe la práctica imposible de trabajar en circuito abierto.

Así, los sistemas empleados son cerrados, bien sea con torre abierta, cerrada o semicerrada. Con objeto de reducir los consumos de agua y el impacto térmico, la tendencia actual es eliminar el circuito abierto y funcionar de modo permanente con recirculación a la torre. Sin embargo, en estos casos, los diferentes procesos químicos de mantenimiento y control de la torre de refrigeración producen aportes contaminantes

al agua que deben ser controlados. Así, se procede a una clarificación del agua de refrigeración previamente a su incorporación a la torre, mediante la adición de anti-incrustantes e hipoclorito para controlar la formación de materia orgánica y particularmente para el cumplimiento de los requisitos de control de la Legionella. En este aspecto, el control de parámetros de calidad del vertido como el cloro total, choca con el objeto de controlar crecimientos bacterianos en la torre. Para paliar este efecto, se pueden aplicar sistemas de neutralización del exceso de cloro, dosificando un neutralizante del mismo a la concentración adecuada para cumplir el límite de vertido, lo que implica un mayor coste operacional, pero una minimización del impacto en el cauce y una mejora paulatina en la consecución de los objetivos de calidad del medio receptor.

Otros vertidos industriales consisten en aguas de regeneración química, aguas del laboratorio y aguas de limpieza química de calderas y equipos. Dadas sus características químicas, estas aguas no pueden verterse directamente a cauce, por lo que son tratadas previamente mediante sistemas de neutralización, clarificación y tratamiento de fangos, similares a los existentes en otros sectores productivos.

Finalmente, las aguas negras o sanitarias se someten antes de su vertido a un tratamiento biológico, ampliamente implantado en la industria.

Generación de Residuos:

Las centrales térmicas de carbón son un importante centro productor de residuos, tanto peligrosos como no peligrosos. En el caso de los *residuos no peligrosos*, se distinguen dos tipos: asimilables a urbanos, cuya generación está ligada a la actividad diaria de la central, y que proceden en su mayor parte de los embalajes de los productos utilizados en la operación y mantenimiento de la misma, y residuos industriales no peligrosos, principalmente cenizas y escorias procedentes de la combustión del carbón, yesos procedentes de las plantas de desulfuración, y fangos de las plantas de tratamientos de efluentes. Respecto a los *residuos peligrosos*, están asociados a operaciones de mantenimiento eléctrico (fluorescentes, baterías...), mantenimiento mecánico (aceites usados, trapos impregnados), departamento químico (envases que hayan contenido sustancias peligrosas) y conservación de instalaciones y obras (materiales antiguos de aislamiento que contengan amianto).

Conscientes del gran volumen de residuos que se generan y de la necesidad de gestionarlos adecuadamente, las centrales realizan estudios de minimización como productores, buscando potenciar el reciclado y la reutilización, utilizando materias primas más compatibles con el medio ambiente y concienciando a los trabajadores de los peligros que conlleva una gestión inadecuada de los residuos.

De acuerdo con estas líneas, destaca la valorización de las cenizas y escorias (son los residuos más importantes en volumen, procedentes del carbón quemado en la caldera) y de los yesos de las plantas de desulfuración.

Respecto a cenizas y escorias, las partículas más finas (cenizas volantes) son arrastradas en suspensión por los gases de combustión y se recogen en precipitadores electrostáticos, mientras que las más gruesas caen al fondo de la caldera recogándose como cenizas de hogar (conocidas también como escorias).

Del total de las cenizas producidas en una caldera de carbón aproximadamente el 80% se producen en forma de cenizas volantes correspondiendo el 20% restante a las escorias. Aunque la producción de estos residuos depende del tipo de combustible, se puede considerar que el peso de las cenizas producidas en centrales térmicas es aproximadamente del 20-30% de la masa de carbón consumida.

Por su parte los yesos se producen al eliminar el dióxido de azufre contenido en los humos de combustión en las unidades de desulfuración. Aunque existen varios procedimientos y tecnologías, el más empleado en España en la desulfuración por vía

húmeda con caliza, método con el que se obtienen mejores rendimientos (superiores al 95%). En este proceso, se produce un precipitado sólido que es conducido a una serie de clasificadores y dispositivos para separar el sólido del agua, dando lugar así al yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

La composición química de las cenizas volantes y de las escorias es muy similar, siendo en ambos casos muy variable al estar condicionada por el tipo de carbón empleado en la central térmica. En general poseen los siguientes componentes: en mayor proporción, sílice (SiO_2), alúmina (Al_2O_3), óxidos de hierro (Fe_2O_3), cal (CaO) y carbón; en menor proporción, generalmente menor del 5% en peso, magnesia (MgO), óxidos de azufre (SO_3), alcalinos (Na_2O y K_2O), y otros constituyentes en cantidades aún más reducidas, como compuestos de titanio, vanadio, manganeso, fósforo, germanio, galio, etc.

En cuanto a la caracterización de los yesos producidos en las desulfuraciones, su composición puede presentar una gran variabilidad al depender su composición tanto del carbón como de la caliza empleados en la central térmica. No obstante, de acuerdo a los criterios establecido por Eurogypsum, para poder ser comercializado, la composición del yeso debería cumplir con la siguiente especificación: Sulfato de calcio dihidratado (>95%), Sales de magnesio solubles (<0,10%), sales de sodio solubles (<0,06%), Cloruros (<0,01%), Sulfatos de calcio semihidratado (<0,5%), (expresados en peso). En cuanto a otras propiedades debe destacarse un pH comprendido entre 5 y 9, color blanco, olor neutro y ausencia de componentes tóxicos.

La utilización final de estos subproductos depende mucho del tipo de material; en el caso de las cenizas volantes, el sector cementero es el principal cliente, seguido por los fabricantes de hormigón y relleno subterráneo. Las cenizas del hogar (escorias), se utilizan mayoritariamente en construcción de carreteras y en el sector del cemento, y los yesos de desulfuración de gases se destinan a paneles de yeso, nivelación de suelos, retardante del fraguado del cemento, yeso de proyección y bloques de yeso.

CERTIFICACIÓN ISO 14001 COMO META: descripción e implicaciones

Una vez identificados los aspectos ambientales de una central térmica de carbón, el establecimiento de sistemas de control de los mismos y de programas de mejora continua para evitar que provoquen impactos significativos en el medio ambiente, son la base para implantar un Sistema de Gestión Ambiental en la instalación.

La norma de referencia sobre la que se basa el diseño de los Sistemas de Gestión Ambiental es la UNE-EN ISO-14001:2004 (promovida por ISO y aceptada en todo el mundo). En ella se especifican los requisitos que le permiten a una organización diseñar, desarrollar, implantar y mantener una política y unos objetivos ambientales, teniendo en cuenta los requisitos legales y la información sobre los aspectos ambientales.

La mayoría de los sistemas de gestión ambiental están construidos bajo el modelo: "Planificar, Hacer, Comprobar y Actuar", lo que permite la mejora continua basada en:

- **Planificar**, identificando los aspectos ambientales y requisitos legales, evaluando anualmente los aspectos ambientales significativos y estableciendo los objetivos y las metas para minimizar el impacto de los mismos,

- **Hacer**, implementando la formación y los controles operacionales necesarios sobre todos los aspectos ambientales,
- **Comprobar**, obteniendo los resultados del seguimiento y corrigiendo las desviaciones observadas en las auditorías
- **Actuar**, revisando el progreso obtenido y efectuando los cambios necesarios para la mejora del sistema.

Este ciclo de mejora trata de identificar la situación actual, ver qué aspectos es necesario mantener bajo control, controlarlos y verificar qué desviaciones se producen y cómo corregirlas.

Para que un Sistema de Gestión Ambiental tenga éxito deben estar comprometidos todos los niveles de la organización, comenzando por la alta dirección que es la que define los objetivos y metas necesarios para la buena marcha del Sistema. Además, es la responsable de llevar a cabo la Revisión del Sistema en los términos definidos proponiendo mejoras tanto de los procesos ambientales como del desempeño.

Las mejoras ambientales se concretan en el Programa de Gestión Ambiental, que recoge los objetivos ambientales definidos tras la evaluación anual de los aspectos ambientales. Los objetivos y metas deben ser:

- Coherentes con la política ambiental.
- Cuantificables siempre que sea posible.
- Exigentes y alcanzables, para avanzar en el proceso de mejora continua.

La implantación del sistema de gestión ambiental conlleva una serie de beneficios asociados, que pueden agruparse en dos tipos:

- Beneficios fácilmente cuantificables.
- Beneficios sin costes asociados.

Entre los beneficios fácilmente cuantificables destaca fundamentalmente la reducción de costes. Esta reducción de costes se produce básicamente gracias a la reducción de los consumos de recursos naturales (energía, agua y materias primas) y la minimización de los residuos generados.

Sin embargo, la mayor parte de los beneficios que una organización puede encontrar en la implantación de un sistema de gestión ambiental son difíciles de calcular y estimar, son los denominados beneficios sin costes asociados. Estos beneficios intangibles suelen estar relacionados con:

- Mejora de las relaciones con la Administración, garantizando el cumplimiento con la legislación.
- Ventajas competitivas: mejora la imagen de la organización de cara a clientes, accionistas, socios, etc.
- Motivación de los empleados: aumento de la sensibilización y mayor formación e información de los trabajadores.
- Puede vincularse a la normativa ambiental simplificando obligaciones o trámites administrativos.

El objetivo final de esta norma es apoyar la protección ambiental y la prevención de la contaminación buscando el equilibrio económico y social, permitiendo alcanzar una generación eléctrica sostenible con centrales de carbón.

EMAS: un paso adicional

El Reglamento europeo de Gestión y Auditoría Ambiental, conocido también como EMAS (Eco-Management and Audit Scheme), es un sistema de certificación paralelo al de ISO 14001:2004, pero más exigente. EMAS está gestionado por los Estados Miembros de la Unión Europea.

Para su obtención, una central térmica de carbón, además de evaluar y mejorar su comportamiento ambiental, debe difundir la información relacionada con su gestión ambiental al público y a otras partes interesadas.

EMAS es símbolo de la gestión ambiental moderna, de la transparencia y de la participación ambiental. La principal diferencia con la ISO 14001:2004 es la elaboración anual de una declaración ambiental. La declaración ambiental es el documento mediante el cual la central da a conocer al público y a todas las partes interesadas información ambiental de la organización al respecto de:

- Impacto medioambiental causado.
- Comportamiento medioambiental de la organización.
- Mejora continua del comportamiento ambiental.

Constituye un instrumento de comunicación y diálogo con el público y otras partes interesadas acerca del comportamiento ambiental. Por eso ha de ser validada por un verificador acreditado.

El Reglamento EMAS reconoce la posibilidad de utilizar la certificación previa ISO 14001:2004. Así, una central térmica que tiene un certificado conforme a ISO 14001 puede adherirse al Reglamento EMAS y solamente necesita que el verificador ambiental compruebe las diferencias entre los requisitos de la Norma y los del Reglamento y valide la declaración ambiental.

v) El actual contexto energético: el papel de las Energías Renovables

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca efectos medioambientales, sociales y económicos preocupantes.

La definición de un modelo energético sostenible debe satisfacer las necesidades energéticas presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras. Para poder definir dicho modelo de manera satisfactoria, éste debe responder a tres aspectos fundamentales: seguridad energética – que no comprometa la disponibilidad de las fuentes de energía –, respeto medioambiental – que garantice la efectiva protección del medio ambiente y el uso racional de los recursos – y el factor económico – el modelo energético debe ser un factor de competitividad que sirva de impulso al crecimiento económico.

Sobre este telón de fondo, las energías renovables, al tratarse de fuentes autóctonas e inagotables, contribuyen decisivamente a garantizar el suministro energético a largo plazo. Esta garantía de suministro reduce la dependencia energética exterior y sus riesgos asociados. La diversificación en la generación de energía eléctrica, promoviendo la producción con energías autóctonas – como es el caso de las energías renovables – y promover una estrategia de ahorro y eficiencia energética, son dos factores imprescindibles para la reducción de dicha dependencia.

Las energías renovables presentan, además, la ventaja de no emitir gases de efecto invernadero, y por tanto, contribuyen a reducir el impacto negativo derivado del cambio climático.

De esta manera, las energías renovables han ido tomando un papel cada vez más relevante a lo largo de los últimos años, y hoy en día ocupan un espacio importante pero aún creciente en el panorama energético.

De cara al futuro, se prevé llegar a un 20% del consumo final de energía primaria de energías renovables¹¹ en Europa. Esto significa una contribución del 40% de las energías renovables en la generación de electricidad en el año 2020.

Contribución de las Energías Renovables al Desarrollo Sostenible

Las energías renovables contribuyen notablemente al desarrollo sostenible en un conjunto de aspectos – medioambientales, socioeconómicos y de seguridad energética – cuyos principales impactos se analizan a continuación.

➤ **Respeto Medioambiental**

Desde el punto de vista de la protección del entorno y la reducción del cambio climático, y en cuanto fuentes de energía libres de emisiones, cabe destacar fundamentalmente la contribución directa de las energías renovables a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

De esta forma, y dentro del marco del protocolo de Kioto, los 15 países que pertenecían a la UE en el momento de su celebración se comprometieron a reducir la emisión colectiva de gases de efecto invernadero a lo largo del periodo 2008-2012 en un 8 % por debajo del nivel de un determinado año de referencia (1990 en la mayoría de los casos). Este compromiso colectivo se ha traducido en unos objetivos nacionales de emisión diferenciados para cada Estado miembro de la UE-15, objetivos que son vinculantes. Para España se estableció un objetivo de incremento del 15% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) respecto a las correspondientes a 1990. Sin embargo, las emisiones totales han experimentado un crecimiento alineado con la evolución del PIB situándose en torno al 50% de crecimiento, muy alejado del objetivo establecido. Dentro de este crecimiento, el sector energético tiene la mayor representatividad suponiendo más del 30% del total de emisiones, por lo que las

¹¹ Propuesta de la Directiva de la Comisión Europea para el fomento de las Energías Renovables.

energías renovables, como energías libres de emisiones, se posicionan como una de las palancas clave de cara a posibilitar el cumplimiento de los objetivos de Kioto.

Y deberemos mantenernos ambiciosos en la lucha por la defensa del medio ambiente en la próxima Conferencia de Copenhague en diciembre de 2009, con el fin de establecer objetivos y compromisos sólidos y bien definidos.

Dentro de este mismo contexto, las energías renovables se verán además reforzadas por la Propuesta de la Directiva Europea para el año 2020, en el que se fija como objetivo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.

➤ Seguridad Energética

Además de la protección del entorno y la lucha contra el cambio climático, las energías renovables contribuyen igualmente a garantizar el suministro energético.

Desde este punto de vista, cabe destacar en primer lugar la contribución al aumento de la independencia energética exterior en cuanto que las energías renovables constituyen una fuente de energía de origen autóctona e ilimitada.

La dependencia energética actual en Europa se sitúa en un 45% y se estima que alcance el 60% en 2030. En el caso de España, esta dependencia se sitúa ya en el 85%.¹²

Esta situación resulta especialmente preocupante dadas las circunstancias que concurren en relación al petróleo y el gas natural como principales fuentes de energía importadas. Así, los recursos fósiles se encuentran concentrados en unos pocos países con problemas geopolíticos recurrentes y situaciones como los recientes ataques de grupos rebeldes nigerianos a instalaciones petrolíferas, los cortes de suministro protagonizados por parte del gobierno ruso o las tensiones en Oriente Medio que afectan de forma directa y significativa a nuestras economías. Además, el ajuste tan estrecho existente entre la oferta y la demanda hacen que cualquier "eventualidad" adicional no prevista, como catástrofes naturales del tipo del huracán Katrina en 2005, el incremento de la demanda por parte de economías emergentes como China o India o los efectos de la especulación, se sumen a la situación anterior agravando el problema.

En cualquier caso, los problemas asociados a la dependencia energética del petróleo no se limitan únicamente al aseguramiento del suministro energético. Se requiere además el acceso a fuentes de energía baratas. La volatilidad de los precios de los recursos fósiles que hemos observado en los últimos años, está afectando a los costes de producción de las otras tecnologías de generación eléctrica y en consecuencia a la competitividad de las fuentes renovables. Simultáneamente, se está produciendo una reducción del coste asociado a las energías renovables, gracias al proceso continuo de investigación que se viene desarrollando en el sector y que permite la introducción de nuevas mejoras tecnológicas así como por la mayor independencia respecto a la evolución de los precios de estas materias primas. Por ello, las energías renovables se han constituido como una alternativa necesaria de cara a garantizar el acceso a unos precios competitivos de la energía eléctrica por parte de la industria.

Dentro de este contexto, las energías renovables son una fuente de energía que no requiere la importación de combustible y cuyo precio tiene una mayor independencia respecto a las oscilaciones de los mercados internacionales .

➤ Dimensión Socio-Económica

Finalmente, las energías renovables contribuyen igualmente al desarrollo de otros aspectos, de carácter socio-económico, que abarcan un amplio espectro de

¹² Comisión Europea (2000), Libro Blanco

elementos (creación de riqueza y crecimiento económico, desarrollo de las propias personas que forman parte de la sociedad, etc.).

En primer lugar, el entorno socio-económico se ve beneficiado por el desarrollo de un nuevo tejido industrial y de servicios, surgido al abrigo de este mayor protagonismo de las energías renovables. Supone el desarrollo de una industria en la que actualmente España se ha convertido en un líder mundial con algunas de las empresas más relevantes del sector.

En este sentido, el crecimiento de esta actividad supone la creación de numerosos puestos de trabajo, tanto directos como indirectos. En concreto, algunos estudios estiman que se han creado ya más de 2,2 millones de puestos en todo el mundo asociados a las energías renovables. En el caso de España, un informe reciente publicado por Comisiones Obreras¹³ estima en 188.000 los puestos de trabajo generados actualmente, directos e indirectos.

Por otro lado, y como segundo punto destacable de las contribuciones socio-económicas, para el desarrollo de este sector, y de cara a la mejora de su competitividad, se está acometiendo un fuerte proceso de investigación y desarrollo que está permitiendo, por un lado, la reducción de los costes de generación, posibilitando la viabilidad comercial de estas tecnologías y, por otro, la introducción y utilización de nuevas tecnologías pioneras. En este sentido, existen además ayudas, como el Programa Marco 2007-2013 de la Comisión Europea que destinará 2.350 M€ a innovación en energía, que aseguran y facilitan la continuidad de estas investigaciones en el futuro.

La realización de estas investigaciones, además de los efectos comentados anteriormente vinculados a la competitividad de estas energías, contribuye a la vez al desarrollo de una cultura de “innovación”, siendo este factor de especial relevancia en una época en la que se considera un elemento crítico para el mantenimiento de los niveles de desarrollo alcanzados, especialmente ante la pujanza de las economías emergentes. Así, entre otros efectos, contribuye a la creación de centros de investigación, y a la formación y desarrollo de investigadores y científicos.

En segundo lugar, otro de los elementos a considerar en relación a la aportación de las energías renovables desde una perspectiva socioeconómica sería su contribución a la mejora de la balanza comercial del país. En este sentido, los efectos a considerar serían los siguientes:

- Reducción de las compras al exterior de gas natural y petróleo para la producción de electricidad
- Transferencia de tecnología al exterior y cobro de patentes
- Incremento de los ingresos mediante la venta de equipos y la instalación de los mismos en terceros países

Finalmente, y como último punto de contribución socioeconómica, debe considerarse el impulso que suponen las energías renovables a la creación de riqueza en áreas rurales. En relación a este aspecto, y dado que las instalaciones suelen ubicarse prioritariamente en este tipo de emplazamientos, viene a suponer una inyección económica para estas áreas de singular importancia en su entorno (compra de suelos, contratación de personal de mantenimiento, generación de empleo indirecto en la región, etc.). Con ello, se contribuye además al equilibrio demográfico y al desarrollo de un modelo más sostenible, evitando el despoblamiento de las zonas rurales y los pueblos así como a la superpoblación y colapso de las ciudades.

Retos para el futuro

A pesar del impresionante crecimiento que han experimentado las energías renovables en los últimos años, todavía queda mucho camino que recorrer. Hay que trabajar para hacer frente a retos técnicos – de integración de fuentes de generación

¹³ ISTAS/CCOO (02/2008)

variables, como el viento, y competitividad, incidiendo en la reducción de costes de producción.

El reforzamiento y la ampliación de la red eléctrica de transporte y distribución contribuyen a asegurar el suministro a futuro. Para ello, hay que promover la participación de las renovables en el sistema en tiempo real, de forma que se mejore la eficiencia y disminuyan las restricciones en períodos de alta producción, por medio de centros de control que aporten información instantánea al operador del sistema. Adicionalmente, es necesaria la realización de importantes avances en las técnicas para la previsión del viento, para minimizar la necesidad del respaldo de otras tecnologías.

La integración de las energías renovables en el sistema puede mejorar notablemente a través del desarrollo de las interconexiones entre los Estados Miembros -mediante las que el sistema europeo actuaría de respaldo- y posibilidad de almacenamiento de la energía (y en el que los estudios la tecnología del hidrógeno podrían suponer un punto de inflexión).

Conclusión

Durante los últimos años se ha venido incrementando la presencia de las energías renovables, y en especial la eólica, en la producción de la energía que venimos consumiendo. La causa de este fenómeno se encuentra no sólo en la creciente preocupación de la sociedad por el medioambiente y el cambio climático, sino también por el desarrollo de un marco regulatorio adecuado que ha posibilitado un negocio rentable, que contribuye al desarrollo sostenible de la sociedad en todas sus vertientes: económica, social, medioambiental y tecnológica.

De cara a futuro, se espera que estas fuentes de energía contribuyan a dar respuesta a determinados problemas a los que se enfrenta actualmente nuestra sociedad y sirvan para hacer frente a retos clave, como el cumplimiento de los objetivos del protocolo de Kioto y el Cambio Climático en general, al tiempo que sirve como contribución a la independencia energética garantizando un suministro energético a precios competitivos, y al desarrollo de una industria nueva, muy competitiva en España que puede jugar un libro muy ambicioso en el contexto global.

b) Refino de petróleo

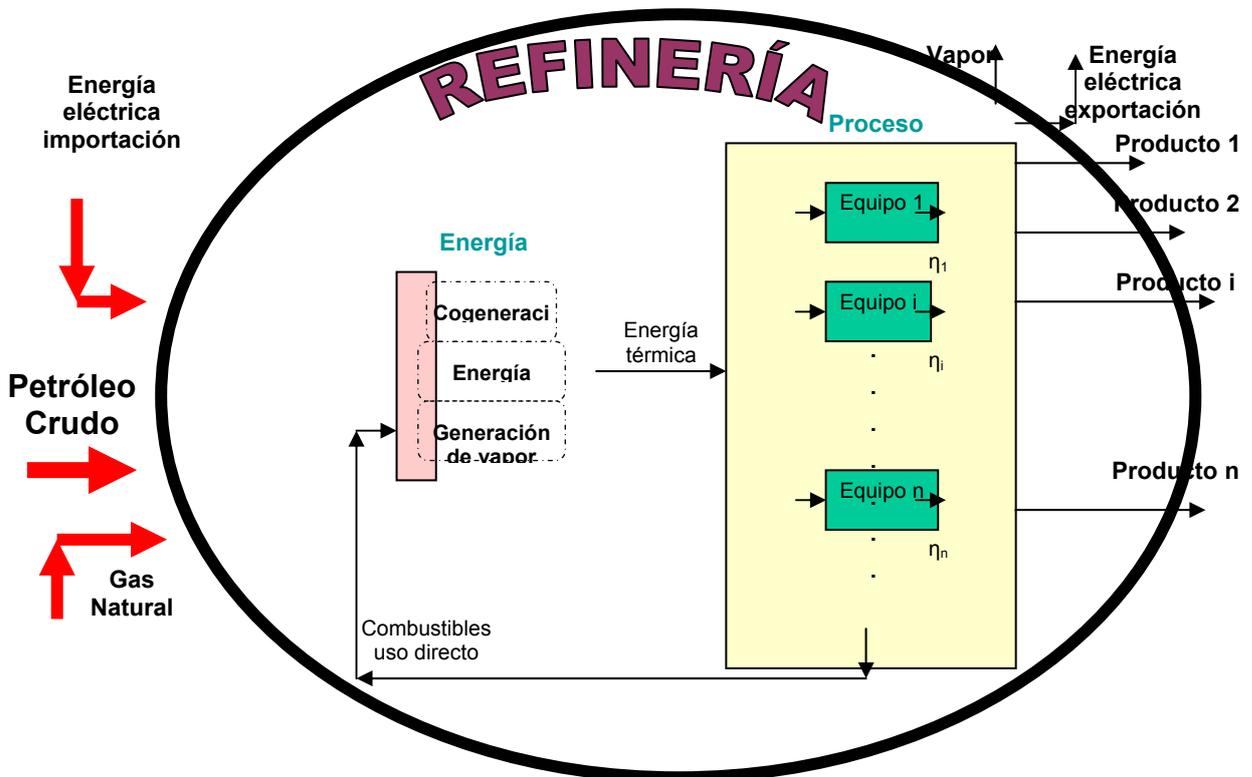
Una refinería de petróleo es una fábrica que transforma la energía contenida en el crudo (y que sólo puede ser usada para ser quemada directamente) en otras energías, también destinadas en su mayoría (es decir, exceptuando las fracciones que se usan como materia prima para la industria petroquímica) a la combustión, en quemadores más sofisticados: motor de combustión interna, turbina de gas, arco eléctrico, etc.

Desde este punto de vista, si la refinería es una máquina que transforma la energía, está sometida a las leyes de la Termodinámica y su rendimiento será el que éstas impongan. De hecho, aproximadamente el 50-60% del valor añadido en una refinería es energía, lo que nos da su eficiencia considerada como una máquina térmica: entre el 40-50%.

Las descripciones de las técnicas de protección del entorno ante las emisiones atmosféricas de partículas, óxidos de azufre y nitrógeno, etc., hechas a propósito de las Centrales, que son asimismo Grandes Instalaciones de Combustión (mayores que las Refinerías, en las que rara vez, y desde luego no en España, hay equipos individuales de más de 300 Mwt) sirven para las refinerías, con la salvedad de que en éstas sólo se queman hidrocarburos para la producción de energía: gas natural, gases y líquidos destilados del petróleo o fuelóleo.

Por eso, voy a restringir esta parte al estudio de unos casos prácticos recientes. El diagrama siguiente en la Figura 5 refleja el flujo energético en la refinería.

Figura 5: Esquema del flujo de energía en una refinería.



Las únicas aportaciones externas son energía eléctrica e hidrocarburos: crudo y otras materias primas, más el gas natural en las refinerías que están conectadas al sistema (en España no todas lo están) y la energía eléctrica de la red. La Refinería genera energía eléctrica que pone en la red, vapor y entrega los diversos productos

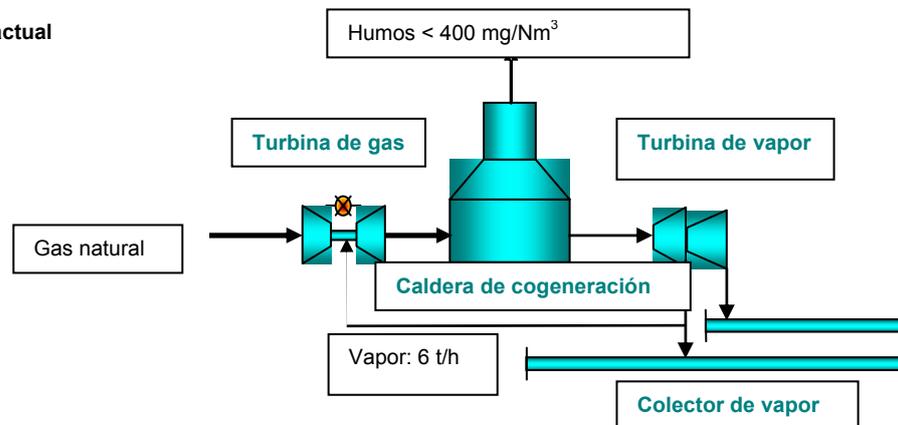
energéticos (GLP, gasolinas, gasóleos, etc.), y no energéticos (lubricantes, betunes, materia prima petroquímica, etc.) que fabrica, sometidos a estrictas especificaciones.

Hay un flujo energético importante, y desde el punto de vista termodinámico, la energía perdida corresponde al calor disipado en los sistemas de refrigeración, el que sale con los productos y el agua procedente del vapor condensado, más el irradiado a través de los tanques y tuberías, a través de su aislamiento. Se trata en todo caso de calor a baja temperatura, difícilmente aprovechable. En algunas Refinerías (ninguna en España) que se encuentran próximas a centros habitados, se exporta vapor o condensado para calefacción: es el llamado "District heating".

En España hay Refinerías situadas en polígonos industriales que exportan vapor y otros servicios a las instalaciones contiguas, logrando una mayor integración térmica con sus vecinos.

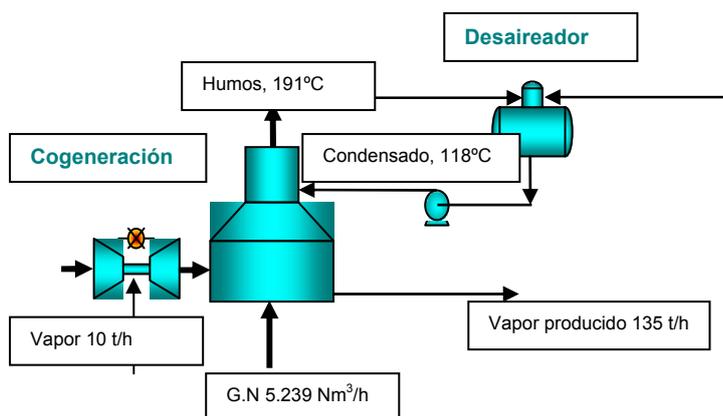
El primer caso real que quiero exponer es una mejora llevada a cabo en una refinería del Sur de España, en su instalación de Cogeneración, que ya es de por sí un sistema energéticamente recomendable, pero que como consecuencia de una limitación medioambiental se desoptimiza. La Autorización Ambiental Integrada (AAI) de la Refinería exige una emisión de NO_x por la chimenea de la caldera de cogeneración menor de 300 mg/Nm^3 , cuando la emisión real es superior, entre 300 y 400. Para reducirla, hay que inyectar vapor procedente de la turbina de vapor, unas 6 t/h en la turbina de gas (Figuras 6 y 7)

Figura 6: Situación actual



A partir de 2010 se exige la reducción a 300, lo que obliga a aumentar la inyección de vapor a 10 t/h. Esta inyección, que puede mantenerse en el tiempo sin ningún tipo de problemática asociada a la operación, es una penalización importante en el rendimiento de la Cogeneración ya que se pierde energía útil para los procesos de Refinería: Figura 7.

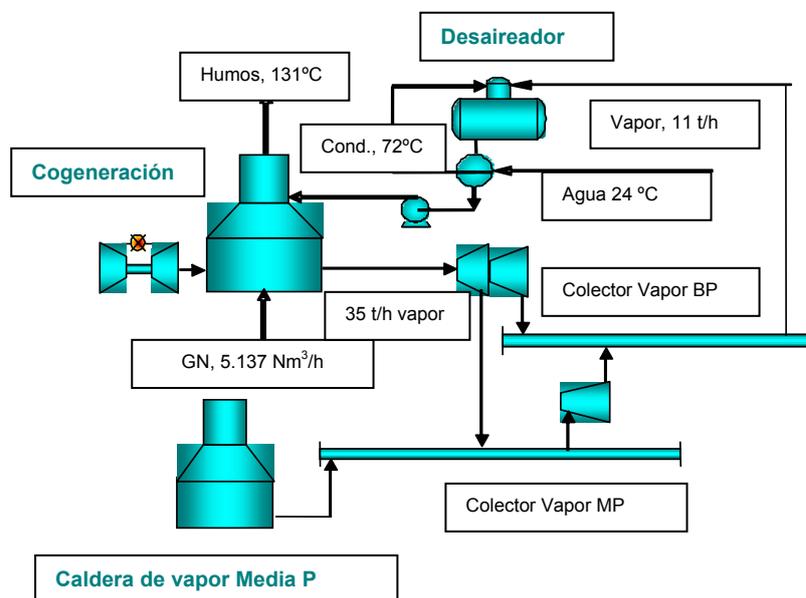
Figura 7: Situación a partir de 2010, sin cambios.



Se han proyectado varios cambios para corregir esta situación, empezando por la Turbina de gas, cambiando su sistema de combustión. En la caldera de Cogeneración se utilizará sólo Gas Natural, en la postcombustión, se recuperará más calor de sus humos y se bajará la temperatura de entrada del agua, que ahora lo hace a 118°C. En el desaireador se trabajará a mayor presión.

Estos cambios se reflejan en el nuevo esquema, de la figura 8.

Figura 8: Situación a partir de 2010, incorporando los cambios.



El condensado se recircula ahora a 72°C, reduciendo la temperatura de los humos a 131°C, lo que supone una mejora sobre los 191°C del esquema anterior. Los cambios realizados producen unas mejoras en las condiciones de operación que se traducen en unos ahorros notables:

MEJORAS:

- Disminución de la temperatura de humos en 59°C .
- Disminución de aproximadamente 100 Nm³/h en el consumo de Gas Natural, con lo que se obtiene un ahorro de 788 TEP/a
- Reducción en el consumo de vapor en el desaireador de 9,5 t/h, con lo que se obtiene un ahorro de producción de vapor en las calderas convencionales equivalente a 6.675 TEP/a pero también, una pérdida de producción eléctrica en la turbina de vapor de 1 Mwh, equivalente a 740 TEP/a.
- Mejora en el rendimiento de la instalación de 6,51 puntos

AHORROS:

- En la Turbina de Gas
 - Tep/año 7.658
 - T CO₂/año 22.976
- - En la Caldera y el Desaireador
 - Tep/año 6.723
 - T CO₂/año 21.230
- - Total
 - En energía, Tep/año 14.381

a 60 \$/Barril, considerando que el tipo de cambio es 1,20 \$/€ y una tonelada de crudo equivale a 7,30 Barriles, supone unos 5,25 M€/a

- En emisión de CO₂, t/a 44.206

A una banda entre 30 y 50 €/tCO₂, supone entre 1,3 y 2,2 M€/año

En consumo total, % 10.9

INVERSIÓN: 5 MME.

Como conclusión podemos comprobar que estas reformas, cuando son posibles, tienen un importante atractivo económico, pues esta que hemos descrito presenta un periodo de recuperación de la inversión de menos de un año, sólo por la energía economizada, y este periodo se reduce a unos meses al considerar el ahorro en el CO₂ dejado de emitir y para el que por tanto no hay que adquirir derechos. La sostenibilidad, por tanto, es muy rentable en casos como éste.

Puede parecer que, sobre los más de 2 Mt/a de emisión de CO₂ que un ahorro de 44.000 toneladas es insignificante, y de hecho el valor absoluto es pequeño, pero es un ahorro realizado sobre un sistema que ya está prácticamente optimizado en el que las mejoras de eficiencia ya están situadas en la parte asintótica, lo que le da más interés desde el punto de vista técnico.

No todos los proyectos de ahorro energético en las refinerías, sin embargo, son tan claros, porque una refinería está siendo optimizada en continuo para mejorar sus rendimientos, su uso de la energía y sus emisiones de contaminantes de todo tipo, y eso me lleva a mencionar el segundo caso, que se resume en las tablas que figuran a continuación.

No se trata de un proyecto concreto, como el caso anterior, sino de lo que podríamos llamar una Guía de Operación, con el consumo energético y la emisión de CO₂ específica de las principales Unidades de las refinerías

He preferido dar el rango, entre más y menos emisión de CO₂, para que se vea que estos valores no son constantes ya que los cambios en la carga y en el estado del "ciclo" influyen en estos ellos.

Solo Combustión en Refinería

Tipo de Unidad	entre mayor CO2		y menor CO2	
	FCE/Carga t	CO2/Carga t	FOE/Carga t	CO2/Carga t
Crudo	0,0140	0,0371	0,0125	0,0339
Yacío	0,0126	0,0394	0,0151	0,0370
Ysbreaking	0,0162	0,0474	0,0131	0,0253
Unifining	0,0232	0,0539	0,0101	0,0254
Platf. clásico	0,0592	0,1516	0,0626	0,1368
Platf. para Etz	0,1027	0,2340	0,0935	0,1814
HDS Kern	0,0148	0,0337	0,0049	0,0143
HDS GO	0,0148	0,0325	0,0027	0,0062
HDS carga a FCC	0,0118	0,0333	0,0089	0,0250
Sulfolano	0,0411	0,1130	0,0351	0,0986
Parax	0,0442	0,1228	0,0226	0,0667
MST DP/Tatoray	0,0185	0,0581	0,0146	0,0457
HD	0,0772	0,1497	0,0348	0,0675

PCI FCE = 9.500 Kcal/Kg

Solo Proceso en Refinería

Tipo de Unidad	entre mayor CO2		y menor CO2	
	COKE/Carga t	CO2/Carga t	COKE/Carga t	CO2/Carga t
FCC	0,0566	0,1908	0,0514	0,1452

Como el combustible para el que está hechas las tablas (FOE) está tipificado, a PCI constante y varían las proporciones de combustible líquido (FO) y gaseoso (FG) que lo forman, su emisión de CO₂ cambia por lo que, si se divide el CO₂ por el FOE, se obtienen valores distintos.

CAPÍTULO 4 Consumo de la energía. Aplicación de los criterios.

Índice del Capítulo

- a) Introducción
- b) El transporte.
- c) Resto de sectores difusos.
 - i. Residencial

INTRODUCCIÓN

a. El transporte.

El transporte es hoy el primer consumidor de petróleo, pues consume aproximadamente el 36 % de la energía consumida en España, en sus distintos modos: terrestre, aéreo y marítimo. Destaca el primero y, más concretamente, el transporte por carretera. Discutir hoy la sostenibilidad en el transporte es por tanto imposible sin mencionar al automóvil, que en España demanda el 16 % de la energía total consumida en el país y, en este caso, casi exclusivamente procede del petróleo.

Se ha debatido hasta la saciedad el significado del coche como símbolo de nuestros días, de liberación individual, de status personal, etc., y conviene hacer una reflexión ahora, cuando nos encontramos en el umbral del fenómeno de generalización de su uso por los ciudadanos de los países de economías emergentes (el llamado Grupo BRIC, acrónimo de Brasil, Rusia, India, China), debido a su reciente y creciente prosperidad económica, que previsiblemente les impulsará a seguir la pauta de los países desarrollados. Se estima que ese acceso masivo al vehículo individual en una economía tiene lugar cuando la renta per cápita iguala al precio del vehículo más barato, posición en la que estos países se encuentran. Las compañías fabricantes de automóviles están, lógicamente, tomando posiciones para cuando llegue ese momento que, demorado ahora por el colapso económico global, está apunto de producirse, porque no sólo esas economías crecen a gran ritmo, sino porque además el “coche más barato” es cada vez más barato. Recordemos la presentación en enero de este año por parte de la importante Compañía india Tata Motors de su modelo Nano, significativamente apodado “People’s Car”. Se trata de un coche pequeño, de baja cilindrada y consumo, de equipamiento y precio ajustados: 2.500 \$, unos 1.700 €.

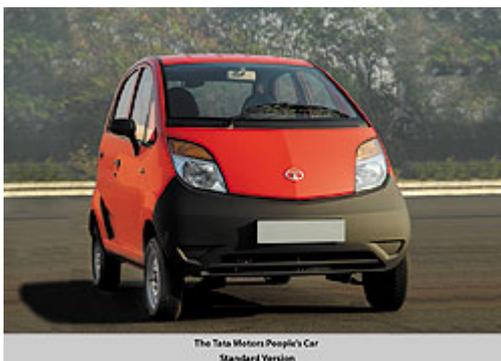


Fig 9 El modelo Nano de la marca india Tata Motors

La idea detrás de este nuevo vehículo es producirlo en grandes cantidades, para que todos los ciudadanos de la India y países del entorno puedan comprar uno, lo que significa una puesta en carretera de millones de Nanos.

Se trata, según los datos divulgados en la página web de la marca (donde no figura el consumo), de un motor de gasolina de dos cilindros, 623 cc, de 33 CV,

inyección multipunto. Se puede suponer que el consumo será del orden de unos 2 litros a los cien kilómetros, y supondrá un gigantesco crecimiento de la demanda de gasolina, si se alcanzan las previsiones de ventas de la marca.

Probablemente esta presentación del Tata Nano, que tuvo lugar en olor de multitud (Figura 10) caso de cumplirse las expectativas de su fabricante, sea uno de los momentos que servirán de hito futuro de la Historia del automóvil, comparable a lo que fue en su día el lanzamiento del Ford T. Es una iniciativa que, por su decidida apuesta por la democratización, a escala asiática, del automóvil, con todas las connotaciones antes apuntadas, sólo puede despertar simpatías.

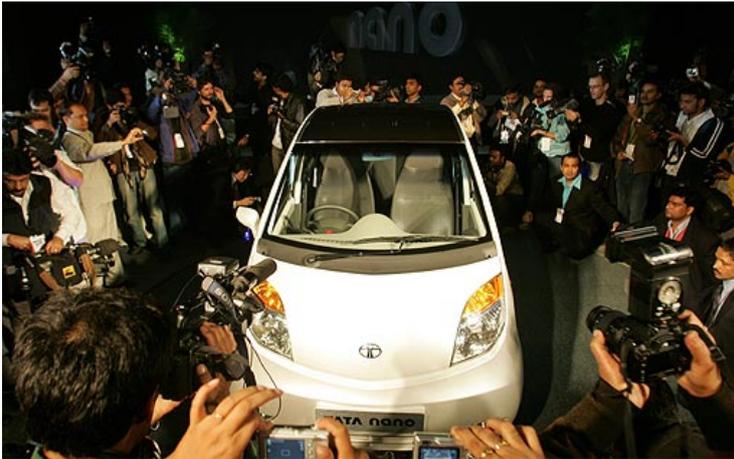


Fig 10 Presentación del modelo Nano en enero de 2008

Sin embargo,...

Ante hechos como los que sin duda vendrán como consecuencia, en términos de demanda de carburante, de emisiones, en definitiva de presión sobre la sostenibilidad, los problemas que anuncia merecen un análisis más en profundidad, pero no es éste el lugar de realizar balances socio-económicos ni filosóficos.

En su lugar, convendrá examinar el “estado del arte “ de la eficiencia del automóvil. En términos generales, lo que se está haciendo en los centros más avanzados de la investigación tecnológica. Para ello, sólo examinaremos una pequeña muestra de lo que hemos sabido, que además es de dominio público.

Vayamos a lo básico. Según algunas estimaciones, se desaprovecha entre el 60¹⁴ y el 87 %¹⁵ de la energía contenida en el carburante que alimenta el motor, en forma de calor disipado. Es un rendimiento inesperadamente bajo, y muy poco gratificante para un invento que tiene tras de sí más de un siglo de esfuerzos de ingeniería. Los más conscientes de este derroche son los propios fabricantes de automóviles, como no podía ser menos. Es evidente que el motor de combustión interna es termodinámicamente (siempre volvemos a la Termodinámica) muy imperfecto, muy lejano al motor térmico “ideal”, y por tanto difícilmente se podrán conseguir resultados espectaculares a partir de él. Además, los fabricantes de automóviles han dedicado sus esfuerzos, además de por supuesto a perfeccionar los motores (de hecho, según la misma fuente 8 citada, desde 1975 ha aumentado en un tercio la eficiencia de los grupos motores, en promedio), a conseguir importantes mejoras en los terrenos del confort y de la seguridad de los coches, de su aerodinámica y demás elementos importantísimos en lo que se espera de un automóvil.

¹⁴ The Economist, 6 de septiembre de 2008

¹⁵ Winning the Oil Endgame.

En este apartado voy a comentar dos mejoras que nos interesan desde el punto de vista de la Termodinámica. Dejaré de lado los vehículos en mi opinión mal llamados “híbridos” (porque híbrido implica obtener energía de más de una fuente, lo que no ocurre con los modelos actuales, que sólo utilizan la contenida en la gasolina o gasóleo de su depósito de combustible).

Los adelantos de los que voy a hablar son muy interesantes, y además se centran exclusivamente en el motor, cuyas limitaciones acabo de mencionar; el uno en el modo de quemar el carburante en el cilindro y el otro en el aprovechamiento del calor residual contenido en los gases del escape, cerrando estas mejoras, por así decir, el ciclo del combustible para tratar de extraer más de esa energía ahora dilapidada.

El primero es el sistema de combustión avanzada, conocido como “Diesotto”, por ser un ciclo híbrido (este sí) de los ciclos Diesel y Otto, y también, de forma más técnica y menos mediática, por el acrónimo HCCI (Homogeneous Charge Compression Ignition).

De una forma simple y con palabras llanas¹⁶ (tratar de simplificar un proceso técnico o científico complejo es un error que no se debe cometer pero en el que deliberadamente me arriesgo a entrar) en su forma más clara, la combustión HCCI consiste en premezclar el aire y el combustible, bien fuera del cilindro, bien dentro, inyectándolo ligeramente antes del momento habitual, y comprimirlo, ayudado o no por la chispa producida por una bujía, hasta que la ignición se produce simultáneamente (ésta es la clave) en múltiples puntos del cilindro para asegurar una rápida y completa liberación del calor de la combustión. Esta ignición resulta uniforme para todo el volumen del combustible, con la consecuencia de un aprovechamiento total del mismo, y de ahí

el menor consumo; esa combustión homogénea que impide que haya puntos más calientes, que producirían hollín y emisión de partículas, y por último, las temperaturas más uniformes y más bajas en la cámara reducen la formación de NO_x.

Este sistema funciona en el laboratorio, en condiciones estacionarias, es decir, aún no se ha conseguido (o al menos publicado) que tenga lugar siempre en los regímenes transitorios del arranque, bruscas aceleraciones y demás circunstancias habituales de la conducción cotidiana, es decir en “condiciones comerciales”. De hecho, en el inicio del arranque y el inicio de la marcha el encendido del motor se provoca con la bujía (Otto) y más adelante sin ella, por compresión (Diesel). A la resolución de los importantes problemas de continuidad y suavidad en la marcha se dirigen las líneas de investigación de los fabricantes de automóviles, aunque no sigan todos necesariamente las mismas corrientes, ni apliquen los mismos métodos. Ni siquiera podemos estar seguros de que lo expuesto anteriormente sea lo que están haciendo todos. Estamos en el terreno de las conjeturas, pero hay noticia de que están trabajando en este campo al menos las Compañías Daimler Benz, Nissan y Toyota, aunque evidentemente habrá más Compañías, que guardan la lógica reserva sobre sus investigaciones. En las limitadas condiciones operativas expuestas, se han encontrado ahorros significativos de combustible, y por tanto de las emisiones de CO₂, del orden del 28 %.

Los distintos avances que hemos citado, desde 1975, han obligado a la industria petrolera a corresponder con productos de más calidad, aptos para las mejoras en los motores: sólo mencionaremos el incremento del número de octano y la supresión del plomo y el azufre en las gasolinas y el aumento del número de cetano y también la eliminación del azufre en el gasóleo. El nuevo concepto HCCI plantea a la industria petrolera otro reto aun más estimulante para la imaginación, pues al tratarse de un motor que sigue un ciclo a caballo entre el Otto y el Diesel el hidrocarburo que demandará será, también un híbrido entre la gasolina y el gasóleo convencionales que conocemos hoy.

¹⁶ CONCAWE Report 4/08: Advanced combustion for low emissions and high efficiency: a literature review of HCCI combustion concepts.

El segundo sistema¹⁷ del que quiero hablar está también en fase de pruebas preliminares por la BMW y utiliza el efecto Seebeck, que me apresuro a aclarar que es el efecto termoeléctrico, bien conocido entre nosotros, por sus aplicaciones casi cotidianas: entre otras, los termopares para medida de temperaturas. Como es sabido, al calentar una soldadura o unión de dos metales diferentes, debido a sus distintas propiedades atómicas, se produce un flujo de electrones, una corriente eléctrica. Este fenómeno fue descubierto en 1821 por Thomas Seebeck, y de ahí su nombre. La actual aplicación en el campo del automóvil intenta producir energía eléctrica a partir del calor desprendido por el escape. A las temperaturas de éste, se puede convertir, de momento, un 6-8% del calor en electricidad, para lo que se reparte el flujo de gases por un haz de tubos recubiertos en su interior por un material semiconductor termoeléctrico, el telururo de plomo. El sistema, en su fase experimental actual, funciona mejor a partir de velocidades del orden de 130 Km/h, y aun así genera una potencia de unos 150 w, suficiente para un par de bombillas, pero lejos aún de los 600-700 w que necesita un coche moderno. Según informa la Compañía, se espera un ahorro de combustible del orden del 5 %, cuando la tecnología esté disponible, lo que nos será antes de 2013. Se está investigando con distintos materiales para conseguir el fin propuesto. En la misma línea, en el laboratorio de la Universidad de Ohio están mejorando el rendimiento mezclando talio con el telururo de plomo. Es evidente que esta técnica puede tener aplicación en muy distintos campos en los que se quiera aprovechar un calor disipado a la atmósfera, como por ejemplo un conducto de humos de una instalación cualquiera de combustión.

Se podrían citar más proyectos de investigación en nuevas tecnologías punteras, todos ellos llevados a cabo por marcas europeas, japonesas o americanas. Probablemente ninguna de este tipo la esté llevando a cabo una marca de países emergentes, ni será aplicable en general a los millones de vehículos que hoy circulan, pero sí se aplicarán, quizás dentro de varios decenios. Por ello cabe preguntarse la utilidad, a efectos de resolver el problema de hoy de estos indudables logros tecnológicos y plantear cuestiones tales como la transferencia de tecnología de los países desarrollados, que han invertido e invierten recursos ingentes, a los demás países. Esta discusión no es de aquí, y plantea numerosas incógnitas.

Resto de sectores difusos.

Sector residencial.

La vivienda es otro de los grandes consumidores de energía en el mundo occidental y en los países en desarrollo, cada uno en su justa proporción, por lo que merece detenerse y analizar los medios empleados en racionalizar su uso.

En primer lugar, analicemos la construcción¹⁸, de gran peso en nuestro país, pues ocupa la segunda posición en cuanto a importancia económica se refiere en España. Adicionalmente, el sector de la construcción, con todos los subsectores en los que influye, es uno de los que genera mayor impacto ambiental. Los edificios consumen entre el 20% y el 50% de los recursos naturales, contribuyen en gran manera al aumento de las emisiones y la contaminación, tanto durante el proceso constructivo como a lo largo de su vida útil una vez terminados. También resulta evidente el elevado impacto de su emplazamiento sobre el territorio, pues cerca del 80% de las personas reside en zonas urbanas, con influencia negativa en otros sectores como el del transporte y la energía.

Sostenibilidad en la construcción. Criterios básicos.

La construcción sostenible abarca no sólo la adecuada elección de materiales y procesos constructivos, si no que se refiere también al entorno urbano y al

¹⁷ The Economist, "Tailpipe power", 6 de septiembre de 2008.

¹⁸ Fuente: www.construible.es

desarrollo del mismo. Se basa en la adecuada gestión y reutilización de los recursos naturales, la conservación de la energía. Habla de planificación y comportamiento social, hábitos de conducta y cambios en la "usabilidad" de los edificios con el objeto de incrementar su vida útil. Analiza todo el ciclo de vida: desde el diseño arquitectónico del edificio y la obtención de las materias primas, hasta que éstas regresan al medio en forma de residuos.

CONSTRUIBLE.es, portal de Construcción Sostenible, propone la siguiente definición: "La construcción sostenible es un concepto global que identifica un proceso completo en el que influyen numerosos parámetros que, apoyados unos sobre otros, tienen como consecuencia productos urbanos eficientes y respetuosos con el Medio Ambiente".

Los principales recursos usados en el ciclo constructivo son energía, terreno, materias primas y agua, que se valoran de acuerdo con cinco criterios básicos sostenibles:

- Grado de ocupación del territorio
- Aportación al cambio climático
- Variación del ciclo natural del agua
- Modificación del ciclo de los materiales
- Calidad de espacios habitables

Estos criterios deberán ser puestos en marcha mediante parámetros que definirán una actuación constructiva sostenible. La consecución de los mismos se debe llevar a cabo mediante acciones concretas que influirán en uno o varios de los puntos que se enumeran a continuación,:

- Correcta integración en el ambiente físico
- Adecuada elección de materiales y procesos
- Gestión eficiente del agua y la energía
- Planificación y control de la generación de residuos
- Creación de atmósfera interior saludable
- Eficiencia calidad-coste (coste eficaz)

Cada uno de estos puntos se subdivide a su vez en otros hasta alcanzar el grado de detalle necesario.

Sostenibilidad en la construcción. Eficiencia energética.

La Eficiencia Energética se puede definir como la reducción del consumo de energía manteniendo los mismos servicios energéticos, sin disminuir nuestro confort y calidad de vida, protegiendo el medio ambiente, asegurando el abastecimiento y fomentando un comportamiento sostenible en su uso.

El sector residencial es un importante contribuyente al consumo de energía, pues gran parte de ese 28% del total de la energía primaria usada en España corresponde a la vivienda. El principal consumo de energía en las viviendas es debido al agua caliente, tanto sanitaria como para calefacción, que representa el 75% del consumo total. El ahorro potencial de energía que se puede desarrollar en la misma es por tanto digno de análisis, lo que sin duda ha hecho que se hay llevado a cabo un cambio en el marco normativo, producido por aprobación de la Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificación, 2002/91/CE y su traslado a la legislación española. Ello está haciendo aparecer nuevos requerimientos en el sector de la edificación en aquellos aspectos relativos al consumo de energía, iluminación, aislamiento, calefacción, climatización, agua caliente sanitaria, certificación energética de edificios o utilización de la energía solar.

Actualmente existen varios los documentos legales puestos en marcha por la Administración para dar respuesta a estos nuevos requerimientos:

- Aprobación Código Técnico de Edificación
- Modificación Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE)
- Actualización Normativa de Aislamiento Térmico NBE-CT-79
- Certificación Energética de edificios

- Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética en España
- Plan de Fomento de las Energías Renovables

Los cuatro primeros documentos mencionados son de aplicación exclusiva a la edificación. Nos vamos a detener a analizar dos de ellos:

- El Código Técnico de Edificación
- La Certificación Energética de edificios

El código técnico de la edificación

La Ley de ordenación de la edificación (LOE), ley 38/1999 de 5 de noviembre, establece por medio del marco normativo de Código Técnico de la edificación (CTE) tres bloques de exigencias básicas referidas a la funcionalidad, la seguridad y la habitabilidad de las edificaciones.

Dentro del apartado de habitabilidad el Código Técnico de la Edificación incluye el documento básico, el DB HE Energía, donde se establecen las exigencias en eficiencia energética y energías renovables que deberán cumplir los nuevos edificios y los que sufran rehabilitación. Dichas exigencias básicas son:

- HE1 : Limitación de la demanda energética
- HE2 : Rendimiento de las instalaciones térmicas
- HE3 : Eficiencia Energética de las instalaciones de iluminación
- HE4 : Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria
- HE5 : Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

HE1: Limitación de la demanda energética

Se dotará a los edificios de una envolvente exterior que resulte adecuada en relación a las exigencias necesarias para alcanzar el confort térmico en su interior, teniendo en cuenta condiciones climáticas, estacionales o de uso. Se estudiarán las características de aislamiento e inercia, permeabilidad al aire y exposición a la radiación solar, reduciendo el riesgo de aparición de humedades de condensación, superficiales e intersticiales y con un correcto tratamiento de los puentes térmicos limitando las pérdidas y ganancias de calor con el objeto de evitar problemas higrotérmicos. Para conseguir este objetivo se ha procedido a una actualización de la Normativa de Aislamiento Térmico NBE-CT-79, encuadrada dentro del CTE.

HE2: Rendimiento de las instalaciones térmicas

Se procede a la modificación del RITE que va a incorporar cuestiones fundamentales la estimación obligatoria de las emisiones anuales de CO2 de cada proyecto de más de 70kW, nuevo tratamiento de las ventilaciones, opciones de dimensionado prescriptivo o prestacional, etc.

HE3: Eficiencia Energética de las instalaciones de iluminación

Se establecen requisitos básicos por zonas determinando la eficiencia energética de las instalaciones mediante el Valor de la Eficiencia Energética (VEE) que no deberá superar unos determinados límites según el número de lux y teniendo en cuenta el factor de mantenimiento de la instalación.

Se plantea la obligatoriedad de instalar mecanismos de regulación y control manuales y de sensores de detección de presencia o sistemas de temporización para zonas de uso esporádico. El nivel de iluminación interior será regulado en función del aporte de luz natural exterior. Así mismo, será necesario elaborar un plan de mantenimiento de las instalaciones de iluminación para asegurar la eficiencia de la instalación.

HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria

Dependiendo de la zona climática en que se localice el edificio y consumo anual del mismo se fija una contribución o aporte solar mínimo anual entre 30% y 70%. Se han definido 5 zonas climáticas en España y se tienen en cuenta la ocupación, interferencias sombras, etc. Se deberán aportar análisis de las posibles alternativas de ubicación de los edificios optando por aquella que contribuya al máximo de aportación solar.

HE5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

Aplicable a edificaciones con elevado consumo eléctrico y gran superficie, determinada según el uso específico, como edificios comerciales, oficinas, hospitales, hoteles, etc. Se tienen en cuenta interferencias, sombras, etc.

Se deberán aportar análisis de las posibles alternativas de ubicación de los edificios optando por aquella que contribuya a la máxima de producción en base a la contribución solar.

Calificación y certificación energética de edificios

La directiva 2002/91/CE establece la obligatoriedad de proporcionar a compradores y usuarios de edificios un certificado de eficiencia energética.

La expresión del consumo de energía necesario para satisfacer la demanda energética de un edificio en condiciones normales de funcionamiento y ocupación es lo que se denomina calificación energética.

El proceso por el que se verifica la conformidad de la calificación energética obtenida por el proyecto y por el edificio una vez terminado con la consecuente expedición de certificados de eficiencia energética en ambos es el certificado energético de un edificio.

El certificado de eficiencia energética de edificios servirá para acreditar que en su diseño y construcción se han tenido en cuenta criterios orientados a lograr en los mismos el máximo aprovechamiento de la energía.

El objetivo de limitar las emisiones de CO₂ y fomentar el uso racional de la energía dentro del sector de la construcción, uno de los sectores más representativos en el consumo de energía, para así contribuir a la mejora del medio ambiente.

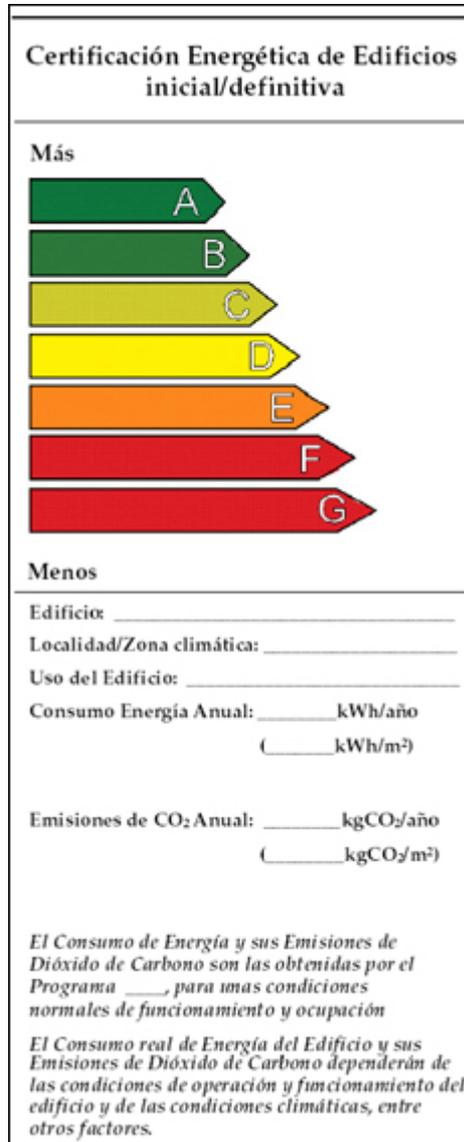
La certificación valora la eficiencia térmica de los edificios en dos aspectos: calefacción y producción de agua caliente. Para ello se tienen en cuenta, entre otros, aspectos como el grado de aislamiento del edificio o las instalaciones de producción de energía.

La certificación energética de edificios permitirá:

- Dar a conocer al usuario las características energéticas de su edificio.
- Facturar los gastos de energía: calefacción, climatización y ACS, en función del consumo real, para así poder distribuir los costes de manera más equilibrada e individualizada.
- Permitir la inspección periódica de calderas.
- Realizar auditorías energéticas en edificios de alto consumo de energía.
- Controlar el aislamiento térmico en edificios de nueva construcción.
- Mejorar la eficiencia energética
- Rentabilizar costes
- Estudiar la viabilidad técnica de los proyectos
- Mejorar el medioambiente

El sistema de etiquetas responde al modelo que se utiliza en otras industrias, calificando por colores y letras la calidad energética y en emisiones de GEI del edificio considerado.

Figura 11 Certificación Energética de Edificios. Etiquetas distintivas.



CAPÍTULO 5 Conclusiones.

Como conclusiones principales de lo aquí expuesto hay que resaltar una ya sabida y repetida hasta la saciedad, y es que la mejor fuente de energía (añadiríamos también “la más sostenible”) es el ahorro energético.

Conviene repetir la definición de sostenibilidad, una vez más en su versión original, por su economía de palabras, su elegancia y su gran trascendencia:

Sustainability means “meeting the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.”

El concepto de sostenibilidad, por tanto, está reñido con el de utilización de recursos fósiles, y por tanto finitos, por lo que nuestra primera conclusión es que la mejor fuente sostenible es el economizar el empleo de estos recursos, lo que justifica la afirmación con la que se abre este capítulo.

Con lo que hemos expuesto, se ve que nuestro objetivo no es hacerlos inagotables, lo que es utópico, sino, lo que puede ser otra conclusión, hay que prolongar la vida útil y rentable de los recursos en términos sociales y económicos tanto como se pueda.

Sólo se podrá hacer un uso racional si se conocen los fundamentos teóricos del manejo de los recursos, por lo que en nuestra exposición hemos dedicado un apartado destacado a recordar algunos conceptos de la termodinámica, lo que nos ofrece otra conclusión, y es que se necesita un conocimiento de los flujos energéticos para poder optimizarlos.

En este subgrupo hemos tenido la asistencia de especialistas, lo que ha permitido hacer una buena selección de datos e información y hemos añadido a la economía de energía otro concepto valioso para la sostenibilidad y es que sin la preservación del entorno no hay sostenibilidad posible.

También hemos visto que en la industria, y especialmente en la que tiene como producto precisamente la energía, como son las Refinerías de Petróleo y las Centrales Térmicas (de cualquier tipo, aunque aquí sólo nos hemos detenido en las de carbón) está hecho casi todo en materia de optimización energética, y cada vez se encuentran menos oportunidades, pero siempre las habrá, por lo que, en cualquier Industria, la batalla por el ahorro de energía se debe mantener constantemente. En cualquier caso, nos hemos detenido en algunos ejemplos para mostrar el grado de detalle con el que se acometen en las industrias energéticas los proyectos de ahorro energético y los de protección al entorno en toda su dimensión. Estos ejemplos nos han permitido comprobar otra importante conclusión, como es que el uso racional de la energía y demás recursos están íntimamente relacionados con la protección ambiental.

Ello nos lleva a otro aspecto clave para la noción de desarrollo sostenible.

En el mundo actual hay grandes desigualdades en el reparto de renta y no se puede negar el acceso a nadie a los niveles superiores, que implican casi obligatoriamente un mayor consumo de energía, estrechamente ligado en niveles bajos de Producto Interior Bruto, con la demanda energética. Ello plantea un reto doble, el de permitir el acceso a mejores calidades de vida a la mayoría de la población humana, por una parte, y el de no agotar las fuentes de la misma: esto es la esencia misma del concepto de sostenibilidad. Se ha expuesto para los dos sectores no industriales actualmente más consumidores de energía: el residencial y el transporte.

Sobre el primero, que es el que trata de uno de los derechos fundamentales de la persona, el de tener una vivienda, hemos visto que se está haciendo una labor de divulgación de técnicas y de ampliación de la legislación muy importante para conseguir, accesibles a todos, una edificación sostenible. Como conclusión de esta sección cabe apuntar que se necesita el apoyo de la normativa legal para incorporar las mejoras técnicas.

Con respecto al segundo, sin embargo, abrimos más interrogantes que respuestas, pues cómo será posible compatibilizar el acceso de millones, incluso miles de millones, de personas al transporte “mecánico” sin afectar de forma insostenible: por el consumo de carburantes y por el impacto ambiental, al planeta. Aquí, me temo, no se brinda ninguna respuesta. Se masifica el uso de automóviles baratos y se diseñan sofisticados sistemas de mejora de los rendimientos en los de más alta gama. Hay que hacer que esos extremos se confundan. Pero no decimos cómo, porque no lo sabemos.

Pero eso es también uno de los objetivos del trabajo de los técnicos presentes en este CONAMA, el de hacer que todos los ciudadanos piensen...

“ÁREA DE TRABAJO 4: SOSTENIBILIDAD EN LA EXTRACCIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS FÓSILES Y MINERALES”

PARTICIPANTES EN EL ÁREA DE TRABAJO

Relatora

Mercedes Martín
Institución CARBUNIÓN

Colaboradores Técnicos

Jorge Pina
Institución ENDESA

Juan Ignacio Artieda
Institución ENUSA

Antonio González
Institución FORO NUCLEAR

Cesar Córdero
Institución HUNOSA

Pedro Castillejo
Institución INFIDE

José Luis Fernández
Institución INFIDE

Antonio Moreno
Institución Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Juan Carlos Álvarez Liebana
Institución CCOO

Víctor Fernández
Institución FIA-UGT

Índice

1. SOSTENIBILIDAD DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

- Combustibles fósiles
- El Plan 2006-2012 de la Minería del Carbón

2. EFECTOS SOCIOECONÓMICOS DEL SECTOR NUCLEAR ESPAÑOL

- Presentación.
- El sector nuclear español.
- Efectos socioeconómicos de la actividad del sector nuclear español: Bases del estudio, Evaluación del valor de producción, Evaluación del valor añadido bruto, Evaluación del empleo.
- Conclusiones.

1. SOSTENIBILIDAD DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Realizado por:

M. Mercedes Martín González

Antonio González Jiménez

J.C. Alvarez Liébana

Antonio Moreno García

COMBUSTIBLES FÓSILES

Usos de los combustibles fósiles

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

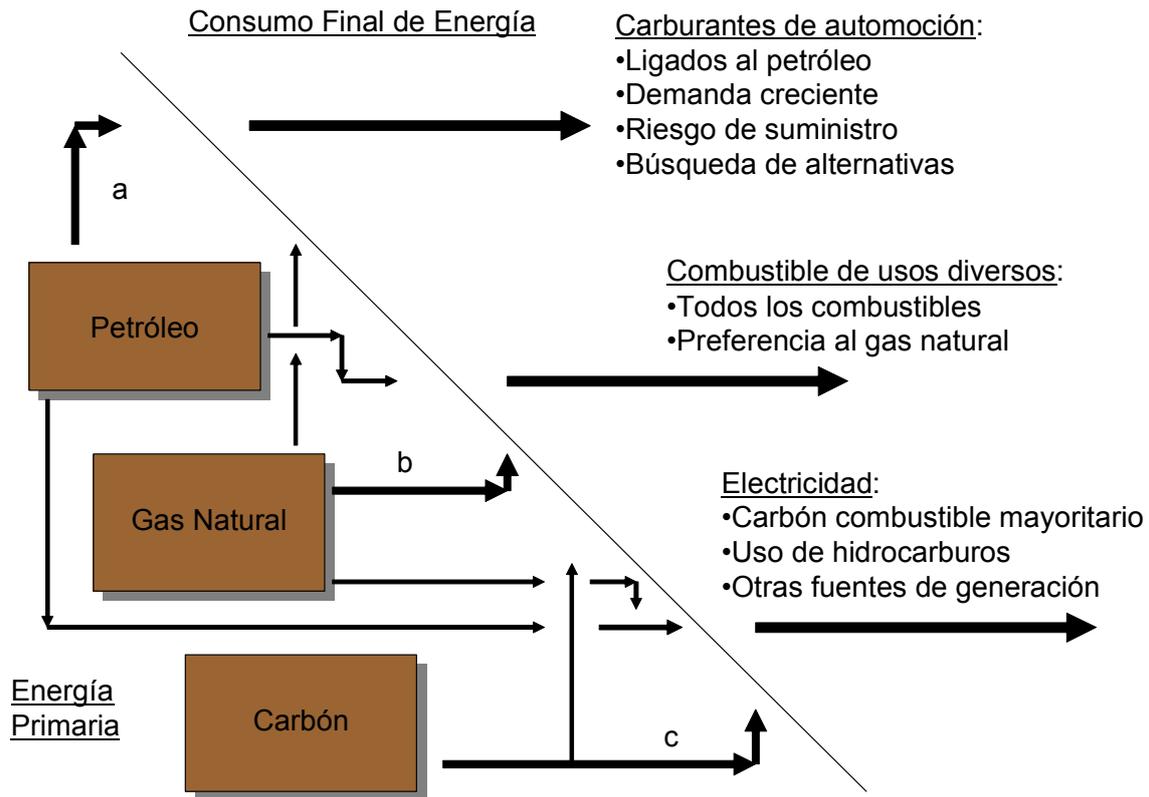


Figura nº 1.- Esquema simplificado del sistema energético general

Un esquema simplificado de nuestro sistema energético se recoge en la figura nº 1. Del lado derecho, el del consumo final nos encontramos con tres vectores de uso: carburantes de automoción, combustibles de uso diverso y electricidad, con magnitudes correspondientes del mismo orden. Del otro lado, el de la energía primaria están los tres combustibles fósiles, y también otras fuentes de energía, se adelanta que los primeros son mayoritarios, suponen el 80% del aporte de energía primaria al sistema.

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

- La media para la Unión Europea es de algo menos del 30%. La estructura urbanística es buena.
- En España este uso supone casi el 40% del consumo final, pero en las zonas de alto grado de urbanización como es el caso de la Comunidad de Madrid se llega al 50%. La mala evolución y estructura urbana, junto con el desarrollo del turismo condicionan esa demanda de carburantes.
- La media mundial sólo llega al 20% de los carburantes en el consumo final de energía. Es un ratio en rápido crecimiento en la medida que el comercio y el turismo son motores de su desarrollo económico, y progresivamente se dispone de más infraestructuras de comunicación.

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

Los combustibles de uso diverso cubren las demandas de suministro de calor para diferentes usos, desde los domésticos a los industriales. El suministro de los mismos ha pasado por tres etapas:

- En una primera hace un siglo fue el carbón el combustible mayoritario en uso simultáneo con la leña. La industria siderúrgica se desarrolló en base al uso de hulla coquizable, que en la actualidad se mantiene como uno de los usos básicos del carbón.
- El desarrollo de la industria petrolera hizo que desde mediados del siglo XX se impusiera el uso de los derivados de este combustible, desde los gases licuados para usos domésticos hasta el fuel oil para usos industriales.

La crisis de los precios del petróleo de los años setenta, y el miedo a su escasez, redujeron su utilización, retornando el carbón a algunas industrias, por ejemplo la cementera.

- A partir de esas fechas se avanza en la diversificación entre derivados del petróleo y el gas natural como combustibles de uso directo, el segundo gana áreas de utilización en base a su carácter de combustible limpio.

La electricidad es un vector energético de uso fácil y limpio, que tiende a crecer de forma rápida en su utilización, aunque a este respecto tiene una limitación importante en la inversión necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico, y consecuentemente en los precios que resultan para ella.

En la figura nº 2 se indican las inversiones previstas por la Agencia Internacional de la Energía a lo largo de las tres primeras décadas de este siglo XXI para el sistema energético global, y en ella destaca la parte correspondiente al sistema eléctrico que supone dos tercios del total. Es un tema sobre el cual se volverá en el capítulo V.

INVERSIONES EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL

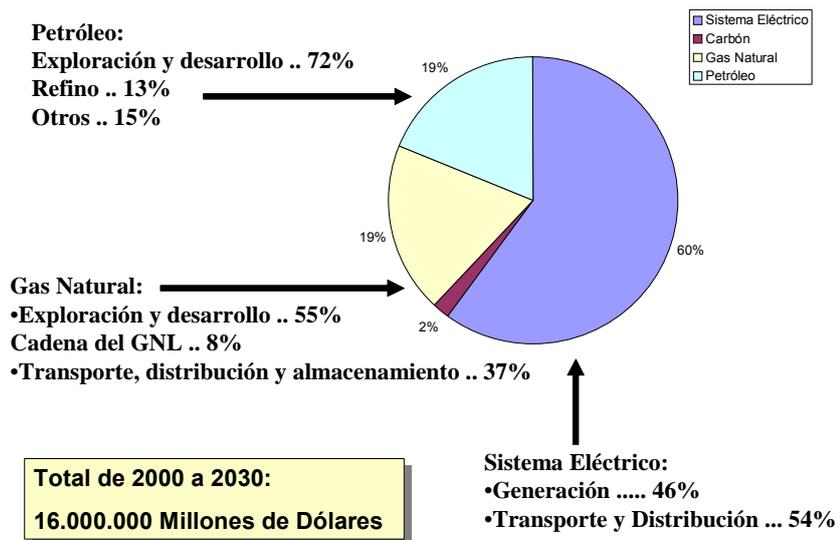


Figura nº 2.- Inversiones previstas en el sistema energético del año 2000 al 2030

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

- **Energías renovables.-** La hidráulica ha sido la base del desarrollo eléctrico de muchos países, y todavía es factible su extensión en ciertas áreas del mundo: Asia, África y América. Hoy surge la energía eólica como nueva opción de generación eléctrica que progresivamente se extenderá con algunas cuestiones técnicas de las que se hablará en el capítulo IV.
- **Combustibles fósiles.-** Son la opción mayoritaria de producción de electricidad. El carbón entre ellos ocupa el primer lugar. Los hidrocarburos avanzan en este uso en razón de la menor inversión específica que requieren sus plantas de generación, y también de sus menores emisiones de CO₂. Los países menos desarrollados instalan motores de combustión con derivados del petróleo, y los más avanzados ciclos combinados con gas natural.
- **Energía nuclear.-** Es una fuente de generación desarrollada en países con capacidad industrial, supone casi la quinta parte de la producción de electricidad en el mundo. Su extensión a otros países suscita miedos a la accesibilidad incontrolada a los productos del ciclo nuclear.

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

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

Reserva de combustibles fósiles

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

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

Bien, con estos conceptos de partida se puede decir que las reservas de combustibles fósiles en el mundo se sitúan en torno a 1.000.000 de millones de toneladas equivalentes de petróleo, tep. La distribución de las mismas es la que se refleja en la figura nº 3. El ritmo actual de consumo es de 10.000 millones de tep anuales para el conjunto de los combustibles fósiles, eso supone que las reservas de estos tienen 100 años de vida útil, que se distribuye de la siguiente manera:

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

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

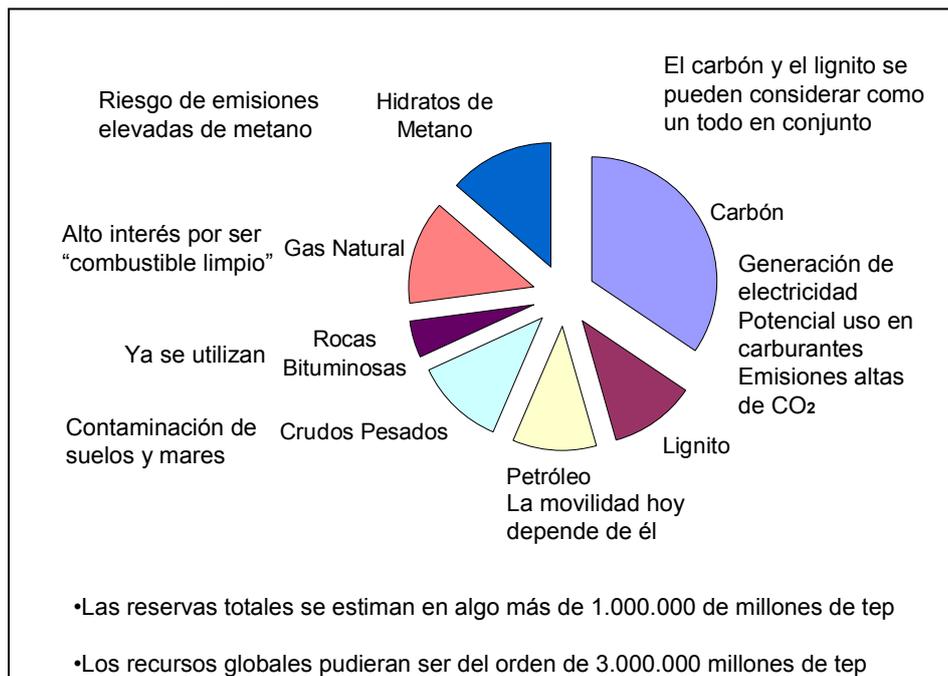


Figura nº 3.- Desglose de las reservas mundiales de combustibles fósiles

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

- **Carbón y lignito.**- Suponen casi la mitad del conjunto de reservas de combustibles fósiles, están distribuidos por todos los continentes. En ese sentido suponen una seguridad de suministro energético en este siglo XXI, aparte los problemas ambientales que de su uso se puedan derivar, que se comentan más adelante.
- **Petróleo, crudos pesados y rocas bituminosas.**- Representan la cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles, la disponibilidad de petróleos ligeros está descendiendo y ya se extraen crudos pesados y rocas bituminosas. Se estima que las reservas conocidas tienen una vida útil de cuarenta años, y que adicionalmente los recursos pendientes de valoración podrían elevar esa vida a más de un siglo.
- **Gas natural e hidratos de metano.**- Ambos suponen otra cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles. La vida útil de las reservas de gas natural se estiman en unos setenta años, y los recursos de gas más hidratos de metano pudieran suponer un periodo de utilización cercano a los dos siglos al ritmo actual de consumo, bien es verdad que se prevé un incremento significativo del uso del gas natural y consecuentemente una reducción de esa vida útil.

Otra cuestión grave es que previsiblemente la explotación de los campos de hidratos de metano no va a ser fácil, habrá que inyectar vapor para calentarlas y romper esa “gelatina helada” que los conforma. En esta labor previsiblemente habrá pérdidas de metano a la atmósfera, CH₄, y esto agravará sensiblemente la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

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

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

Ahora bien en la cadena de transporte de gas natural se consume energía que implica una cierta emisión de CO₂, pero sobre todo puede haber pérdidas de metano, CH₄, lo que incrementaría el valor global de la emisión.

El pico del petróleo

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

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

El hecho es que mientras en el año 2007 se estima que existe una cobertura entre demanda y oferta de crudo de un 3,6%, ésta se reducirá sólo al 2,3% en el año 2012, valor demasiado bajo para cubrir cualquier contingencia que se pueda presentar. Véase la figura nº 4. Esto apunta a que al menos los precios del crudo en el mercado internacional se mantendrán en los valores actuales, o que incluso pueden elevarse al final de esta década.

<u>EL MIEDO ACTUAL A LA DISPONIBILIDAD DE PETRÓLEO</u>	
•Año 2007, demanda global 86,13 millones de bbl día	
+ Oferta de los países de la OPEP	34,40 M bbl/d
+ Oferta de otros países	54,83 M bbl/d
- Exceso de cobertura	3,6%
•Año 2012, demanda previsible 95,82 millones de bbl día	
+ Oferta necesaria de los países de la OPEP	38,36 M bbl/d
+ Oferta previsible de otros países	59,64 M bbl/d
- Exceso de cobertura	2,3%

Figura nº 4.- Esquema de evolución de demanda y oferta de crudo en el mundo

Las reservas de crudo convencional se concentran en Oriente Medio, las dos terceras partes del mismo se localizan allí. No es necesario comentar el grado de inestabilidad política de la región y la posibilidad de que el conflicto actual se intensifique y extienda, lo cual incidiría negativamente en el suministro de crudo.

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

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

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

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

- a) **Posiciones políticas.**- Por un lado la de líderes de algunos países: Bolivia y Venezuela en primer lugar, que son conscientes de que exportar los recursos minerales no les ha dado históricamente soluciones para la mayoría de sus poblaciones. La búsqueda de un entorno de América del Sur fuerte conlleva en el criterio de estos políticos una gestión propia de los hidrocarburos de la región, cuyas reservas garantizarían un siglo de suministro interno.

Otras posiciones, por ejemplo desde Brasil o Chile, éste sin recursos de hidrocarburos, proponen mayor predisposición al diálogo y comercio con terceros países, en primer lugar con Estados Unidos. La gestión de este entramado no será una tarea fácil, sobre todo si la potencia del norte no actúa con inteligencia y generosidad.

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

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

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

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

Todo este conjunto de reflexiones conlleva a pensar en que el mercado del petróleo a lo largo del siglo XXI verá unos cambios importantes. Por un lado la creciente demanda llevará a que la extracción siga creciendo, pero después de unas décadas, los límites de disponibilidad de nuevos yacimientos, más los problemas técnicos y ambientales con los crudos extra pesados, harán que la oferta decrezca en el mercado, alargándose a menor ritmo que el actual por el siglo XXII.

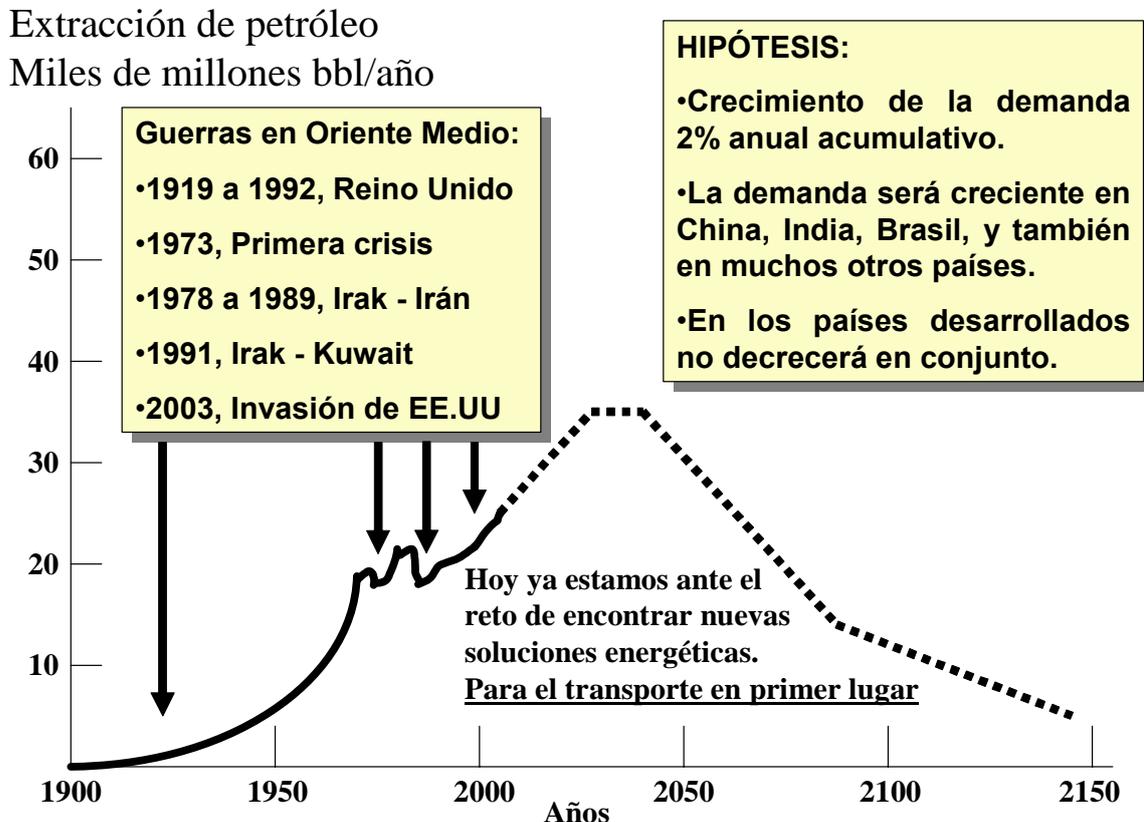


Figura nº 5.- El “Pico del Petróleo” en un contexto internacional tranquilo

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

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

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

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

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

El futuro del gas natural

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

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

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

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

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

Es sintomático el caso de la exportación de gas natural desde Argelia a España, la mitad se realiza por vía marítima y la otra mitad mediante un gasoducto a través del estrecho de Gibraltar; la construcción de un segundo gasoducto, MEGAZ, se ha retrasado en función de esas negociaciones en las cuales cada uno defiende sus intereses. En el capítulo IV se vuelve con más detalle sobre este caso.

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

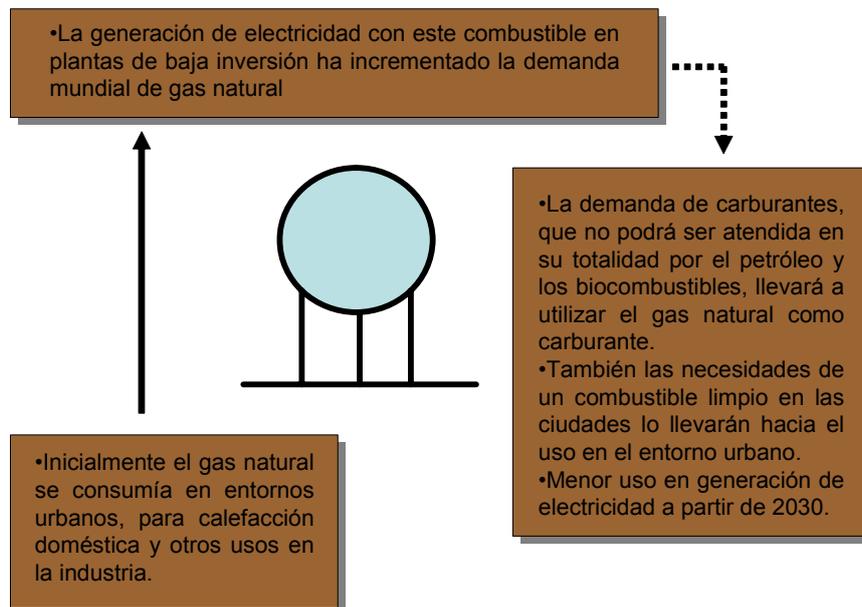


Figura nº 6.- Esquema de evolución de los usos del gas natural

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

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

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

Características de los carbones

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

incrementaban y daban lugar a un largo proceso de transformación que la llevaba a la estructura carbonosa que conocemos.

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

a) Materia carbonosa.- Son compuestos de carbono derivados de la materia mineral, de tipo orgánico, en combinaciones del propio carbono con: hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre. A efectos del uso del carbón en combustión, o en otros procesos como gasificación, es preciso distinguir dos fracciones en esta materia carbonosa:

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

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

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

- Silicatos de aluminio, de calcio, de magnesio y de hierro, son compuestos de difícil descomposición, que funden a temperaturas elevadas; en la combustión darán lugar a escorias más o menos fluidas según sea la mezcla de los metales antes citados, y adicionalmente la presencia de determinados óxidos metálicos en su composición, los alcalinos: de sodio y potasio, reducen el punto de fusión y la viscosidad de la escoria.

<u>Materia Carbonosa:</u> Carbono Fijo <hr/> Materias Volátiles Presencia de azufre en forma de compuestos orgánicos	<u>Agua:</u> Humedad Superficial Humedad Intrínseca
	<u>Materia Mineral:</u> <ul style="list-style-type: none"> • En base a silicatos • En base a carbonatos <li style="padding-left: 40px;">- Compuestos de hierro, calcio, álcalis y otros • Sulfuros metálicos y sulfatos

Figura nº 7.- Composición genérica del carbón

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

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

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

En la materia mineral hay además compuestos de azufre: piritas y sulfatos, que aportan este elemento contaminante. Pueden estar presentes en cualquier tipo de carbón, pero son más frecuentes en los de formación en cuencas cerca del

mar; en ellas el pH de las aguas favorece la formación y precipitación de sulfuros de los elementos disueltos en ellas, en particular el hierro.

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

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

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

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

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

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

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

En la figura nº 8 se muestran esos tipos de carbones, ordenados por antigüedad de formación, e indicando también su contenido en humedad y el ratio entre materias volátiles y carbono fijo.

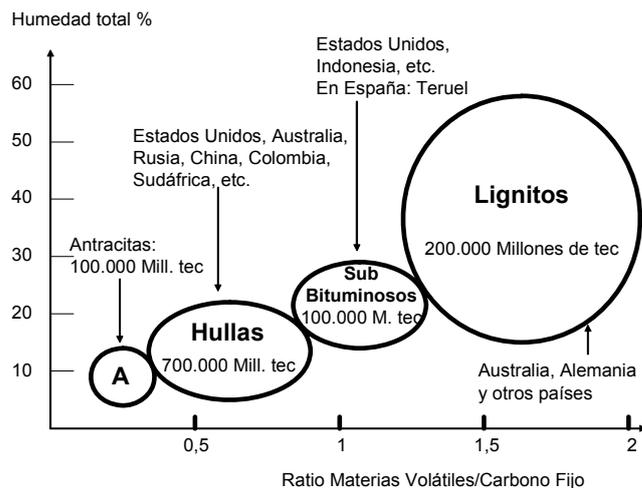


Figura nº 8.- Tipos de carbones y ratio entre materias volátiles y carbono fijo

- I. **Antracitas.-** Son los carbones más antiguos, tienen un bajo contenido en materias volátiles por lo que queman mal, aunque con un bajo desprendimiento de humos, se han utilizado por ello en la calefacción y cocina de viviendas y edificios. Hoy también se emplean para generación de electricidad. Su poder calorífico se sitúa entre 21.000 y 25.000 kJ/kg.
- II. **Hullas.-** Son carbones de contenido medio en materias volátiles, aunque estas cubren un amplio campo de variación; las de mayor contenido fueron las primeras empleadas en las calderas de barcos y ferrocarriles, se denominan hullas de vapor. Se utilizan mayoritariamente en la generación de electricidad, pero también en otros usos como combustible de proceso en la industria, en particular en la del cemento. Su poder calorífico varía entre algo menos de 21.000 y algo más de 25.000 kJ/kg.

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

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

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

- IV. **Lignitos.-** Son carbones más jóvenes que los anteriores, con un elevado contenido en materias volátiles, pero también con alta presencia de agua, tanto intrínseca como de empape, puede sobrepasar el 50% de

la masa total. Como en el caso anterior se utiliza para generación de electricidad. Su poder calorífico es bajo, del orden de 8.500 kJ/kg.

Reservas de carbón en el Mundo y extracción

Las diferentes evaluaciones de carbón en el mundo apuntan a 1.000.000 de millones de toneladas como reservas conocidas, cuya distribución aproximada es la que se recoge en la figura nº 9; las dos terceras parte de ellas son antracitas y hullas, se suele incluir entre estas últimas algunos carbones que pudieran considerarse como subituminosos.

Se pueden hacer algunos comentarios respecto a esas reservas y posibles recursos en las distintas zonas del mundo, en las cuales en conjunto se extraen unos 5.000 millones de toneladas anuales, repartidas tal como se muestra en la figura nº 10.

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

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

- Federación Rusa.- Dispone de amplios recursos en Siberia, así como otras cuencas en la Rusia Europea. Puede que una investigación geológica más profunda incrementara sus reservas, en particular en el lado asiático del país. Previsiblemente incrementará la generación de electricidad con este combustible, incluso pensando en exportarla a Europa Central.

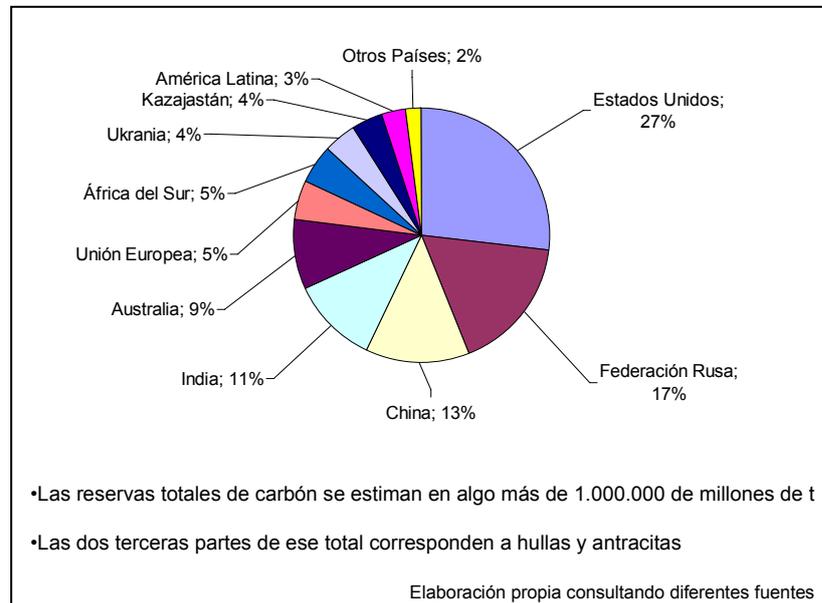


Figura nº 9.- Reservas probadas de carbón en el mundo

- China.- Tiene grandes reservas de hulla y antracita, posiblemente con recursos adicionales no estudiados en la zona norte y occidental. El carbón es su fuente mayoritaria de energía primaria. No dispone de grandes infraestructuras portuarias para exportar carbón, pero participa en la décima parte de la exportación mundial.

- India.- También cuenta con amplias reservas de carbón, aunque de momento hace un uso menos intensivo que China de él, pero es uno de los mayores productores del mundo. Tampoco es un país exportador.
- Australia.- Cuenta con buenas reservas de hulla, que adicionalmente tienen bajos contenidos en azufre, a veces del orden del 0,5%. Es un gran exportador de este carbón. También dispone de amplias reservas de lignito, que se propone explotar en algún momento si el mercado energético lo permite.
- Unión Europea.- Sus reservas de carbón son menos significativas que los países antes citados, a ello se une la necesidad en muchos casos de una explotación a minería subterránea que encarece los costes de extracción. Polonia es el país con mayores reservas e índice de producción, un 90% de su electricidad proviene de este combustible. Alemania explota lignitos a cielo abierto para también generar electricidad con este combustible. Se está reduciendo la actividad minera en todos los países, sólo se mantiene de manera significativa en Polonia, que además de su fuerte consumo propio es exportador sobre de carbón siderúrgico.
- África del Sur.- Cuenta con buenos yacimientos de hulla, que en cierta medida son de explotación por minería subterránea. Utilizó ampliamente su carbón para atender sus necesidades energéticas en la época del Apartheid, cuando se vio sometida a un aislamiento internacional, produjo carburantes de automoción a partir del carbón en instalaciones que siguen operativas. Es uno de los grandes exportadores de carbón.
- Ucrania.- No dispone de grandes reservas fáciles de explotar a cielo abierto, previsiblemente se extracción de carbón disminuya a medio plazo, posiblemente siga la tónica de evolución europea.
- Kazajastán.- Dispone de buenas reservas extraíbles a cielo abierto, cuya minería en la actualidad se realiza preferentemente para consumo propio. Su ubicación en el centro de Asia hacen difícil su participación en el comercio internacional salvo a través de Rusia.
- América Latina.- Concentra el 3% de las reservas mundiales, fundamentalmente en el sur de Brasil, pero también en Colombia, Venezuela y Argentina. No ha habido una explotación amplia ya que se dispone de otros recursos energéticos en la región. Sólo Colombia participa de manera significativa en la extracción y en el comercio internacional de este combustible, tal como se muestra en la figura nº 10.

No es descartable un aumento de una cierta minería a medio plazo en la región, quizás en Argentina y Brasil, sobre todo si no se llega a acuerdos de acceso fácil de todos estos países a los hidrocarburos de la región que fundamentalmente controla Venezuela.

- Otros Países.- Hay reservas de carbón en numerosos países, que en general se explotan para usos propios. Es significativo el caso de Indonesia, que concentra el 0,5% de las reservas mundiales, es uno de los mayores extractores tanto para consumo propio como para exportación, teniendo un lugar destacado en el comercio internacional.

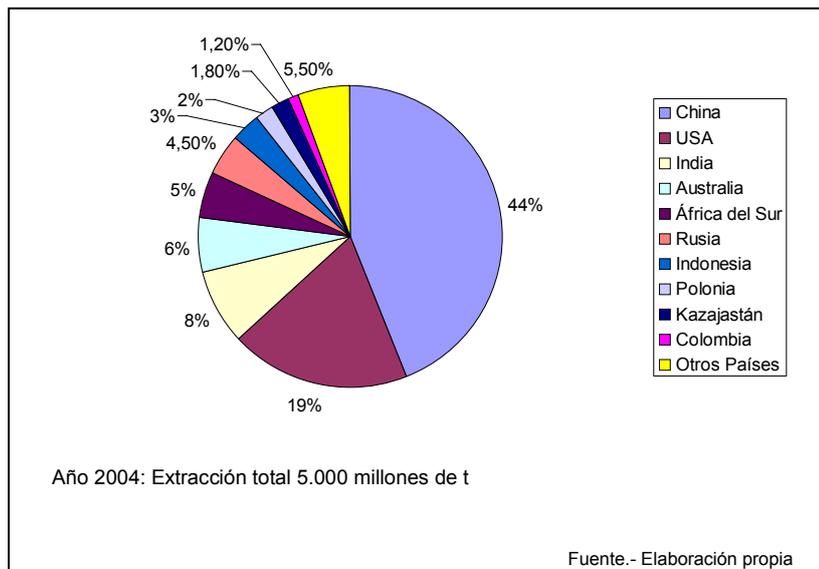


Figura nº 10.- Principales países extractores de carbón

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

El carbón en España

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

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

- Hullas asturianas.- En los valles del Caudal y del Nalón hay formaciones de hullas con capas de no mucha potencia y elevada pendiente, lo cual lleva a una compleja minería de interior. Han sido el gran suministrador de carbón en España en el pasado, pero en la actualidad los costes de extracción elevados llevan esta minería a su progresiva desaparición.
- Antracitas de León y Palencia.- Las capas son en general de poca potencia, la minería es de pequeñas explotaciones, y aunque existen reservas se prevé un descenso paulatino de la extracción, que en la actualidad se destina a generación de electricidad y a consumos domésticos.
- Hullas de León.- Hay capas de hulla de bajo contenido en materias volátiles, con buena potencia que previsiblemente continuarán explotándose en las próximas décadas mediante minería de interior, a costes algo mayores que el

precio del carbón de importación, pero asumibles en el contexto energético en el que nos encontramos. Se destinan a generación de electricidad.

- Hullas en Ciudad Real.- La cuenca de Puertollano dispone de reservas para mantener activa la actual explotación a cielo abierto durante varias décadas, incluso incrementando su nivel de extracción. Se consume en un grupo térmico convencional y en una planta de gasificación integrada con ciclo combinado.
- Lignitos Negros de Teruel.- Son carbones subbituminosos, las mayores reservas españolas, de las cuales unos 200 millones de toneladas son extraíbles a cielo abierto. El contenido en azufre de estos carbones es elevado, en torno al 6%, esto ha frenado el interés por su explotación, que no obstante se mantiene y alimenta varios grupos de generación eléctrica provistos de instalaciones de lavado de gases de combustión.

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

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

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

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

Usos del carbón

El carbón fue la base de la Revolución Industrial, ya se conocía en Europa y en China desde hacia bastantes siglos, en el primer caso como “piedra inglesa”, aunque también se extraía en Flandes y otros lugares de Centro Europa. En la actualidad es la fuente mayoritaria de energía primaria en la generación de electricidad, tal como se indica en la figura nº 11, pero también tiene otros usos como se verá más adelante.

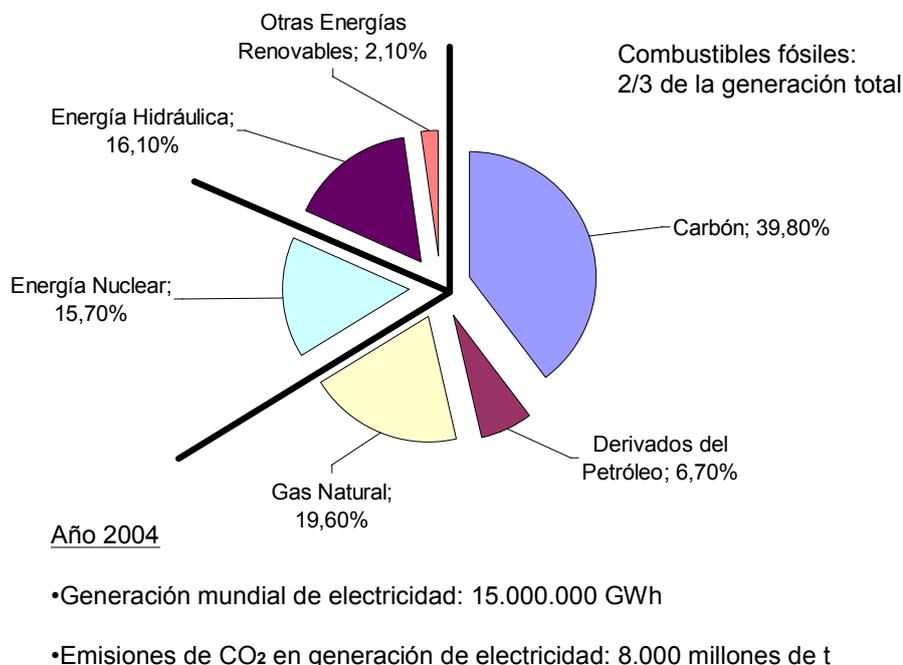


Figura nº 11.- Desglose de la generación de electricidad según fuentes primarias

Ya desde el siglo XVIII se fomentó su uso para evitar el consumo excesivo de madera que estaba deforestando determinadas zonas, en esa complejidad que conlleva la evolución del hombre y su relación con el medio ambiente conviene recordar que a veces el carbón ha tenido un papel de contrapunto a problemas ecológicos:

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

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

A finales de ese siglo XIX se desarrolla la tecnología de pirólisis que permite obtener gas del carbón y comienza su utilización urbana, tanto para alumbrado directo con gas,

como para atender las necesidades de ciertos edificios públicos o privados, como para aportar combustible a los primeros motores de generación de electricidad; es la época de las fábricas de gas, que se mantuvieron utilizando carbón hasta principios de la segunda mitad del siglo XX.

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

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

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

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

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

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

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

- IV. **Generación de electricidad.-** Se realiza en centrales térmicas con un proceso como el que se esquematiza en la figura nº 12 siguiendo un ciclo termodinámico agua – vapor, ciclo Rankine, con evaporación de agua en una caldera y expansión del vapor procedente de ella en turbina, para cerrar el ciclo condensando el vapor y alimentando con él la caldera.

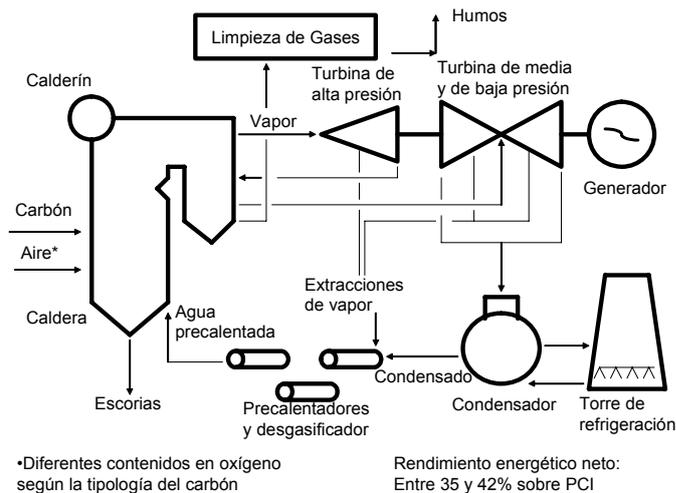


Figura nº 12.- Esquema de una central de generación de electricidad con carbón

Este ciclo no ha cambiado en su concepción a lo largo de un siglo de utilización, pero sí el diseño de detalle y los materiales empleados, las calidades de acero en la caldera y en la turbina. Esto ha supuesto una mejora de eficiencia energética y un crecimiento en la potencia de las instalaciones, como se verá en próximos capítulos.

Aquí si nos debemos referir brevemente en la incidencia de la tipología del carbón en el diseño de las calderas y sistemas auxiliares de las mismas. En un principio las calderas eran de combustión sobre parrilla, y desde hace unas décadas son de quemadores de carbón pulverizado, es a estas segundas a las que nos referiremos.

- Antracitas.- Son carbones que precisan de una elevada finura de grano para su combustión, así como elevada temperatura de hogar, en torno a 1.800 °C, y alto exceso de aire de combustión, del orden del 20%. La molienda del carbón se hace en molinos de bolas, con arrastre por corriente de aire precalentado, las calderas tienen los quemadores dispuestos en “U” para conseguir un tiempo largo de recorrido de la llama. En este contexto la formación de óxidos de nitrógeno es elevada.
- Hullas y carbones subbituminosos.- La combustión es más fácil que en el caso anterior, en el hogar de la caldera la temperatura se sitúa en unos 1.400 °C, el exceso de aire se reduce al entorno del 15% la formación de óxidos de nitrógeno es sensiblemente más baja. La molienda del carbón se realiza en molinos de pistas, con aire precalentado para arrastrar las partículas hacia los quemadores de la caldera.

Aquí ya hay que tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón, sobre todo en los combustibles con mayor contenido en materias volátiles y baja presencia de cenizas, es necesario recircular gases de combustión para reducir la presencia de oxígeno en el medio de arrastre de las partículas, y controlar la temperatura de la operación.

- Lignitos.- Son carbones de elevada reactividad una vez secos, por lo cual la molienda se realiza en equipos especiales, de rueda batidora, también es

preciso tomar precauciones respecto a la explosividad del polvo de carbón. Las calderas tiene un diseño especial, en general de torre con quemadores en las esquinas de la misma en forma de ventanas verticalmente alargadas. Las emisiones de óxidos de nitrógeno son bajas.

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

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

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

Comercio internacional del carbón

El carbón se utiliza en su mayor parte en los países que lo extraen, sólo la sexta parte del mismo se mueve en comercio internacional, tal como muestra la figura nº 13. En ella se ha hecho un desglose entre carbón de alto poder calorífico, hard coal en terminología internacional, en el cual se incluyen los carbones subituminosos, este conjunto es el que participa en el comercio internacional, y lignitos, de bajo poder calorífico que se utilizan in situ.

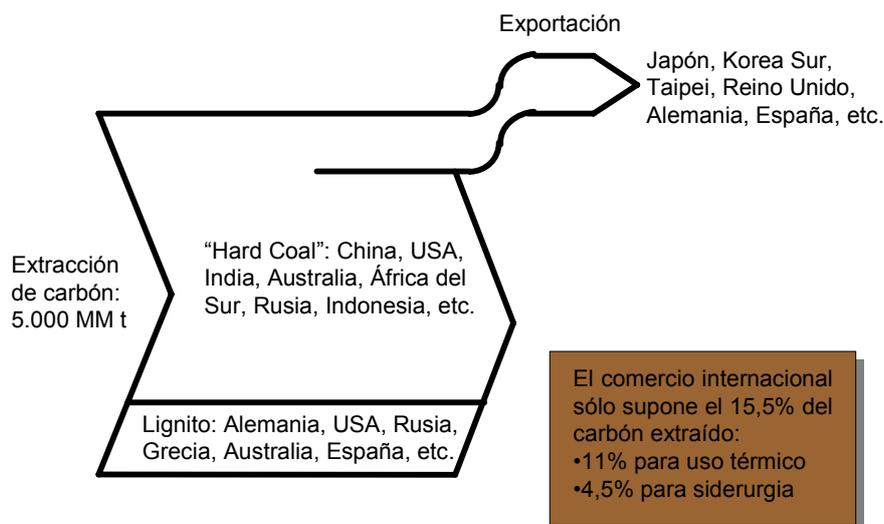
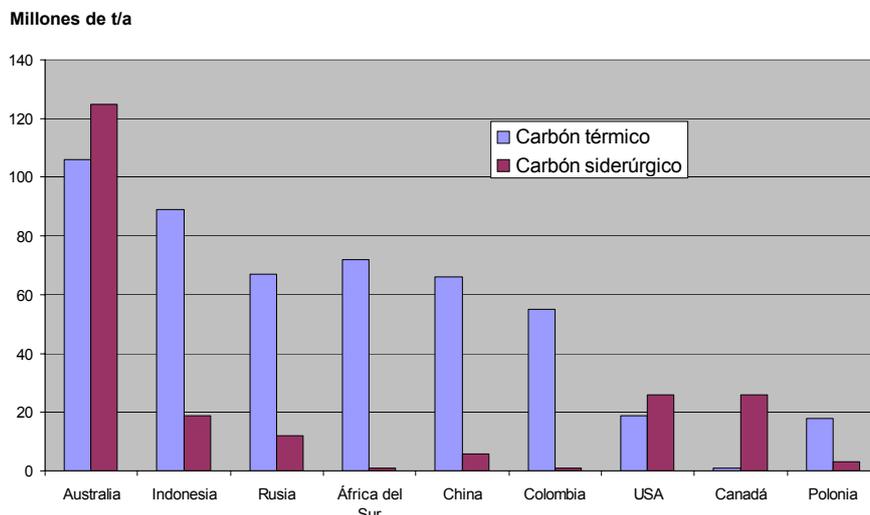


Figura nº 13.- Esquema de extracción y comercio internacional de carbón

En el año 2005 se llevaron al comercio internacional 775 millones de t, de las cuales 548 fueron carbón de uso térmico y el resto siderúrgico. Los mayores exportadores fueron Australia e Indonesia, y los mayores importadores Japón, Corea del Sur y Taipei. Lo que nos confirma el papel del entorno al océano Pacífico en el tráfico de carbón.

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

En la figura nº 14 se muestra la participación de los diferentes países en la exportación de carbón. Se observa el papel relevante de los países más lejanos, en parte como ya se ha citado desde el Océano Pacífico, lo que induce a que el tráfico hacia Europa tienda a diseñarse con barcos de gran calado, lo que introduce la necesidad de habilitar algunos puertos adecuados para recibirlos, aunque posteriormente desde él se haga trasvase hacia otros destinos finales.



En el año 2005 se exportaron 775 millones de t.

+ Los países del gráfico totalizaron 710 millones de t

Fuente: World Coal Institute

Figura nº 14.- Países exportadores de carbón

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

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

Otra cuestión a considerar es la posibilidad de disponer de un gran puerto carbonero en la costa noroccidental del país, bien El Musel en Gijón, bien el Puerto Exterior de Ferrol, desde los que atender a un futuro tráfico intereuropeo, así como suministrar a nuestras centrales térmicas de Asturias, Galicia y León. En este supuesto la reflexión anterior sobre el ferrocarril se hace prioritaria.

Precios del carbón

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

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

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

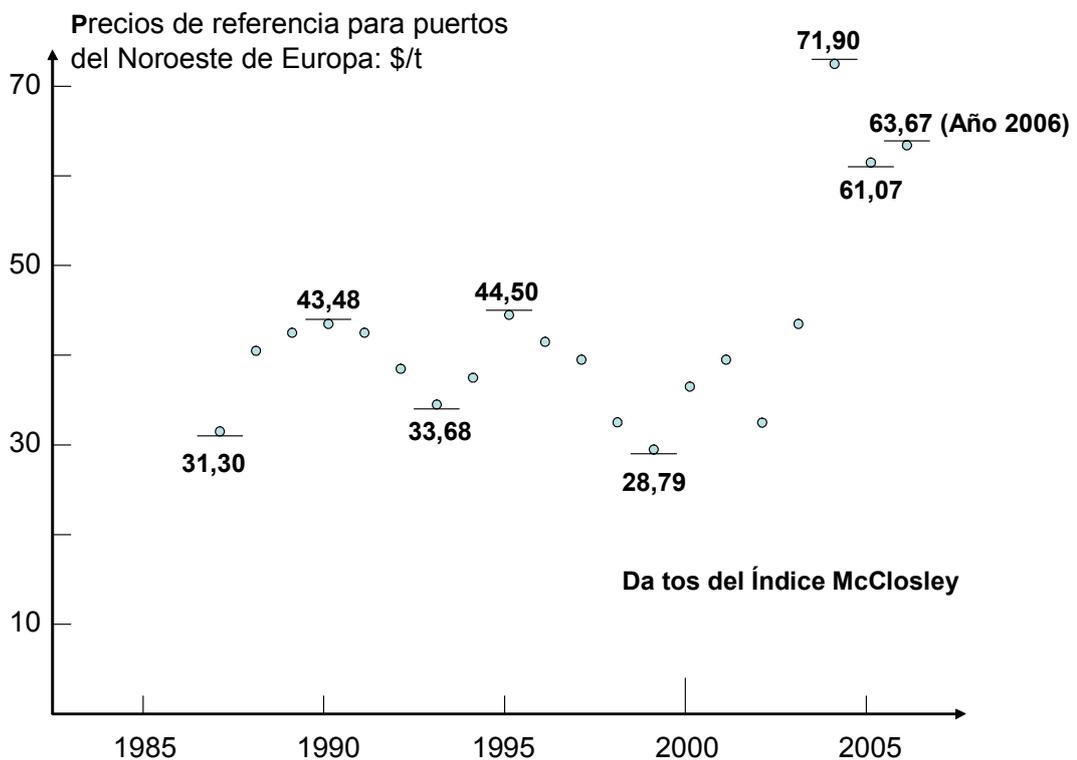


Figura nº 15.- Evolución de los precios del carbón de importación en Europa

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

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

EL PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

1. Antecedentes

El proceso de reestructuración realizado en el marco del Plan 1998-2005, no ha permitido que las empresas productoras de carbón puedan mantener, en el futuro, su actividad en un mercado competitivo sin ayudas. Todas las empresas del sector si trabajan sin ayudas continuarían registrando pérdidas con lo cual el proceso de reestructuración debe continuar.

El Reglamento (CE) 1407/2002, de 23 de julio reconoce que debe preverse un apoyo financiero a la producción de carbón al tiempo que reconoce la necesidad de aumentar la eficiencia y reducir las subvenciones a este sector.

A lo largo del ejercicio 2005 y principios de 2006 se negoció la nueva versión del Plan para el período 2006- 2012. Las negociaciones se llevaron a cabo entre representaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las Centrales Sindicales mayoritarias CC.OO., SOMA-FIA-UGT y la patronal CARBUNIÓN. Aunque sin formar parte de la mesa negociadora, en el proceso han participado también de distinta manera, las CC AA y los Ayuntamientos. El Plan fue aprobado en Consejo de Ministros el 21 de marzo de 2006.

La información que a continuación se incluye constituye una exposición, resumida, de los aspectos básicos del Plan.

2. Objetivos

El Plan 2006/2012 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras tiene por objeto ordenar el proceso de reestructuración de la minería del carbón, de un modo que sea compatible con la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas.

Tiene por objeto también atenuar el impacto que, en las comarcas mineras, produce la pérdida de puestos de trabajo en la minería fomentando la creación de empleo alternativo.

3. Reestructuración de la minería: previsiones

En apoyo del proceso de reestructuración de la minería se aplican, fundamentalmente, dos tipos de ayudas: las que financian las diferencias entre los costes de producción e ingresos por ventas y las que cubren los costes técnicos y sociales de los cierres.

El artículo 6 del Reglamento (CE) 1407/2002, dispone que el volumen global de ayudas a la industria del carbón deberá seguir una tendencia descendente que de lugar a una reducción significativa de las mismas. Al tratarse de ayudas vinculadas a la producción, dicha reducción significativa habrá de trasladarse a la producción y, con ello, a las plantillas.

En función a lo anterior, el Plan define la evolución de los principales parámetros del sector (producciones, ayudas, plantillas) en el período de vigencia del mismo. Los datos relativos a los mismos serían, en los horizontes de finales de 2007 y 2012, los que a continuación se especifican.

4. Producción

(Anexo I)

El objetivo de producción se establece en una cantidad compatible con las previsiones contempladas en las medidas de planificación energética. Pasará de 12,1 millones de toneladas en 2005 a 10,4 Mt a finales de 2007 y a 9,2 a finales de 2012, procedente de las empresas que mejores posibilidades ofrecen por el volumen de sus reservas.

Se distinguen en el Plan dos horizontes:

A 31 de diciembre de 2007:

Durante los dos primeros años de vigencia del Plan, la reducción de la producción programada se realizará mediante el cierre de las unidades de producción afectadas por la decisión 2002/826/CECA y de aquellas empresas de producción inferior a 200.000Tm/año cuyo coste de explotación sea superior a 120€/TEC en minería subterránea y 90 €/TEC en cielo abierto.

No se incluyen en el supuesto de cierre, por razones sociales y regionales, las mayores empresas que rebasan la cifra indicada de coste por TEC. Estas empresas deberán reducir su capacidad hasta completar, junto con las restantes, de forma proporcional, la reducción prevista para el periodo. Esta reducción se realizará de tal forma que se mantenga la misma proporción entre el carbón subterráneo y el de cielo abierto.

Se supone también que, antes de final del ejercicio de 2007, se habrá cumplido además con los compromisos derivados de las decisiones comunitarias anteriormente citadas.

Se prevé un tratamiento diferenciado para HUNOSA, que tiene un Plan específico, compatible con el cumplimiento de los criterios del Plan general.

A 31 de diciembre de 2012:

En el periodo 2008-2012 continúa la reducción selectiva de la producción al ritmo que requiere la producción objetivo, tanto en minería subterránea como a cielo abierto. Como en el periodo anterior, el criterio de reducción será también, el del coste de explotación, recayendo en ambos casos, en aquellas unidades de producción cuyo coste sea más elevado.

En total, en minería subterránea se reducirían entre 2007 y 2012, 0,79 Millones de toneladas y otras 0'43 en Cielo Abierto, para completar una reducción de 1,2 millones de toneladas en el periodo.

Durante el periodo de vigencia del Plan se mantiene invariable la distribución de la producción por orígenes, entre minería subterránea y minería de cielo abierto, que será objeto de comprobación por parte del MITYC.

5. Plantillas

(Anexo II)

Como norma general, las bajas de personal se producirán por vías no traumáticas, es decir, prejubilaciones a los 52 años de edad equivalente, bajas incentivadas para los trabajadores que no cumplan con los requisitos para acceder a las prejubilaciones y recolocaciones.

En el capítulo de altas, se prevé la nueva contratación de 1.700 trabajadores procedentes, por orden de prioridad, de excedentes del Plan 2006-2012, subcontratas y trabajadores externos. Adicionalmente, serán recolocados 520 trabajadores de las empresas que cierren por aplicación de la normativa comunitaria y de los criterios de costes. La reducción neta de las plantillas en 2005-2012 se cifra en unos 3.000 trabajadores.

6. Ayudas asociadas a la producción

(Anexo III)

Las ayudas asociadas a la producción evolucionarán con reducciones de un 1,25% anual, las correspondientes a la minería subterránea y un 3,25%, las de cielo abierto, tras aplicar una corrección al alza de acuerdo con el IPC previsto del 2% cada año. Adicionalmente, las producciones se reducirán proporcionalmente a las reducciones de ayudas que fueran necesarias durante el periodo de la aplicación del Plan.

No obstante, durante los dos primeros años (2006-2007) se contempla que las ayudas decrezcan en dichos porcentajes de forma global, limitando en todo caso, individualmente, el incremento de las mismas a un 2% anual. En el periodo 2008-2012 las ayudas se reducirán de forma individual para cada empresa. Pasarán de 371 M€ en 2005 a 324 M€ en 2012.

7. Ayudas a la cobertura de cargas excepcionales

(ANEXO IV)

Además de las ayudas a la producción, entre las ayudas directas se encuentran las ayudas a la cobertura de cargas excepcionales destinadas a cubrir los costes que se produzcan a causa de la racionalización de la industria y no estén relacionadas con la producción corriente.

El concepto más importante de las ayudas a la cobertura de cargas excepcionales es el que se deriva de los costes sociales: prejubilaciones, en las condiciones descritas, y bajas indemnizadas. En este apartado de ayudas sociales cabe incluir también el denominado "Vale de Carbón". Además, se concederán ayudas destinadas a la cobertura de los costes técnicos asociados a los cierres de empresas y reducciones de capacidad productiva, conceptos bien definidos en el Reglamento Comunitario vigente.

8. Otras ayudas

Dos tipos de ayudas:

- Al transporte de carbón entre cuencas
- A los almacenamientos de carbón que excedan las 720 horas de seguridad

9. Ayudas al consumo

Junto con las ayudas a la minería que el Plan contempla y que han sido descritas en el epígrafe anterior contempla también otras cuyos beneficiarios son las centrales térmicas para incentivar que el carbón que se produce con ayudas sea consumido.

En aplicación de la Directiva 2003/54/CE de 26 de junio de 2003, en su artículo 11.4, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio adoptará las medidas e instrumentará los mecanismos que resulten necesarios, mediante incentivos (primas a la generación con carbón autóctono) u otros procedimientos ajustados a la normativa comunitaria para garantizar la compra por las empresas eléctricas de la producción nacional de carbón en las cuantías que se acuerden en este Plan.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tomará en consideración los acuerdos alcanzados en este Plan sobre las producciones de consumo garantizado y las inversiones de modernización (desulfuración, desnitrificación) que realicen las empresas eléctricas para la aplicación en España de la Directiva de grandes instalaciones de combustión en el proceso de elaboración y aprobación del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión para el periodo 2008-2012.

10. Reactivación de las comarcas mineras

Las acciones de reactivación de las comarcas mineras constituyen el complemento indispensable de las actuaciones en materia de reestructuración. El declive de la producción de carbón –se dice en el Plan- no debe llevar consigo el de las economías de las comarcas mineras, cuya base debe ser reforzada y diversificada.

Con este objeto, se mantendrán activas las tres líneas de ayudas vigentes en el Plan 1998-2005, que ya tenían precedentes anteriores al desarrollo de las infraestructuras, a la financiación de proyectos empresariales y a la formación, respectivamente, con las adaptaciones que se deriven de la aplicación del Plan.

Construcción de infraestructuras

La selección de las actuaciones en materia de infraestructuras a realizar en las comarcas mineras ha de ser coherente con la planificación regional y local y adicional al esfuerzo inversor de Comunidades Autónomas y Ayuntamientos. En los protocolos que se han firmado entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, en cuyo marco se desarrolla la concesión de ayudas destinadas a infraestructuras, éstas se comprometen a realizar su propio esfuerzo inversor, asociado a la inversión estatal, que en el Plan se cifra en, al menos, un 25% de esta.

La priorización de las actuaciones se realizará en el seno de una comisión bilateral comunidad autónoma/IRMC prevista en los protocolos, sobre la base de un listado de actuaciones elegibles confeccionado por las mesas de la minería constituidas en cada Comunidad Autónoma, con la participación de la propia Comunidad Autónoma, de los Sindicatos firmantes del Plan y de los Ayuntamientos mineros.

La ejecución de los proyectos se realizará previa firma de un convenio de colaboración específico, con los contenidos habituales de los convenios entre Administraciones.

Anualmente, el IRMC y las Comunidades Autónomas, presentarán sus estudios de evaluación de la eficacia acumulada de las actuaciones incluyendo recomendaciones sobre la reorientación, incremento o disminución del esfuerzo en cada ámbito territorial. En el caso de que lo estime oportuno, a la luz de estos informes, el Instituto elaborará propuestas de modificación de la intensidad del esfuerzo para uno o más ámbitos territoriales y lo someterá a la Comisión de Seguimiento del Plan que se constituya.

El ámbito de esta evaluación será la cuenca. El Instituto y las Comunidades Autónomas acordarán el procedimiento de evaluación como anexo al convenio marco (protocolo) que suscriban.

Excepcionalmente, con un límite porcentual general del 1%, se podrá abordar la ejecución de infraestructuras cuya titularidad corresponda a una entidad sin ánimo de lucro de reconocido prestigio en el ámbito territorial de que se trate (cámaras, fundaciones u otras).

El Instituto podrá participar también en la financiación de actividades (gastos de funcionamiento), mediante los instrumentos apropiados en cada caso, cuando tales actividades representen una vía clara de desarrollo alternativo, detrayendo su coste de los fondos destinados a infraestructuras.

La distribución de los recursos presupuestarios entre las comarcas mineras de las diferentes CC AA se realiza de acuerdo con un indicador que tiene en cuenta el empleo perdido en el período 1998-2005, el empleo que se prevea perder en el período 2006-2012 y el paro existente.

Se han acordado, en principio, 250 M€ anuales en 2006-2007. La aportación presupuestaria para los ejercicios 2008-2012 se acordará con los Sindicatos en el segundo semestre de 2007 respetando la aportación máxima decidida.

Fomento de la inversión privada

El régimen actual de ayudas a proyectos empresariales generadores de empleo alternativo en las comarcas mineras, está autorizado por la Comisión Europea bajo la cobertura de la normativa comunitaria de ayudas regionales, y su fecha de caducidad es la del 31 de diciembre de 2012.

El *alcance territorial* de las actuaciones en esta materia durante el periodo 2006-2012 se orientará teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Es necesario mantener la discriminación positiva a favor de los municipios mineros más afectados por la reestructuración de la minería del carbón.
- b) Se ha reconsiderado la relación de los municipios considerados como “muy mineros” Conviene tener presente el hecho de que en algunos de estos municipios es muy difícil la implantación de empresas con una entidad mediana, debido a las condiciones del territorio

A efectos prácticos, se plantea la clasificación de los municipios en tres grupos:

- 1) Municipios mineros muy afectados por la minería del carbón (79).
- 2) Municipios mineros limítrofes de los anteriores (146).
- 3) Resto de municipios que, no estando incluidos en los dos grupos anteriores resultan, de alguna forma, afectados por los ajustes laborales en el sector del carbón (115).

Las ayudas se graduarán con intensidad distinta en cada uno de los grupos.

En cuanto a la *naturaleza de los proyectos* susceptibles de ayuda, se considera oportuno ampliar el colectivo de los mismos, incorporando los destinados a complementar los de tipo industrial por su carácter de servicios industriales a empresas, determinados servicios asistenciales en municipios del grupo 1, las actividades relacionadas con el ocio, el medio ambiente y el tiempo libre así como con la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías.

Por otra parte, en el caso de los proyectos que se localicen en el grupo de los municipios muy mineros, pueden establecerse excepciones en los requisitos de inversión y creación de empleo necesarios para obtener ayudas, especialmente en aquellos proyectos relacionados con el turismo rural.

Se diversificarán los *instrumentos de fomento* a la inversión empresarial y a la creación de empleo, mediante la aplicación de nuevas fórmulas, que complementarían las ayudas en forma de subvención a fondo perdido.

Estos nuevos instrumentos podrán ser, entre otros, los siguientes:

- 1.- Fondos para capital riesgo.
- 2.- Nueva línea de ayudas a proyectos de pequeña entidad, lo que hoy se conoce como “microproyectos” acogida a la normativa comunitaria “de minimis”, sobre la base de financiar con micropréstamos sin interés.

La dotación presupuestaria para el programa de ayudas a proyectos empresariales, experimenta un incremento sustancial en el período respecto de los 60 M€ anuales que tuvo en 1998-2005. El aumento se financiará con una reducción equivalente de la dotación para infraestructuras. Se han acordado, en principio, 150 M€ anuales en 2006-2007. La aportación para el periodo 2008-2012 se acordará con los Sindicatos con posterioridad, respetando la aportación máxima decidida.

Se contempla la aportación de recursos económicos a las Agencias de Desarrollo Regional, con el fin de asegurar una mejor atención a los promotores de proyectos y conseguir, también, incrementar y agilizar los procesos de control. Para ello, se procederá a la firma de los correspondientes Convenios de Colaboración.

Los recursos destinados a compensar los gastos de gestión del régimen de ayudas empresariales, que se incluyan en los Convenios con las Agencias de Desarrollo, serán considerados como costes de gestión del propio Plan.

La participación de Centrales Sindicales y Ayuntamientos en la gestión, tendrá un carácter fundamentalmente informativo, de modo que puedan conocer qué proyectos se han presentado y la situación de todos ellos durante la tramitación del procedimiento, y tengan la oportunidad de aportar datos, que puedan ser valorados para una mejor gestión de las solicitudes de ayuda presentadas.

Un criterio básico que debe ser observado a la hora de adoptar e instrumentar las acciones de fomento a la inversión empresarial, es el de que sean coherentes con la planificación de las diferentes Administraciones autonómicas y municipales, en el ámbito de sus respectivas competencias. De esta forma se garantizaría la “adicionalidad” de los recursos que aporte el nuevo Plan y la coherencia de las actuaciones.

Formación

La potenciación del capital humano, el cambio de mentalidad de la población residente en los territorios afectados por la reestructuración de la minería del carbón, resultan imprescindibles para imprimir una nueva orientación a las economías de las comarcas de modo que lleguen a superar una dependencia de muchos años respecto de la actividad minera.

En este sentido, las orientaciones principales para el periodo 2006-2012 serán:

- Conceder prioridad a las becas sobre otras líneas de actuación dentro del ámbito de la formación.
- Considerar la ampliación de las becas a otros estudios y centros.
- Concentrar los esfuerzos en ayudas a la formación profesional, en especial, en “nuevos yacimientos de empleo” y en temas formativos poco cubiertos por otras ofertas.

- Aprovechar las sinergias existentes de hecho entre la línea de proyectos empresariales generadores de empleo y la línea de formación.
- Coordinar la política de becas en el marco de este Plan con la de otras Administraciones Públicas.

La dotación presupuestaria anual será de 40 M€ (10 M€ más que en el periodo anterior), dotación suficiente para mantener la calidad de las actuaciones. La gestión de las ayudas a la formación será encomendada a la Fundación para el Desarrollo de la Formación de las Zonas Mineras del Carbón, al igual que en el periodo anterior. No obstante el coste de las actuaciones de formación no será financiado por la SEPI, sino por los presupuestos del Instituto del Carbón.

11. Coste de las ayudas

(Anexo V)

El coste de las ayudas previstas en el Plan de la Minería, de un lado (a la producción y al consumo de carbón) y, de otro, a la reactivación de las comarcas minorasen 2006-2012 se cifra en 8.398 M€ distribuidos en anualidades que oscilan entre los 1.332 M€ en 2006 y los 1.065 M€ en 2012.

Entre las *ayudas a la producción* las más importantes por su cuantía son las ayudas a la cobertura del déficit de las empresas mineras, calculado como la diferencia entre los costes de explotación e ingresos por ventas, que asciende a 2.455 M€ en el periodo, un 53% de las ayudas totales a la producción minera. Las ayudas laborales, por su parte, en forma de prejubilaciones fundamentalmente alcanzarían la cifra de 1.924 M€. Ambos conceptos representan el 95% de las ayudas a la producción minera.

El resto de las ayudas a la producción minera, hasta 4.620 M€, está integrado por conceptos diversos como son los costes técnicos de los cierres, el "vale de carbón", las ayudas al transporte y a la constitución de stocks. En conjunto, estas líneas de ayuda recibirían, en el periodo, 245 M€.

Las *ayudas al consumo* tienen como beneficiarias a las empresas eléctricas consumidoras de la producción nacional. Se financian con la tarifa eléctrica y su objetivo consiste en incentivar el consumo de la producción nacional situándola en condiciones de indiferencia con las importaciones. Su importe es de 898 M€ en el periodo, manteniendo el nivel actual del incentivo.

La evolución de las ayudas en su conjunto y en sus distintas líneas muestra un comportamiento decreciente en el periodo, aunque con diferente intensidad.

Este comportamiento es debido, en parte, al ritmo de prejubilaciones que ha sido estimado para el caso de prejubilaciones generalizadas cuando se cumple el requisito de tener 52 años de edad equivalente. Los costes anuales de las prejubilaciones no suponen compromisos presupuestarios equivalentes en cada año ya que se abonan mensualmente los salarios garantizados a estos trabajadores de tal modo que en cada ejercicio presupuestario solo ha de figurar el salario anual correspondiente al conjunto de los trabajadores que se hayan prejubilado.

Las ayudas a los cierres se han mantenido en 25 M€ anuales (con una subida circunstancial en 2007 para encajar los cierres de las unidades de producción que figuran en el artículo 4 del Reglamento). Los importes presupuestados permitirán hacer frente a la reducción de producción prevista por el Plan a un coste aproximado de unos 18 euros por cada mil termias reducidas.

Las *ayudas a la reactivación* de las comarcas mineras totalizan en el periodo 2.880 M€, distribuidos de forma desigual a lo largo del mismo. Las relativas al concepto de formación se mantienen estables, a razón de 40 M€ anuales, mientras que las destinadas a financiar el programa de infraestructuras suponen un importe de 250 M€ anuales durante los dos primeros años, estando su importe pendiente de cuantificar a partir de 2008.

De igual modo, las dotaciones previstas para la financiación de proyectos destinados a la creación de empleo, mantienen una cantidad de 150 M€, anuales durante los dos primeros años, estando pendientes de cuantificar a partir de 2008. No obstante, como se ve en el cuadro, el importe conjunto de esta partida junto con la de infraestructuras, está fijada en 400 M€ en 2008 y en 350 M€ anuales en el periodo 2009-2012.

Se ha aceptado la demanda de los Sindicatos de aportar una dotación extraordinaria para reactivación, en 2006-2008, basada en el exceso de pérdida de empleo producido en el periodo 98-05 en relación con la previsión inicial. Dicha dotación se ha establecido en 150 M€, con lo cual la dotación total para financiar las infraestructuras del primer trienio del Plan pasa a los 440 M€ anuales. En 2009-2012 la dotación anual para reactivación de las comarcas quedaría situada en 390 M€.

12. APROBACIÓN POR LA COMISIÓN EUROPEA

La vigencia efectiva del contenido de este Plan está condicionada a la aprobación del mismo por parte de la Comisión Europea.

PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

Producciones previstas (KtN)

Tipo de Explotación	2005 (Año Base)	2007 (a 31 Dic)	2012 (a 31 Dic)	% 2012/2005
Subterránea	7.829	6.746	5.952	-24,0%
Cielo Abierto	4.273	3.682	3.248	-24,0%
Total	12.102	10.428	9.200	-24,0%

PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

Plantillas previstas

Tipo de Explotación	2005 (Año Base)	2007 (a 31 Dic)	2012 (a 31 Dic)	% 2012/ 2005
Subterránea	7.633	6.708	4.865	-36,3%
Cielo Abierto	677	599	437	-35,5%
Total	8.310	7.307	5.302	-36,2%

PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

Previsión de Ayudas a la Producción Minera (Miles €)

Tipo de Explotación	2005 (Año Base)	2007 (a 31 Dic)	2012 (a 31 Dic)	% 2012/ 2005
Subterránea	341.905	319.286	300.034	-12,2%
Cielo Abierto	29.286	28.147	23.877	-18,5%
Total	371.192	347.433	323.911	-12,7%

PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

Resumen de Ayudas (Millones €)

Tipo de Ayudas	2006	2012	% 2012/ 2006	Total 2006 - 2012
<i>Ayudas a la Producción Minera</i>	748	557	-25,6%	4.620
Al Funcionamiento	370	340	-8,1%	2.455
Cierres y Reducciones	25	25	0,0%	185
Ayudas Laborales	345	184	-46,7%	1.924
Otras ayudas	8	8	0,0%	56
<i>Ayudas al Consumo de Carbón</i>	144	118	-18,1%	898
<i>Ayudas a la Reactivación</i>	440	390	-11,4%	2.880
Total Ayudas	1.332	1.065	-20,1%	8.398

ANEXO V

PLAN 2006-2012 DE LA MINERÍA DEL CARBÓN

RESUMEN DE LAS AYUDAS A LA MINERÍA PREVISTAS PARA EL PERIODO 2006-2012

<i>Tipo de Ayuda</i>	<i>Importes de las ayudas en cada año (Miles de Euros)</i>							<i>Total 2006-2012</i>
	<i>2.006</i>	<i>2.007</i>	<i>2.008</i>	<i>2.009</i>	<i>2.010</i>	<i>2.011</i>	<i>2.012</i>	
1. Ayudas a la Minería	891.924	849.199	808.022	803.886	764.797	725.634	674.773	5.518.235
1.1. Ayudas a la Producción	747.924	705.199	680.022	680.886	641.797	607.634	556.773	4.620.235
Empresas Públicas	90.633	91.290	85.929	86.552	87.179	87.811	88.448	617.842
Empresas Privadas	279.006	276.216	261.504	258.889	256.300	253.737	251.200	1.836.854
Reducciones y Cierres	25.000	35.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	185.000
Ayudas Laborales	344.760	294.168	299.064	301.920	264.792	232.560	183.600	1.920.864
Vale de Carbón	525	525	525	525	525	525	525	3.675
Ayudas al Transporte	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	42.000
Ayudas por Stocks	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	14.000
1.2. Consumo Carbón Nacional	144.000	144.000	128.000	123.000	123.000	118.000	118.000	898.000
2. Ayudas a la Reactivación	440.000	440.000	440.000	390.000	390.000	390.000	390.000	2.880.000
2.1. Infraestructuras	250.000	250.000	{ 400.000	{ 350.000	{ 350.000	{ 350.000	{ 350.000	{ 2.600.000
2.2. Empresariales	150.000	150.000						
3.1. Formación	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	280.000
Total Ayudas	1.331.924	1.289.199	1.248.022	1.193.886	1.154.797	1.115.634	1.064.773	8.398.235

CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA EN ESPAÑA.- 2005

Fuente	Ktep	%
Carbón	22723	16
Petroleo	71785	50
Gas natural	29120	20
E. Renovables (1)	3495	3
Nuclear	142002	11
Total	142002	100

(1) Hidráulica, Eólica, Solar

(2) Fuente: MITYC

**CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA
EN GENERACION DE ELECTRICIDAD 2005**

Fuente	Ktep	%
Carbón	18.260	33
Petróleo	5.388	10
Gas Natural	10.798	20
E.Renovables (1)	1.679	3
Nuclear	14.995	28
Otros	3.355	6
	54.475	100

(1) Hidráulica, Eólica, Solar

(2) Fuente: MITYC

**EFFECTOS
SOCIOECONÓMICOS
DEL
SECTOR NUCLEAR ESPAÑOL**

JUNIO 2005

**Documento elaborado por el Foro de la Industria Nuclear Española
Análisis con metodología económica sobre los efectos socioeconómicos del sector nuclear
español**

SUMARIO

- PRESENTACIÓN
- EL SECTOR NUCLEAR ESPAÑOL
- BASES DEL ESTUDIO
- EVALUACIÓN DEL VALOR DE PRODUCCIÓN
- EVALUACIÓN DEL VALOR AÑADIDO BRUTO
- EVALUACIÓN DEL EMPLEO
- CONCLUSIONES

PRESENTACIÓN

El conjunto de empresas que integran el sector nuclear español produce un efecto socioeconómico en el país. Su importancia se hace notar en multitud de áreas y sectores de la renta y el empleo regional y nacional, y cuya evaluación es objeto del presente informe.

Se ha centrado el trabajo en el año 2003, último con datos disponibles, aunque, en términos generales, la actividad nuclear es recurrente en alto grado, por lo que puede considerarse como un año tipo y sus efectos comparables a los de otros años.

Inicialmente, se presenta el sector nuclear dando una información breve sobre el mismo, que pretende trasladar al lector los elementos necesarios para situarlo adecuadamente ante el siguiente capítulo, en donde se describen y analizan los criterios, datos y resultados del estudio socioeconómico realizado.

EL SECTOR NUCLEAR ESPAÑOL

El sector nuclear español lo integran las centrales nucleares, la empresa encargada de la fabricación del combustible nuclear (ENUSA Industrias Avanzadas, S.A.) y la empresa que se ocupa de la gestión de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las instalaciones nucleares (ENRESA). Además, hay una extensa lista de empresas de ingeniería, servicios y suministro de bienes de equipo, así como de centros de investigación y laboratorios.

Las actividades nucleares están reguladas por una normativa específica, Ley sobre Energía Nuclear (1964), que se ha complementado con otras leyes, reglamentos y disposiciones, y de la que forma también parte una serie de tratados y convenciones internacionales firmados por España. Las actividades nucleares son inspeccionadas y controladas por una autoridad reguladora independiente, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), creada al efecto y que informa directamente al Parlamento.

La industria nuclear española, que da apoyo a las centrales nucleares en operación, es una industria competitiva y madura. El modelo utilizado en la construcción del parque nuclear español, iniciada en 1964, ha demostrado ser eficaz desde el punto de vista de la transferencia de tecnología, ya que, si bien las primeras centrales se construyeron con una modesta participación de la industria española (del 42-44%), dicha participación se fue incrementando posteriormente hasta alcanzar el 80-90%. Especial mención merece la capacidad de la industria nuclear española a nivel mundial, que le ha permitido y le permite estar presente compitiendo internacionalmente en el suministro de equipos y servicios en muchas otras centrales nucleares en todo el mundo.

BASES DEL ESTUDIO

El conjunto de empresas que integran el sector nuclear español aporta al sistema económico nacional un conjunto de bienes, ingeniería y servicios, **cuya importancia no se limita exclusivamente a la generación de energía eléctrica** y cuya valoración económica es objeto de evaluación en el presente informe.

Para acometer esta evaluación se ha procedido a realizar una primera encuesta específica a los establecimientos nucleares del sector en España (centrales nucleares, CSN, ENRESA y ENUSA), y una segunda, más reducida, al CIEMAT y a las empresas

exportadoras y suministradoras de bienes y servicios nucleares¹⁹, puesto que los bienes suministrados y los servicios prestados a las empresas nucleares ya están contemplados en las cuentas de explotación de éstas y en sus balances de situación, por lo que su cuantificación adicional originaría una duplicación en la actividad global del sector, que debe evitarse.

La actividad del sector nuclear debe contemplar, además del **volumen de negocio** y del **empleo** generado por él, el **esfuerzo inversor** realizado por este conjunto de empresas y organismos, que incide directamente en la actividad económica nacional, pero que no está integrado en las Cuentas de Explotación de sus empresas, aunque sí en sus balances de situación.

El **esfuerzo inversor** evaluado en el presente informe corresponde, exclusivamente, a las **inversiones anuales realizadas** por estas empresas **de forma recurrente todos los años**, con objeto de mantener sus activos operativos y eficientes. Por tanto, **no incluye las inversiones iniciales realizadas por ellas**, aunque sus efectos fueran en su momento muy relevantes, sino las acometidas, exclusivamente, en el año de referencia del estudio, 2003.

El Efecto Directo derivado del esfuerzo inversor y del volumen de negocio de las empresas del sector nuclear da origen a incrementos de la demanda interna española a través de los bienes y servicios demandados por estos establecimientos a terceros, así como por lo que, sucesivamente, estos establecimientos suministradores de las empresas del sector demandan a otros establecimientos productivos nacionales.

Este efecto multiplicador, denominado **Efecto Indirecto**, es habitualmente calculado aplicando la técnica “**Input-output**”, desarrollada por Wassily Leontief, para lo que se precisa la disponibilidad de una **tabla input-output**. En el caso de España, la última tabla disponible ha sido elaborada por el Instituto Nacional de Estadística (INE), referida al año 1998 y vigente.

Ambos efectos, **directos e indirectos**, contemplan la generación de renta destinada a las familias, a través de salarios y de rentas mixtas, que impulsan el consumo de éstas y son origen de nuevos aumentos de la demanda interna española. Ampliando la tabla **input-output**, en una fila que incluya las rentas destinadas por cada sector a las familias y en una columna que contemple el gasto de las familias en bienes y servicios producidos en España, se pueden obtener, también, los efectos multiplicadores originados por el efecto renta de estos mayores ingresos familiares.

A este efecto se le denomina **Efecto Inducido** y ha sido calculado, también, a partir de la tabla **input-output** española anteriormente citada.

La tabla **input-output** española no contempla, de forma explícita, el sector nuclear tal como ha sido definido en este estudio, sino que queda repartido entre varios sectores de actividad. Por ello, con objeto de ser más precisos en la cuantificación de los efectos socioeconómicos del sector, se ha procedido a analizar las cuentas de explotación de las empresas objeto de análisis así como las inversiones que, con carácter recurrente, realizan estas empresas, considerando como “**efecto directo**” del sector los siguientes conceptos:

¹⁹ En adelante, al conjunto formado por el CIEMAT y las empresas suministradoras y exportadoras de servicios nucleares, se le denominará “empresas de servicios nucleares”.

Esfuerzo inversor realizado

Terreno
Obra Civil
Equipamientos materiales y medio ambiente
I+D
Ingeniería y Servicios
Otras Inversiones

Gastos de personal
Combustible Nuclear
Materiales de Uso y Repuestos
Servicios prestados por terceros y Otros Gastos
Gastos de Recarga
Primas de Seguros
Arrendamientos y Cánones
Tributos y Tasas pagadas a CSN
Otro VAB (amortización y beneficios brutos)

Gastos de Explotación

A cada uno de estos conceptos de gasto le ha sido aplicado el correspondiente “**efecto multiplicador indirecto e inducido**” del sector en el que está localizado el establecimiento suministrador del servicio en cuestión, obteniendo de esta forma el efecto global de la actividad nuclear –**directo, indirecto e inducido**- en el sistema socioeconómico español.

Las magnitudes socioeconómicas objeto de investigación han sido el **Valor de Producción** (equivalente en términos empresariales al Volumen de Negocio), el **Valor Añadido Bruto** generado (que, en definitiva, es la aportación del sector nuclear español a su Producto Interior Bruto), y el **Empleo** utilizado.

Para el cálculo del **efecto en el empleo** se ha considerado separadamente el empleo directamente controlado por los establecimientos objeto de investigación (plantillas, empleo eventual contratado por ellos, personal empleado en las operaciones de recarga, personal de contratistas que realiza su trabajo en los establecimientos estudiados y personal empleado en grandes obras y modificaciones), del resto de empleo directo imputable al sector nuclear.

El **efecto directo en el empleo** derivado de estos otros conceptos de gasto, ha sido estimado aplicando los ratios medios de **Valor de Producción por Empleo** en el sistema económico nacional. El empleo estimado ha sido calculado siempre en términos de “**puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo anual**”, con objeto de ofrecer una idea inequívoca de la cuantía del empleo generado y ser directamente comparable con el empleo nacional estimado por el INE en la contabilidad nacional.

EVALUACIÓN DEL VALOR DE PRODUCCIÓN

El volumen de negocio generado por el sector nuclear español ascendió en 2003 a 2.587,8 millones de euros de los que 202,4 correspondieron al esfuerzo inversor realizado y los 2.385,4 millones de euros restantes, a la actividad productiva del sector.

El **efecto directo** anteriormente mencionado, que ha precisado de la utilización de recursos nacionales y extranjeros, ha incidido fundamentalmente en el sistema económico nacional, ya que las importaciones realizadas para llevar a cabo su actividad ordinaria, prácticamente se limitan al 11,1% del **esfuerzo inversor** y apenas representan el 3,5% de los recursos totales gestionados por el sector.

EFEECTO	IMPORTACIONES	ACTV. NACIONAL	TOTAL
Esfuerzo Inversor	11,1%	88,9%	100,0%
Volumen de Negocio	2,9%	97,1%	100,0%
Total	3,5%	96,5%	100,0%

La actividad productiva de las **centrales nucleares** ha sido evaluada en 1.864,1 millones de euros (78,1% del total del sector), la realizada por el grupo CSN/ENRESA/ENUSA ha sido evaluada en 445,2 millones de euros (18,7% del total del sector) y la actividad de **las empresas de servicios nucleares** ha ascendido a 76 millones de euros (3,2% del total).

Este volumen de negocio no es imputable en su totalidad al sistema económico nacional, ya que incluye la incorporación de bienes y servicios producidos en el extranjero. Una vez deducidos éstos, **la incidencia directa del sector nuclear en el Valor de Producción Nacional ha sido estimada en 2.496,7 millones de euros**, de los que 180 corresponden al **esfuerzo inversor** del sector en el año y 2.316,7 a la **actividad productiva** realizada.

El **esfuerzo inversor** realizado por el sector nuclear en bienes y servicios ha originado los siguientes efectos económicos en el **Valor de Producción Nacional** evaluados en millones de euros:

Esfuerzo Inversor	202,42
Directo	180,01
Indirecto	116,49
Inducido	96,97
Valor de Producción	393,47

Es decir, **por cada euro invertido por el sector nuclear español se han generado 1,94 euros de Valor de Producción**, de los cuales 0,89 euros lo han sido por el efecto inversor directo, 0,58 euros como consecuencia de las relaciones comerciales entre los establecimientos productivos nacionales (**efecto indirecto**), y 0,47 euros por el efecto del incremento de la renta disponible de las familias españolas (**efecto inducido**).

En cuanto al **volumen de negocio** aportado por los establecimientos productivos del sector nuclear español, sus efectos en el **Valor de Producción Nacional** en 2003 expresados en millones de euros, han sido los siguientes:

Volumen de Negocio	2.385,36
Valor de Producción	3.379,26
Directo	2.316,74
Indirecto	497,94
Inducido	564,58

En este caso, **cada euro producido por los establecimientos productivos del sector nuclear español ha dado origen a 1,42 euros de Valor de Producción**, como consecuencia de los 0,97 euros imputables a su acción directa, 0,21 euros a los **efectos indirectos** y 0,24 euros a los **efectos inducidos** por el aumento del gasto de las familias españolas.

En conjunto, los efectos totales en el **Valor de Producción Nacional**, derivados de la acción inversora y empresarial del sector nuclear, han ascendido en 2003 a 3.772,73 millones de euros, distribuidos sectorialmente de la siguiente forma:

SECTOR DE ACTIVIDAD	EFEECTO DIRECTO	EFEECTO TOTAL
Agricultura y Pesca	0,0%	1,2%
Energía	68,0%	46,6%
Industria no energética	12,9%	10,1%
Construcción	0,7%	1,5%
Servicios de mercado	15,3%	26,6%
Servicios públicos	3,1%	4,0%
Total %	100,0%	100,0%
Total millones de euros	2.496,7	3.772,7

Como puede observarse, aunque la actuación directa del sector nuclear se ha dirigido en el 68,0% a actividades energéticas, en el 12,9% a otras actividades industriales y en el 15,3% a actividades de servicios de mercado, la incidencia final de su actividad está distribuida sectorialmente de forma más homogénea, con aumentos de participación en todos los sectores excepto en el sector energético, especialmente en el sector de industria no energética y en el de servicios de mercado.

EVALUACIÓN DEL VALOR AÑADIDO BRUTO

Desde un punto de vista macroeconómico, la riqueza generada por una actividad económica tiene que ser cuantificada a partir del **Producto Interior Bruto (P.I.B.)**, evaluado a precios de mercado, que aporta al sistema económico. En términos aproximados, el **P.I.B.** es la suma de los **Valores Añadidos Brutos** generados por cada uno de los sectores productivos, evaluados a precios básicos, más los impuestos netos sobre la producción. Por tanto, la relevancia de la incidencia de la actividad de un sector productivo debe ser evaluada a partir del **Valor Añadido Bruto** generado por ella. Descontando 50,7 millones de euros que corresponden a actividades exteriores, el **Valor Añadido Bruto aportado directamente por el sector nuclear** en el sistema económico nacional **asciende a 1.998,4 millones de euros**, de los que 83,7 millones corresponden al esfuerzo inversor realizado por las empresas del sector y 1.914,7 millones a su actividad productiva.

El 84,5% del **V.A.B.** generado por el sector ha sido aportado por la actividad de las **centrales nucleares**, el 13% por el conjunto CSN/ENRESA/ENUSA y el 2,5% restante corresponde a la actividad de las **empresas de servicios nucleares**.

Del análisis de los **efectos directos** derivados de la actividad nuclear española en 2003 en el **Valor Añadido Bruto** del Sistema Económico Nacional, se extraen las siguientes conclusiones cuantitativas:

V.A.B. (MILLONES DE EUROS)	ESFUERZO INVERSOR	VOLUMEN DE NEGOCIO	EFEECTO TOTAL
Efecto Directo	83,8	1.914,7	1.998,4
Efecto Indirecto	51,1	250,7	301,8
Efecto Inducido	47,0	326,5	373,6
Efecto Total	181,9	2.491,9	2.673,8

En consecuencia, **por cada euro gestionado por el sector nuclear tanto por el esfuerzo inversor realizado (202,4 millones de euros en 2003), como por el volumen de negocio generado (2.385,4 millones de euros en 2003), el V.A.B. nacional se ha incrementado en 1,03 euros**, de los que 0,77 euros son imputables al efecto directo del sector, 0,12 euros a las relaciones comerciales existentes entre los establecimientos productivos españoles (**efecto indirecto**) y 0,14 euros al aumento del gasto realizado por las familias españolas (**efecto inducido**).

Desde la óptica sectorial, siguiendo el procedimiento aplicado al evaluar el efecto en el **Valor de Producción**, los efectos producidos en el V.A.B. aportado a cada uno de los sectores de actividad han sido los siguientes:

SECTOR DE ACTIVIDAD	EFECTO DIRECTO	EFECTO TOTAL
Agricultura y Pesca	0,0%	1,0%
Energía	78,7%	60,0%
Industria no energética	5,7%	12,5%
Construcción	0,4%	1,1%
Servicios de mercado	12,4%	21,8%
Servicios públicos	2,8%	3,6%
Total %	100,0%	100,0%
Total V.A.B. (millones €)	1.998,4	2.673,8

Al igual que al analizar la incidencia de la actividad nuclear en el **Valor de Producción Nacional**, el sector energético absorbe la mayor parte del **V.A.B.** generado. El 78,7% del V.A.B. directo del sector se registra en el sector energético, mientras que el 12,4% lo hace en el sector de servicios de mercado y el 5,7% en el sector industrial no energético. Sin embargo, al considerar también los efectos directos e inducidos, los sectores de industria no energética y servicios de mercado ven incrementado sustancialmente su participación, hasta casi duplicar la obtenida directamente.

Los **sectores más beneficiados** de este **efecto inducido** son el sector de **servicios de mercado**, que ha recibido el 47,8% del V.A.B. inducido y el 47,4% del empleo, y el **sector industrial**, al que corresponde el 31,5% del V.A.B. inducido por el sector nuclear y el 31,7% del empleo.

EVALUACIÓN DEL EMPLEO

Al analizar el volumen de **empleo** directamente controlado por los establecimientos nucleares, la incidencia en el empleo aumenta sustancialmente, hasta incrementarse en el **66,9%** (4.180 empleos anuales en plantilla frente a 6.975 empleos controlados directamente, evaluados en términos permanentes), al incluir el empleo subcontratado por los establecimientos nucleares a empresas externas, el empleo generado en las

operaciones de recarga de combustible que realiza cada central y el efecto en el empleo del **esfuerzo inversor** realizado por el sector.

El empleo aportado por el sector nuclear español ha sido estimado en 16.908 empleos en términos de puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo anual, de los que 2.257 corresponden al **esfuerzo inversor** realizado por el sector y 14.651 a su **actividad productiva**.

En este caso, el 48,6% del empleo generado en la actividad productiva corresponde a las **centrales nucleares**, el 44,1% al conjunto CSN/ENRESA/ENUSA, y el 7,3% restante a la actividad de las **empresas de servicios nucleares**.

También en este caso, algunos de estos empleos han sido generados en el exterior, por lo que la incidencia del sector en el mercado laboral español ha sido estimada en 15.713 empleos directos, de los que 2.072 corresponden al **esfuerzo inversor** del sector nuclear en el año 2003 y los 13.641 empleos restantes a la **actividad productiva** del sector.

Del análisis de los efectos directos derivados de la actividad nuclear en 2003, en el empleo nacional, se extraen las siguientes conclusiones cuantitativas en empleos a tiempo completo:

EMPLEO A TIEMPO COMPLETO	ESFUERZO INVERSOR	ACTIVIDAD PRODUCTORA	EFECTO TOTAL
Efecto Directo	2.072	13.641	15.713
Efecto Indirecto	923	5.304	6.226
Efecto Inducido	1.013	7.227	8.241
Total Empleos	4.009	26.172	30.180

En consecuencia, **por cada empleo directo generado por el sector nuclear**, tanto por el **esfuerzo inversor** realizado en sus centros productivos (2.072 empleos equivalentes a tiempo completo), como por la **actividad productiva** desplegada en ellos (13.641 empleos equivalentes a tiempo completo), **el empleo nacional aumenta en 0,92 empleos adicionales**, de los que 0,39 empleos se han generado como consecuencia de las relaciones comerciales existentes entre los establecimientos productivos españoles (**efecto indirecto**) y 0,53 empleos por el incremento del gasto de las familias españolas relacionadas con la actividad nuclear (**efecto inducido**).

El elevado nivel de formación requerido al **empleo directo** del sector, junto a la tecnificación de la actividad y al elevado **esfuerzo inversor** realizado, son la causa de que el **efecto indirecto** en el empleo sea mucho más elevado, en términos relativos, que el efecto en el **Valor de Producción** o en el **Valor Añadido Bruto**.

La distribución sectorial de estos efectos ha sido la siguiente:

SECTOR DE ACTIVIDAD	EFEECTO DIRECTO	EFEECTO TOTAL
Agricultura y Pesca	0,0%	1,9%
Energía	26,3%	16,0%
Industria no energética	23,1%	28,3%
Construcción	2,2%	2,7%
Servicios de mercado	38,1%	42,8%
Servicios públicos	10,3%	8,3%
Total %	100,0%	100,0%
Total Empleos	15.713	30.180

Como puede observarse, tanto la incidencia directa como la total de la actividad nuclear en el empleo del sector energía, son inferiores a las observadas en el **V.A.B.** aportado al sector. Ello es debido al elevado nivel de inversión requerido por estas actividades, que aumenta la remuneración global del factor capital en el sector, así como a la política de contratación externa de determinados servicios, por los establecimientos nucleares, que favorece el empleo directo asignado al sector de servicios de mercado.

Como consecuencia de esto, es de destacar que **la aportación de un empleo directo en las plantillas de las empresas nucleares** (4.180 empleos en el conjunto de establecimientos investigados), **ha determinado la aportación de seis empleos más**, al considerar las subcontrataciones realizadas en otros sectores por estos establecimientos y los efectos indirectos e inducidos de la actividad nuclear.

CONCLUSIONES

En conclusión, la aportación del sector nuclear español al Sistema Socioeconómico Nacional en 2003, ha sido estimada en:

3.772,7 millones de euros al Valor de Producción Nacional.
2.673,8 millones de euros al Valor Añadido Bruto Nacional.
30.180 empleos a tiempo completo al mercado de trabajo.

LAS PRINCIPALES CONCLUSIONES QUE SE EXTRAEN SON LAS SIGUIENTES:

1.- 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.

2.- 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.

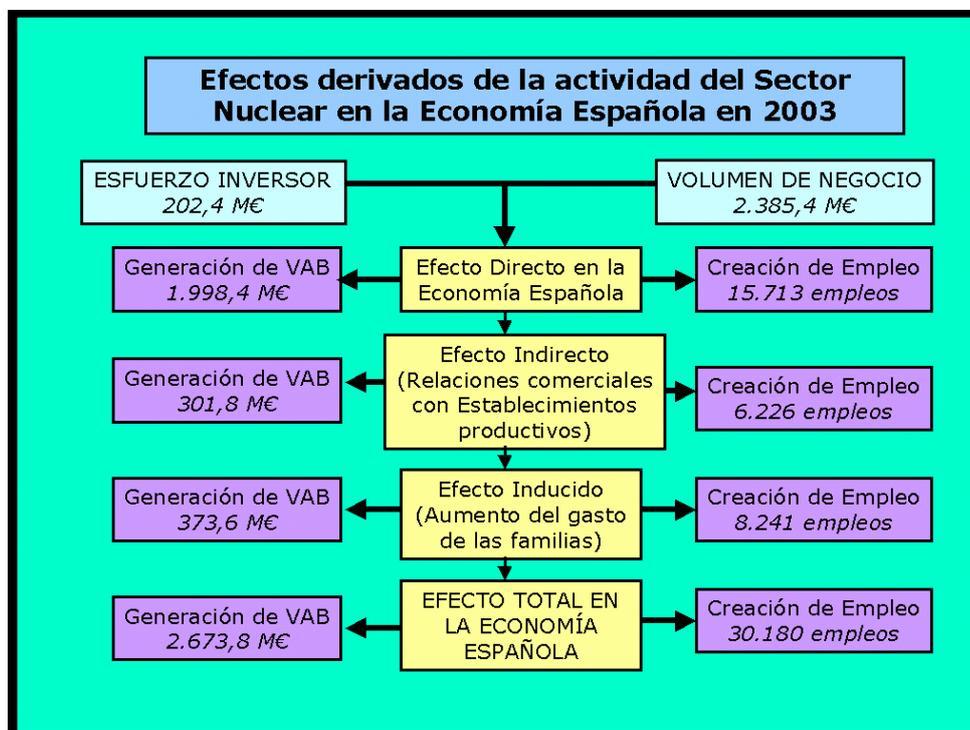
- De este efecto total, el 52,1% ha sido aportado directamente, el 20,6% de forma indirecta y el 27,3% inducido por el aumento de la renta familiar.
- La menor incidencia directa se debe a las características del sector nuclear, muy intensivo en la utilización del factor capital, mientras que la mayor incidencia del efecto inducido se debe a la más alta cualificación del empleo en el sector.

3.- La incidencia de la actividad nuclear en las macromagnitudes del sector energético ha sido aún mayor:

- Su aportación al **VAB** total del sector supone que **uno de cada trece euros de VAB generado por el sector energético corresponde a la actividad nuclear.**
- Su incidencia en el empleo, igualmente, es importante, ya que **uno de cada 25 empleos generados en el sector energético, corresponde a la actividad nuclear.**

La aportación del sector nuclear al sistema socioeconómico español es, por tanto, extraordinariamente relevante, tanto por lo que directamente invierte y produce, como por su incidencia a través de las relaciones comerciales que mantienen con otros sectores productivos, como por el efecto derivado del aumento de la renta de las familias españolas.

La renta generada por el sector, que ha ascendido en 2003 a 2.673,8 millones de euros, es equivalente al gasto total realizado por más de 75.000 familias españolas.



Efectos derivados de la actividad del Sector Nuclear en la Economía Española: Distribución Sectorial

EN EL VAB	EN EL VAB
AGRICULTURA Y PESCA 25,5 M€	AGRICULTURA Y PESCA 575 empleos
ENERGÍA 1.602,9 M€	ENERGÍA 4.828 empleos
INDUSTRIA NO ENERGÉTICA 335,3 M€	INDUSTRIA NO ENERGÉTICA 8.526 empleos
CONSTRUCCIÓN 29,4 M€	CONSTRUCCIÓN 826 empleos
SERVICIOS DE MERCADO 584, - M€	SERVICIOS DE MERCADO 12.932 empleos
SERVICIOS DE NO MERCADO 96,7 M€	SERVICIOS DE NO MERCADO 2.493 empleos
TOTAL 2.673,8 M€	TOTAL 30.180 empleos