

The background of the image is an abstract, textured composition. It features a central point from which numerous rays radiate outwards. These rays are composed of fine, overlapping lines in a variety of colors, including shades of blue, green, yellow, orange, and purple. The overall effect is one of dynamic energy and complexity, reminiscent of a starburst or a complex network of paths.

OPCIONES ENERGÉTICAS

Realiza: UNIVERSIDAD INTERNACIONAL MENENDEZ PELAYO
Edita: SECRETARIA DE ESTADO DE UNIVERSIDADES E
INVESTIGACION
GABINETE DE ASUNTOS GENERALES. PUBLICACIONES

Primera edición

Printed in Spain. Impreso en España por

Gráficas J. C. J., S.A. — Río Sorbe, 9 y 11 — GUADALAJARA

Depósito Legal: GU-87/81 — I.S.B.N. 84-600-2345-1

PROLOGO

PROLOGO

La mayor propensión de la Universidad Internacional Menéndez Pelayo por los temas relativos a las ciencias sociales y las humanidades no supone obviamente la renuncia al trabajo científico-técnico, campo siempre fundamental en los objetivos de nuestra Universidad. Tiene ello su reflejo tanto en nuestros cursos y seminarios como en nuestras ayudas a la investigación, como en nuestras publicaciones.

En un momento, por otro lado, en que la Universidad Internacional Menéndez Pelayo pretende asumir las dos grandes etapas históricas de su vida, no nos resulta posible olvidar que fue con un curso sobre la ciencia eléctrica, dirigido por el rector Blas Cabrera, como se puso punto final a su primera etapa en aquel trágico verano de 1936.

En este contexto no resulta extraño que en los cursos 1980 y 1981 nuestra Universidad se plantease uno de los grandes problemas de la Humanidad en las últimas décadas del presente siglo: la llamada crisis energética, puesta de manifiesto en las dos crisis del petróleo —otoños 1973 y 1978/79— que parece dar la razón a las teorías de Malthus y David Ricardo, aunque el factor escaso esta vez no son los alimentos, sino la disponibilidad de energía que nos afecta a todos, aunque en mayor medida a los países en vías de industrialización y menos desarrollados.

El tratamiento del tema por parte de la Universidad ha querido ser abierto, de carácter claramente interdisciplinar, dando entrada a las perspectivas científicas, técnicas y económicas que, inevitablemente, se entrecruzan en su consideración. La publicación de las ponencias correspondientes al curso 1980 pensamos que puede resultar una empresa del mayor interés para los estudiosos de habla hispánica.

Quiero dejar constancia de mi agradecimiento al profesor Amalio Saiz de Bustamante a quien nuestra Universidad confió la dirección de los cursos de 1980 y 1981 sobre este tema. Su competencia y dedicación han sido decisivos para el buen desarrollo de los mismos, tal como el lector podrá apreciar en estas páginas.

Raúl Morodo

Rector de la Universidad Internacional
Menéndez Pelayo

INTRODUCCION

INTRODUCCION

La capacidad de utilizar energía ha condicionado a la Humanidad desde sus orígenes, constituyendo el consumo de energía primaria *per capita* una variable estadística de máxima importancia a la hora de comprender el desarrollo económico de las regiones y naciones.

El crecimiento de nivel de vida a partir de la Revolución Industrial ha estado unido a incrementos del consumo de energía, cuyas tasas no han sido ni son uniformes ni geográfica ni temporalmente.

El consumo total de energía primaria crece con una tasa media del 3% en el período comprendido entre 1850 y 1910; en los cuarenta años siguientes de crisis —Primera Guerra Mundial, recesión de los años 30 y Segunda Guerra Mundial— la tasa media de aumento del consumo energético fue del 1.2%, para elevarse de nuevo a valores comprendidos entre el 4% y el 5% en el período de prosperidad que corresponde a los años 1950-1975, y que termina con la crisis del petróleo.

Es decir, las épocas de prosperidad de la era industrial —ciclo de período largo o de *konndratieff*— parecen estar relacionadas con tasas elevadas de consumos energéticos y a la utilización intensiva de una energía primaria.

Durante la primera época de prosperidad iniciada en la Revolución Industrial, el combustible dominante es la madera que alcanza su consumo máximo en 1860; el segundo período de prosperidad está basado en el carbón, siendo la producción máxima mundial de este combustible hacia 1920; para ser finalmente el petróleo, combustible barato y abundante que asegura el crecimiento económico de Occidente desde 1950 a 1973 y cuya producción máxima se alcanzará posiblemente a mediados de la década presente.

En 1970 la producción de petróleo es por primera vez inferior a los descubrimientos, poniéndose así de manifiesto el agotamiento de esta fuente primaria de energía. Sin embargo, hay que esperar a la crisis del petróleo —otoño de 1973 y 1978/79— en que los precios del crudo se multiplican por 4 y por 2, respectivamente, de una forma brusca, para que la sociedad se dé cuenta del agotamiento y vulnerabilidad de estos suministros en los que ha basado su desarrollo y bienestar.

La crisis del petróleo —crisis de oferta de un factor esencial— ha significado para los países industrializados, recesión económica, desempleo, inflación, empobrecimiento, etcétera.

Sin embargo, la crisis del petróleo no es una crisis de recursos energéticos ya que estos últimos son prácticamente ilimitados en relación con las necesidades de la humanidad.

La explotación de los recursos energéticos alternativos al petróleo exige el desarrollo de nuevas tecnologías; lo que seguramente ocurrirá según los mecanismos internos del mercado de la energía.

La situación política mundial actual y el futuro de la propia humanidad, está condicionado al desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de los recursos energéticos renovables y no renovables. Desarrollo que tiene un carácter interdisciplinario y multiprofesional.

La Universidad Internacional Menéndez Pelayo acogió con especial interés la impartición de cursos sobre tecnologías y economía energéticas —veranos de 1980 y 1981—, debiéndose al entusiasmo y apoyo de su actual rector, profesor doctor don Raúl Morodo, la publicación de este libro, primero de una colección sobre temas energéticos, que recogen las lecciones impartidas en estos cursos.

Amalio Saiz de Bustamante

Catedrático.

Universidad Politécnica de Madrid.

OPCIONES ENERGETICAS TECNOLOGIAS Y ECONOMIA

Volumen I

ENERGIAS TRADICIONALES

INDICE GENERAL

Volumen I

	<i>Página</i>
PROLOGO	VII
INTRODUCCION	XI
Energética física	1
Planificación energética. Modelos de análisis económico en un sistema energético	25
Sector Carbón	47
Sector Petróleo y Gas natural	71
Energía primaria del combustible nuclear de fisión	111
Análisis del sistema eléctrico español	133
Problemática actual del sector eléctrico español	163
Centrales hidroeléctricas de bombeo y nuevas energías	177

ENERGÉTICA FÍSICA

Por

Amalio Saiz de Bustamante

Índice:

1. Concepto de energía. Formas y unidades.
2. Tipos de energía: primaria, intermedia y útil.
3. Energía utilizable.
4. Reservas y recursos energéticos renovables y no renovables.

Apéndice. Cálculo de la energía utilizable de un combustible de origen fósil.

Bibliografía.

Tablas y figuras.

1. CONCEPTO DE ENERGÍA. Formas y unidades

Se entiende comúnmente por energía la capacidad para realizar un trabajo.

La energía se presenta en diversas formas, de entre las cuales, las principales son las siguientes:

- **Energía mecánica** o energía que puede ser utilizada para levantar un peso. Otras formas son la energía cinética y la energía potencial o energía debida a que una masa se encuentra en un campo de fuerza.
- **Energía eléctrica** o la energía asociada al flujo de cargas eléctricas o a su acumulación.
- **Energía electromagnética** o energía no asociada a la materia, en forma de radiación electromagnética.

Existen diferentes tipos de radiación electromagnética de acuerdo con la frecuencia (energía) a la misma.

Radiación gamma, rayos X, radiación térmica que incluye la luz visible, microondas y ondas de radio.

- **Energía química** o energía resultante de la interacción de electrones de dos o más átomos que así se combinan para producir compuestos químicos más estables, cediendo (reacción exoenergética) o absorbiendo (reacción endoenergética) energía.

Hasta el momento presente la principal fuente de energía es la combustión u oxidación de los combustibles de origen fósil (carbón, hidrocarburos, madera).

- **Energía nuclear** o energía resultante de la interacción de partículas subnucleares, con la formación de núcleos más estables cediendo (reacción exoenergética) o absorbiendo (reacción endoenergética) energía.

Se conocen tres tipos de reacciones nucleares que generan energía:

La desintegración radiactiva.

La fisión nuclear o escisión de un núcleo pesado en dos o más con pérdida de masa.

La fusión nuclear de núcleos ligeros en uno más pesado con pérdida de masa.

En estas reacciones la masa se transforma en energía mediante la relación de conversión de Einstein.

$$E = \Delta m \cdot C_0^2 \quad (1)$$

E : energía liberada.

Δm : disminución de masa.

C_0 : velocidad de la luz en el vacío.

De estas tres familias de reacciones únicamente se explota como fuente comercial para la producción de energía, la fisión nuclear del Uranio-235 provocada por la captura de neutrones en equilibrio térmico con el medio.

- **Energía térmica** o energía asociada a estados de vibración de los átomos o moléculas constituyentes de la materia.

Históricamente, cada forma de energía se ha medido en unidades diferentes. Así la energía mecánica en kpm o ft.lb; la energía eléctrica en kWh; la energía electromagnética en eV; la energía nuclear en MWd; las energías química y térmica en cal o Btu; sin embargo, el hecho físico de que las diferentes formas de energía puedan transformarse o convertirse entre sí aunque con ciertas limitaciones —segundo principio de la termodinámica—, aconseja el empleo de una sola unidad para sus diferentes formas; dicha unidad es el Julio —J— o unidad de energía en el sistema métrico internacional de medidas —S.I.— y representa el trabajo mecánico de un metro por un newton —mN—.

En la tabla 1 se indican las equivalencias entre las principales unidades de energía y en la tabla 2 los prefijos y símbolos de múltiplos y submúltiplos en el sistema internacional de medidas.

En los estudios de economía de energía —reservas y consumos— suelen utilizarse como unidades el exajulio (EJ); el millón de *tec* (1) (Mtec); el gigawatíohora (GWh), existiendo las siguientes equivalencias

$$1EJ = 34.1 \text{ Mtec} = 278 \text{ GWh} \quad (2)$$

La conversión de los diferentes tipos de energía está limitada por los principios primero y segundo de la termodinámica, los cuales limitan estos procesos y confieren a la energía térmica un carácter especial, ya que así como la totalidad prácticamente de las otras cinco formas de energía son transformables en calor, la recíproca no es cierta, existiendo una importante e inevitable pérdida —rendimiento termodinámico— en este último caso.

El primer principio de la termodinámica establece la conservación de la energía, principio que se amplía a procesos de conversión de masa-energía mediante la equivalencia indicada en la ecuación (1).

Según el segundo principio de la termodinámica es imposible construir una

(1) *tec*, tonelada de carbón equivalente o energía liberada en la combustión de una tonelada de hulla estándar.

máquina térmica de funcionamiento cíclico que convierta totalmente energía térmica en trabajo mecánico. En otras palabras, para que una máquina térmica funcione es necesario un sumidero de calor a baja temperatura, por lo que la conversión de energía térmica en trabajo mecánico queda limitada por la evacuación de energía térmica al sumidero.

Análogamente, para transferir calor de una fuente fría a una más caliente es necesario suministrar trabajo mecánico —bomba térmica o ciclo de un refrigerador—.

Otra forma del segundo principio debida a Carnot (1829), establece que el rendimiento máximo que puede obtenerse con una máquina térmica que trabaja entre las temperaturas absolutas T_1 —fuente de calor— y T_2 —sumidero de calor— viene dada por la expresión

$$\eta_T = 1 - \frac{T_1}{T_2} \quad (3)$$

Finalmente, hay que citar el hecho de que las formas de energía citadas pueden presentarse bien como energía almacenada —por ejemplo la energía cinética es una forma de energía mecánica almacenada— o en forma de energía de transición o energía en movimiento como la corriente eléctrica.

2. TIPOS DE ENERGÍA: Primaria, intermedias y útil

Desde el punto de vista de utilización de la energía es necesario distinguir entre aquella que se obtiene directamente de la naturaleza, es decir del medio ambiente, antes de cualquier transformación por medios técnicos —energía primaria o recursos energéticos— y que, por tanto, corresponde a una energía almacenada, de aquellas otras que sin tener la forma de la energía deseada por el consumidor —energía útil—, debe sufrir una o varias transformaciones, energías intermedias, también llamada energía secundaria o final.

Las energías intermedias son energías de transición de acuerdo con el apartado anterior.

La conversión de las diferentes energías primarias —combustible fósil o nuclear, hidráulica, solar, eólica, geotérmica, o de la mar— en las formas de energía útil —calor, trabajo mecánico, luz, energía química— entraña una serie de operaciones o procesos formando cadenas energéticas.

Toda cadena energética, de acuerdo con el segundo principio de la termodinámica, trae consigo una pérdida de energía, dependiente de los procesos seleccionados —nivel tecnológico— adecuados al tipo de energía primaria. —Ver figura 1—.

Al ser las pérdidas dependientes de la cadena energética, la producción de una cantidad dada de energía útil exige diferentes consumos de energía primaria.

En las figuras 3 y 4 se incluyen las principales cadenas energéticas a partir de las energías primarias actualmente en explotación comercial, para producir energía útil en forma de calor (calefacción) y trabajo mecánico.

El consumo de 100 J de combustible fósil quemados directamente en una caldera u horno da lugar a 67 J de calor, mientras que si la energía química es

transformada en energía eléctrica para después ser utilizada directamente en una unidad de calefacción óhmica la producción de energía útil sería únicamente de 36 J. De utilizar el sistema de la bomba de calor, la producción de energía útil sería de 103 J ya que parte de ésta procedería del medio ambiente.

El empleo de 100 J de combustible nuclear o de energía hidráulica daría lugar a 27 J, 77 J ó 77 J y 220 J de calor útil mediante la utilización de una unidad de calefacción óhmica o bomba de calor respectivamente.

El consumo de 100 J de combustibles fósiles quemados directamente en una caldera para generar vapor para mover a su vez una máquina alternativa —cadena energética inicial en la revolución industrial del siglo XIX— produce 8 J de trabajo mecánico útil. Si en vez de emplear una máquina de vapor se utiliza una turbina de vapor moderna se obtienen 36 J. La sustitución de la central térmica por una central eléctrica y el empleo de la electricidad como energía intermedia conduciría a una producción de trabajo útil (energía útil) de 29 J, 22 J y 62 J a partir de 100 J de energía primaria de origen combustible fósil, combustible nuclear o hidráulico.

En las cadenas energéticas estudiadas se ha supuesto una pérdida en el transporte y distribución de energía eléctrica del 10 %.

La figura 4 incluye las cadenas para la obtención de trabajo mecánico a partir de energías intermedias —gasolina, gasóleo y keroseno— obtenidos por transformación de crudos de petróleo en refinerías. De acuerdo con la citada figura, 100 J de energía primaria conduce a la producción de 22 J, 32 J y 31 J de trabajo mecánico mediante el empleo del motor de explosión, motor diesel y turbina de gas respectivamente.

En resumen puede decirse que la producción de 1 J de trabajo mecánico trae consigo un consumo de energía primaria que varía entre 12,5 J y 1,61 J según se trate de las cadenas energéticas extremas combustible fósil-vapor de agua-máquina alternativa, y energía hidráulica-energía eléctrica-motor eléctrico. Análogamente, la generación de 1 J de energía térmica para calefacción de un local sin la utilización de la bomba de calor da lugar a un consumo de energía primaria que varía entre 3,7 J (combustible nuclear-energía eléctrica) y 1,3 J (energía hidráulica-energía eléctrica), cifras que varían de una forma importante si se utiliza la bomba de calor (1,3 J y 0,5 J respectivamente), aunque las cadenas energéticas extremas siguen siendo las mismas.

Los dos ejemplos anteriores ponen de manifiesto la no equivalencia entre energías primarias de igual poder energético o energía potencial. Efectivamente, con una determinada fuente de energía puede producirse una cantidad de energía útil muy inferior a otra, debido a las tecnologías disponibles para cada cadena energética a partir de diferentes energías primarias. Por lo cual la validez de estadísticas de energía exige tratar por separado los diferentes tipos de energía: primaria, intermedias de la misma forma energética y útil.

La importancia relativa de las diferentes energías primarias sólo puede apreciarse mediante el conocimiento de su utilización y posibilidades de sustitución. Importancia que a su vez depende del desarrollo de las tecnologías y por tanto ha variado de una forma esencial a lo largo de la historia.

Una característica fundamental de las energías intermedias consiste en la facilidad de su transporte y distribución.

El ejemplo más importante de energía intermedia es la electricidad; produci-

da a partir de diferentes energías primarias y transformada en las también diferentes energías útiles.

Los productos derivados del petróleo —gasolina, gasóleo, etc.—, constituyen otras energías intermedias de gran importancia.

En el futuro, el hidrógeno producido a partir de energía solar o nuclear y quizás el metanol, puedan llegar a ser energías intermedias de gran importancia.

Con respecto a las estadísticas de energías intermedias hay que hacer la misma observación que en el caso de las energías primarias debido a su diversidad de formas.

La energía útil se obtiene como resultado de disminuir las energías primarias consumidas en las pérdidas de transformación, transporte, distribución y utilización. Pérdidas que pueden estimarse en un 50 % del valor de la energía primaria. De ahí la gran importancia de tratar de disminuir el coeficiente de pérdidas o política de ahorro energético.

3. LA ENERGÍA UTILIZABLE

¿Cómo valorar las diferentes energías primarias?

En algunas estadísticas oficiales se evalúan los combustibles fósiles por su poder calorífico inferior (2) y las energías hidráulica y nuclear por la energía eléctrica producida, lo que conlleva una sobreestimación de la primera y una subestimación de las últimas.

Una alternativa más realista sería valorar la energía hidráulica por 2,5 veces la energía eléctrica producida, ya que esta cifra equivale al combustible fósil medio necesario para producir dicha energía (3), y la energía nuclear por la energía térmica cedida al refrigerante del núcleo. Con esta forma de cálculo los combustibles fósiles, nucleares y la energía hidráulica son evaluadas con un patrón homogéneo. Sin embargo, el poder calorífico de un combustible fósil no es totalmente aprovechable ni en condiciones ideales.

El concepto de energía máxima —o energía utilizable o exenergía— que puede obtenerse mediante una máquina perfecta —ciclo reversible— de un combustible fósil se extiende a otras fuentes primarias de energía, de forma que sea precisamente la energía utilizable la magnitud que represente los recursos y consumos energéticos.

La energía utilizable de un combustible fósil es el trabajo máximo que puede obtenerse de él cuando pasa a las condiciones del medio (estado muerto), una vez que ha tenido lugar la combustión, con intervención de una máquina térmica, mediante un ciclo reversible que sólo intercambia calor con el medio.

La energía utilizable resulta ser igual a la disminución de la entalpía libre referida al medio de temperatura y presión T_0 y p_0 , es decir

$$E_x = \Delta (U + p_0 V - T_0 S) = U + p_0 V - T_0 S - (U_0 + p_0 V_0 - T_0 S_0) \quad (3)$$

(2) El poder calorífico de un combustible fósil corresponde a la cantidad de calor liberada en la combustión por unidad de masa. Hay que distinguir entre el poder calorífico superior y el inferior, siendo la diferencia entre ambos el calor de condensación del agua producida en la combustión que puede estimarse en 2,5 MJ/kg de agua. Diferencia mínima en el carbón y muy importante en los hidrocarburos. Así, en el caso del metano representa el 11 %.

(3) Rendimiento medio de una central térmica, 0,4.

donde U, p, T, S, V se refieren a las variables termodinámicas de los gases de combustión, siendo:

U : energía interna.

p : presión.

V : volumen.

T : Kelvin.

S : entropía.

Si la combustión se realiza a presión constante como es el caso de calderas y hornos, y los gases de combustión pueden considerarse perfectos, completándose el ciclo con una expansión adiabática y una compresión isoterma, resulta según se indica en el apéndice

$$E_x = \epsilon Q_{Cl} = \left(1 - \frac{T_0}{T_1 - T_0} \ln \frac{T_1}{T_0}\right) Q_{Cl} \quad (4)$$

donde

E_x = energía utilizable (exenergía).

ϵ = coeficiente de utilidad energética.

Q_{Cl} = poder calorífico inferior del combustible.

T_1 = temperatura de la llama.

T_0 = temperatura ambiente.

Puede admitirse una temperatura media de la llama de los combustibles fósiles de 1.927 °C ó 2.200 K y una temperatura ambiente de 288 K ó 15 °C, lo que conduce a un valor aproximado del coeficiente de utilidad energética de 0,7, lo cual permite definir la energía primaria específica de los combustibles fósiles por su exenergía o el poder calorífico inferior multiplicado por 0,7

$$E_x = 0,7 Q_{Cl} \quad (5)$$

La definición de energía utilizable dada para los combustibles fósiles puede extenderse a otras energías primarias como la energía máxima que puede obtenerse a partir de estas fuentes, mediante sistemas de generación posibles y en instalaciones perfectas (sin pérdidas).

La energía utilizable del combustible nuclear de fisión está relacionada con la utilización de sistemas de generación posibles.

La energía primaria de fisión se debe principalmente al material fisible (4); sin embargo, los materiales fértiles (5) se transforman en fisibles durante su permanencia en el núcleo de los reactores nucleares por irradiación neutrónica, en una proporción llamada factor de conversión.

La fisión de un gramo de material fisible libera una energía equivalente a

(4) Uranio-235, Uranio-233 y Plutonio-239, de los que únicamente existe en la naturaleza el Uranio-235 en proporción isotópica, 0,71 %, en el uranio natural.

(5) Uranio-238 y Torio-232.

$\approx 1/\text{MWd}$ ó 3 tec a la temperatura que se desee, aunque quede ésta limitada al valor máximo que pueda soportar el elemento combustible.

¿Cómo definir el poder calorífico del uranio y del torio naturales?

- I. Por la energía total liberada si fuese posible fisionar la totalidad de nucleidos fisibles y fértiles mediante el uso de reactores reproductores rápidos u otro tipo de reactores avanzados; es decir

3 ktec/kg U-nat. o torio

- II. Por la energía liberada si fuese posible fisionar la totalidad del material fisible contenido en el uranio natural

21 tec/kg U-nat.

- III. Por la energía liberada con los sistemas nucleares de generación de energía comerciales (tecnología actual)

— familia de reactores grafito-gas - uranio natural (GCR).

12 tec/kg U-nat. ó 4.000 MWd/t

— familia de reactores de agua ligera (LWR) con un enriquecimiento 3 % en U-235.

100 tec/kg U-enriquecido, o

16 tec/kg U-nat., o

35.000 MWd/t-enriquecido.

La tecnología actual no permite adoptar las definiciones (I) y (II), mientras que la (III) aplicada a los reactores de agua ligera, que constituyen la mayoría de las centrales nucleares en explotación o en construcción, no tiene en cuenta el contenido energético del material fisible no gastado (≈ 50 % del consumido); para tenerlo en cuenta habría que multiplicar el contenido energético de (III) por 1,33.

Suponiendo una temperatura en la vaina del elemento combustible entre 1.700 y 2.700 °C y una temperatura ambiente de 15°, el coeficiente de utilidad energética ε sería 0,7, el cual al multiplicarlo por el factor 1,33 correspondiente al material fisible no gastado, tiende a la unidad.

Es decir, no considerando los reactores avanzados hoy en desarrollo, puede admitirse que la energía utilizable del combustible nuclear es igual al calor cedido por éste al refrigerante o lo que se entiende por generación de energía térmica del mismo:

$$E_x = Q_t \quad (6)$$

La energía solar recibida directamente por una superficie normal a la radiación y situada en el exterior de la atmósfera terrestre es 1,36 kW/m² ó 1,5 tec/m² año. Valor que se reduce de forma importante en la superficie terrestre y que es función de la latitud y altitud del lugar. Un valor medio aceptado es de 160 W/m².

La insolación solar $-Q_s-$ en un determinado lugar o emplazamiento representa una energía primaria, cuyo valor medido como energía utilizable puede

calcularse adoptando un coeficiente de utilización energético $\varepsilon = 0,7$; valor muy superior a la energía captada de acuerdo con las tecnologías conocidas hoy día.

$$E_x = 0,7 Q_s \quad (7)$$

Se define la energía hidráulica utilizable como la máxima energía hidráulica accesible, es decir prescindiendo de las pérdidas debidas a la disposición del sistema de captura de agua y por tanto considerando que las instalaciones generadoras son perfectas. La energía eléctrica producida será inferior a la energía hidráulica utilizable porque hay que tener en cuenta la efectividad de la captación hidráulica —agua embalsada inferior a la máxima accesible— y el rendimiento de conversión de energía hidráulica en energía eléctrica.

4. RESERVAS Y RECURSOS ENERGÉTICOS

Las fuentes energéticas o energías primarias, admiten una doble clasificación (ver tabla 2)

I. *Por su origen:*

— Extraterrestre, renovables o renta energética.

Esta energía proviene del espacio exterior en ciclos naturales e incluye energía electromagnética, partículas elementales, y gravitatoria. De entre éstas, las dos únicas formas de energías renovables utilizables son:

- Energía solar directa e indirecta.
- Energía gravitatoria de la luna.

Debido al carácter cíclico o renovable, el porcentaje de estas rentas energéticas que no se utilizan en las instalaciones de captación no se consideran pérdidas; efectivamente el hecho de no recoger parte de estas energías procedentes de un ciclo natural no implica que no pueda hacerse en ciclos futuros.

Se estima la radiación directa media a que está expuesta la tierra en 340 W/m^2 y 160 W/m^2 a nivel del suelo.

La radiación solar genera indirectamente otras fuentes de energía renovables:

— Energía eólica o corrientes de convección de masas de aire.

— Energías de la mar:

- Gradientes de temperatura en los mares.
- Corrientes marinas.
- Olas.

— Energía hidráulica producto de la evaporación y condensación posterior del agua del mar o superficiales.

La energía gravitatoria de la luna es la causa de las mareas cuya energía hidráulica es utilizable.

— Terrestre, energías no renovables o capital energético.

Se trata de energías almacenadas en tiempos geológicos —de entre 10 y 100 millones de años—, combustibles fósiles; o en tiempos cósmicos —miles de millones de años—, combustibles nucleares; y que por lo tanto son recursos energéticos finitos y de distribución geográfica irregular.

Las fuentes principales de combustibles no renovables son las siguientes:

— Combustibles fósiles.

— Carbón.

— Petróleo.

— Gas natural.

— Combustibles nucleares.

— Uranio (ciclo uranio-plutonio).

— Torio (ciclo torio-uranio).

Además es necesario citar las arenas asfálticas y pizarras bituminosas como recursos de hidrocarburos.

En una época de petróleo barato estos recursos no han resultado interesantes, no así en la actualidad que pueden resultar atractivos y que de hecho triplican los recursos energéticos del petróleo.

Finalmente hay que mencionar la energía geotérmica o energía térmica almacenada en el interior de la tierra cuya temperatura es superior a la temperatura en la superficie, lo que origina un flujo medio de calor de $0,063 \text{ W/m}^2$; flujo muy pequeño para ser utilizado directamente, sin embargo algunas formaciones geológicas han permitido almacenar energía térmica no muy lejos de la superficie terrestre, siendo posible en aquellos lugares la explotación de esta energía, cuyo origen parece estar en la desintegración de radioisótopos de vida media larga distribuidos en la corteza terrestre.

II. *Por su importancia económica:*

Conviene distinguir tres grupos de fuentes energéticas:

— **Grupo 1.º** o fuentes de importancia económica actual a nivel regional con tecnologías plenamente desarrolladas.

— **Grupo 2.º** o fuentes de poca importancia económica actual a nivel regional, o con tecnologías poco desarrolladas y que presentan interés a medio plazo.

— **Grupo 3.º** o fuentes no utilizables actualmente con tecnologías poco o nada desarrolladas y que presentan interés a largo plazo.

En la tabla 2 se indica para cada clase de energía una estimación de las reservas probadas y de las reservas probables o recursos, medidos en tec/año para las energías renovables y en tec para las no renovables.

La conjunción de la existencia más o menos probable de los recursos, unido al interés de su explotación económica, ha conducido al concepto de reserva —recursos razonablemente asegurados y económicamente rentables—; asimismo los recursos se clasifican en

- **razonablemente asegurados** o que se encuentran en yacimientos conocidos en situación y extensión y con técnicas de extracción probadas.
- **estimados adicionalmente** o basados en datos geológicos directos.
- **especulativos** o basados en datos geológicos indirectos.

De acuerdo con la figura 5, cuyos nodos no son invariables, ya que el agotamiento —encarecimiento— de un recurso energético desplaza hacia arriba el techo de reservas y conduce a nuevas inversiones en investigación, lo que tiende a desplazar hacia la derecha las tres zonas de recursos, aumentando las reservas por ambos conceptos.

APÉNDICE

Cálculo de la energía utilizable de un combustible de origen fósil

De acuerdo con la definición dada en el capítulo tercero, se entiende por energía utilizable el trabajo máximo que puede obtenerse en una máquina perfecta —sin rozamientos— y mediante procesos reversibles de un fluido en la situación 1 de la figura 6, situación que se alcanza mediante una combustión a presión constante.

Se trata, por tanto, de dos procesos reversibles para devolver al fluido a las condiciones del medio ambiente (T_0, P_0), una expansión adiabática o isoentrópica hasta la temperatura T_0 y una compresión isoterma hasta la presión P_0 .

De acuerdo con el primer principio de la termodinámica, el trabajo proporcionado por la expansión adiabática ($Q = 0$) será la disminución de la energía interna del fluido, es decir

$$W_{12} = U_1 - U_2 \quad (8)$$

De acuerdo con el primer y segundo principio de la termodinámica, el trabajo a aportar al fluido en la compresión isoterma equivale a la disminución de su energía libre ($U - T_s$), ya que

$$Q = T_0(S_1 - S_0) = U_2 - U_0 - W_{20}$$

es decir

$$W_{20} = U_2 - T_0 S_1 - (U_0 - T_0 S_0) \quad (9)$$

Además, durante la combustión a presión constante el fluido proporciona el siguiente trabajo

$$W_{01} = p_0 (V_1 - V_0) \quad (10)$$

La energía utilizable o trabajo máximo resulta de sumar las expresiones, es decir

$$E_x = U_1 + p_0 V_1 - T_0 S_1 - (U_0 + p_0 V_0 - T_0 S_0) \quad (11)$$

que pueden adoptar la forma siguiente

$$E_x = U_1 + p_0 V_1 - (U_0 + p_1 V_0) + T_0 (S_0 - S_1)$$

Representando la primera expresión la variación de entalpía del fluido en la combustión a presión constante y el segundo término una función lineal de la variación de entropía debida al mismo proceso, por lo que, si se considera que los gases de combustión son perfectos,

$$U_1 + p_0 V_1 - (U_0 + p_0 V_0) = Q_p = C_p (T_1 - T_0)$$

$$dS = \frac{dQ}{T} = \frac{C_p dT}{T} \quad .o$$

$$S_1 - S_0 = C_p \ln \frac{T_1}{T_0}$$

resultando las siguientes expresiones para la exenergía y el coeficiente de utilidad energética

$$E_x = C_p (T_1 - T_0) - T_0 C_p \ln \frac{T_1}{T_0} \quad (12)$$

$$\epsilon = \frac{E_x}{Q_p} = 1 - \frac{T_0}{T_1 - T_0} \ln \frac{T_1}{T_0} \quad (13)$$

BIBLIOGRAFÍA

- André Gardel. *Energie: Economie et prospective*. Pergamon Press (1979).
- Julio Palacios. *Termodinámica aplicada*. Espasa Calpe (1961).
- Gerald Manners. *The Geography of Energy*. Hutchinson University Library (1968).
- A. W. Culp. *Principles of Energy Conversion*. Mc Graw-Hill Book (1979).
- J. H. Krenz. *Energy: Conversion and Utilization*. Allyn and Bacon, Inc. (1976).
- S. W. Angrist. *Direct Energy Conversion*. Allyn and Bacon, Inc. (1971).
- F. González de Posada (Director). *Ciclo "Física y Tecnología energéticas"*. Fundación Marcelino Botín (1980).

ÍNDICE DE TABLAS

1. Equivalencias entre unidades de energía.
2. Múltiplos y submúltiplos en el Sistema Internacional de Medidas (S.I.).
3. Reservas y recursos energéticos mundiales.

ÍNDICE DE FIGURAS

1. Rendimientos medios de conversión de energía.
2. Conversión y utilización de energía.
3. Cadenas energéticas para la producción de calor (calefacción).
4. Cadenas energéticas para la producción de trabajo mecánico.
5. Concepto de reservas y recursos.
6. Ciclo para evaluar la energía utilizable de un combustible fósil.

TABLA 1. Equivalencia entre unidades de energía

1 =	J	kWh	MWd	kpm	cal	Btu	tec	kg	u	eV
J	1.00 1	2.78 -7	116 -11	1.02 -1	2.39 -1	9.48 -4	3.41 -11	1.11 -17	6.71 9	6.24 18
kWh	3.6 6	1.00 1	4.17 -5	3.67 5	8.60 5	3.41 3	1.23 -4	4.01 -11	2.42 16	2.25 25
MWd	8.64 10	2.40 4	1.00 1	8.81 9	2.06 10	8.19 7	2.95 0	9.61 -7	5.78 20	5.93 29
kpm	9.81 0	2.72 -6	1.14 -10	1.00 1	2.34 0	9.29 -3	3.35 -10	1.09 -16	6.58 10	6.12 19
cal	4.19 0	1.16 -6	4.84 -11	4.27 -1	1.00 1	3.97 -3	1.43 -10	4.66 -17	2.80 10	2.63 19
Btu	1.05 3	2.93 -4	1.22 -8	1.07 2	2.52 2	1.00 1	3.60 -8	1.17 -14	7.04 12	6.57 21
tec	2.93 10	8.14 3	3.39 -1	2.99 9	7.00 9	2.78 7	1.00 1	3.26 -7	1.97 20	1.83 29
kg	8.99 16	2.50 10	1.04 6	9.17 15	2.15 16	8.51 13	3.07 6	1.00 1	6.03 26	5.61 35
u	1.49 -10	4.14 -17	1.73 -21	1.52 -11	3.57 -11	1.42 -13	5.08 -21	1.66 -27	1.00 1	9.31 8
eV	1.6 -19	4.45 -26	1.85 -30	1.63 -20	3.83 -20	1.52 -22	5.46 -30	1.78 -36	1.07 -9	1.00 1

Otras unidades: 1 CV. h = 2.65 MJ
 1 hp. n = 2.68 MJ
 1 th = 4.19 MJ = 1 Mcal
 1 therm = 10⁵Btu = 105.5 MJ

1 tep = 1,428 tec = 42 GJ
 1 Q = 10¹⁸ Btu = 1055 EJ
 1 bbl = 42 galones = 159 l.

Notas: th : termia
 Btu: British thermal unit
 eV: electronvoltio

bbl: barril de petróleo (U.S.A.)
 tec: tonelada equivalente de carbón
 tep: tonelada equivalente de petróleo
 u: unidad de masa atómica

Tabla 2. Múltiplos y submúltiplos en el Sistema Internacional de Medidas (S.I.)

FACTOR	PREFIJO	SIMBOLO
10^{18}	exa	E
10^{15}	peta	P
10^{12}	tera	T
10^9	giga	G
10^6	mega	M
10^3	kilo	k
10^2	hecto	h
10	deca	da
10^{-1}	deci	d
10^{-2}	centi	c
10^{-3}	mili	m
10^{-6}	micro	μ
10^{-9}	nano	n
10^{-12}	pico	p
10^{-15}	femto	f
10^{-18}	atto	a

Tabla 3. Reservas y recursos energéticos mundiales

	Energías renovables (tec/año)		Energías no renovables (tec)	
	Reservas	Recursos	Reservas	Recursos
1.er GRUPO	HIDRAULICA:	3.9.10 ⁸	2.4.10 ⁹	COMBUSTIBLES FOSILES PETROLEO: 1.4.10 ¹¹ 4.4.10 ¹¹ GAS NATURAL: 1.10 ¹¹ 3.4.10 ¹¹ CARBON: 6.8.10 ¹¹ 1.10 ¹³ COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES TERMICOS) URANIO: 6.8.10 ¹⁰ 1.2.10 ¹¹
2.o GRUPO	EOLICA: BIOMASA PLANTAS Y ALGAS: ENERGIAS DEL MAR MAREAS: SOLAR:	2.10 ¹⁰ 4.10 ⁹ 2.75.10 ⁹	2.10 ¹⁰ 4.10 ⁹ 2.75.10 ⁹	HIDROCARBUROS NO TRADICIONALES PETROLEO PESADO ARENAS ASFALTICAS PIZARRAS BITUMINOSAS } .5.10 ¹¹ 5.10 ¹¹ COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES RAPIDOS) URANIO: 6.1.10 ¹² TORIO: 3.4.10 ¹² } 2.10 ¹³ GEOTERMICA:
3.o GRUPO	SOLAR: (*) (**) ENERGIAS DEL MAR OLAS: CORRIENTES: GRADIENTES } TERMICOS: }	1.4.10 ¹⁴ 2.5.10 ⁹ 5.10 ⁹ 4.10 ¹³	1.4.10 ¹⁴ 2.5.10 ⁹ 5.10 ⁹ 4.10 ¹³	GEOTERMICA: (*) (***) 3.7.10 ¹⁶ COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES DE FUSION) DEUTERIO: 3.4.10 ¹⁷

(*) Las estimaciones incluyen grupos 2.º y 3.º

(**) Total.

(***) Energía acumulada en 10 km. de profundidad.

Tabla 3 bis. Reservas y recursos energéticos mundiales

	Energías renovables (EJ/año)		Energías no renovables (EJ)	
	Reservas	Recursos	Reservas	Recursos
1.er GRUPO	HIDRAULICA:	1.15 ¹⁰	7.10	COMBUSTIBLES FOSILES PETROLEO: 4.10 ³ 1.3.10 ⁴ GAS NATURAL: 3.10 ³ 1.10 ⁴ CARBON: 2.10 ⁴ 3.10 ⁵ COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES TERMICOS) URANIO: 2.10 ³ 3.5.10 ³
2.º GRUPO	EOLICA: BIOMASA PLANTAS Y ALGAS: ENERGIAS DEL MAR MAREAS: SOLAR:	5.9.10 ² 1.2.10 ² 8.1.10		HIDROCARBUROS NO TRADICIONALES PETROLEO PESADO ARENAS ASFALTICAS } 1.5.10 ⁴ 1.5.10 ⁵ PIZARRAS BITUMINOSAS } COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES RAPIDOS) URANIO: 1.8.10 ⁵ } 6.10 ⁵ TORIO: 1.10 ⁵ } GEOTERMICA:
3.º GRUPO	SOLAR: (*) (**) ENERGIAS DEL MAR OLAS: CORRIENTES: GRADIENTES } TERMICOS: }	4.1.10 ⁶ 7.3.10 1.5.10 ² 1.2.10 ⁶		GEOTERMICA: (*) (***) 1.1.10 ⁹ COMBUSTIBLES NUCLEARES (REACTORES DE FUSION) DEUTERIO: 1.10 ¹⁰

(*) Las estimaciones incluyen grupos 2.º y 3.º

(**) Total.

(***) Energía acumulada en 10 km. de profundidad.

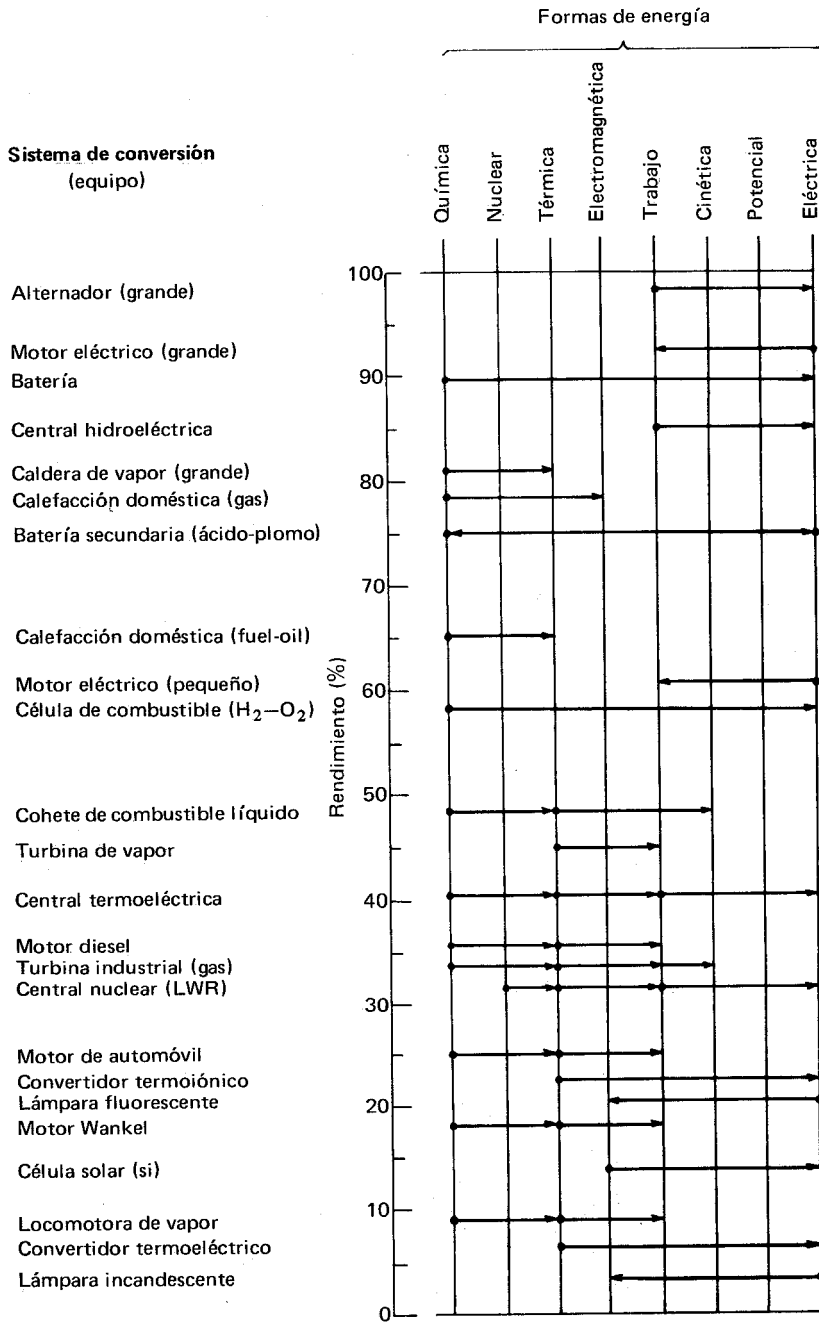


Fig. 1. Rendimientos típicos de conversión de energía

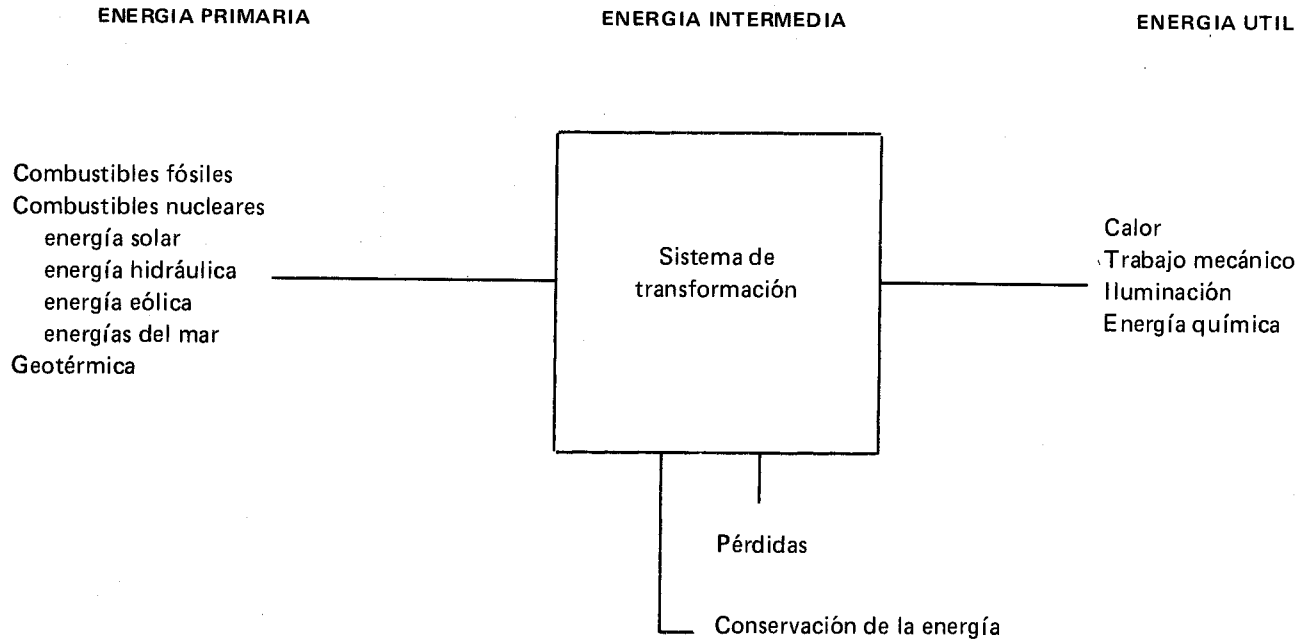


Figura 2. Conversión y utilización de la energía

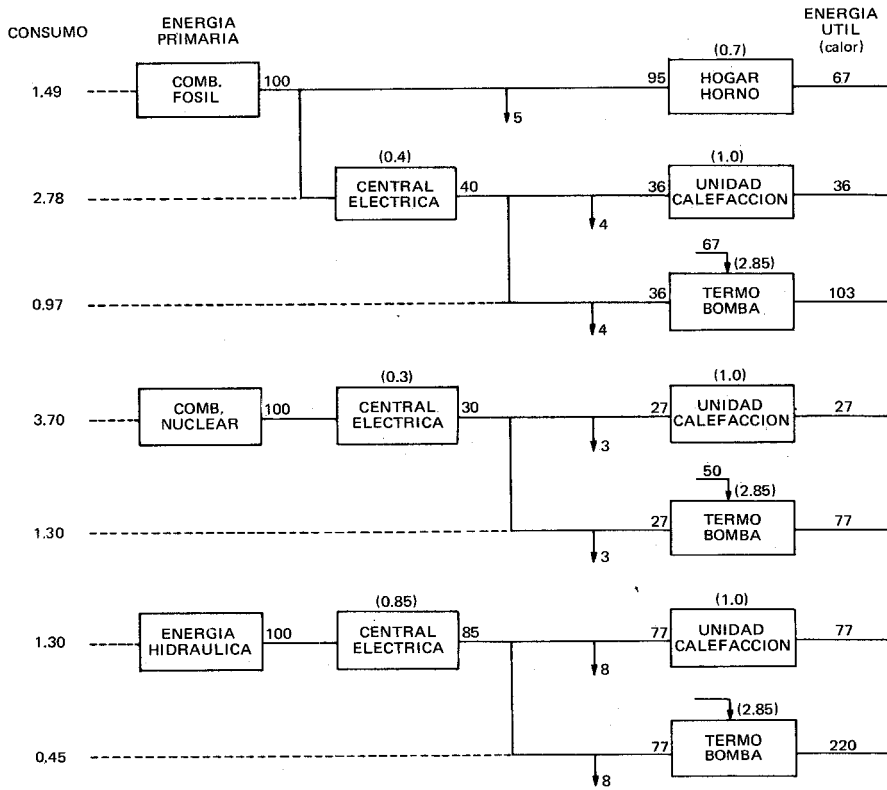


Fig. 3. Cadenas energéticas para la producción de calor (calefacción)

Notas: 1.º Las cifras entre paréntesis representan rendimientos.

2.º La columna Consumo indica consumo de energía primaria por unidad de energía útil.

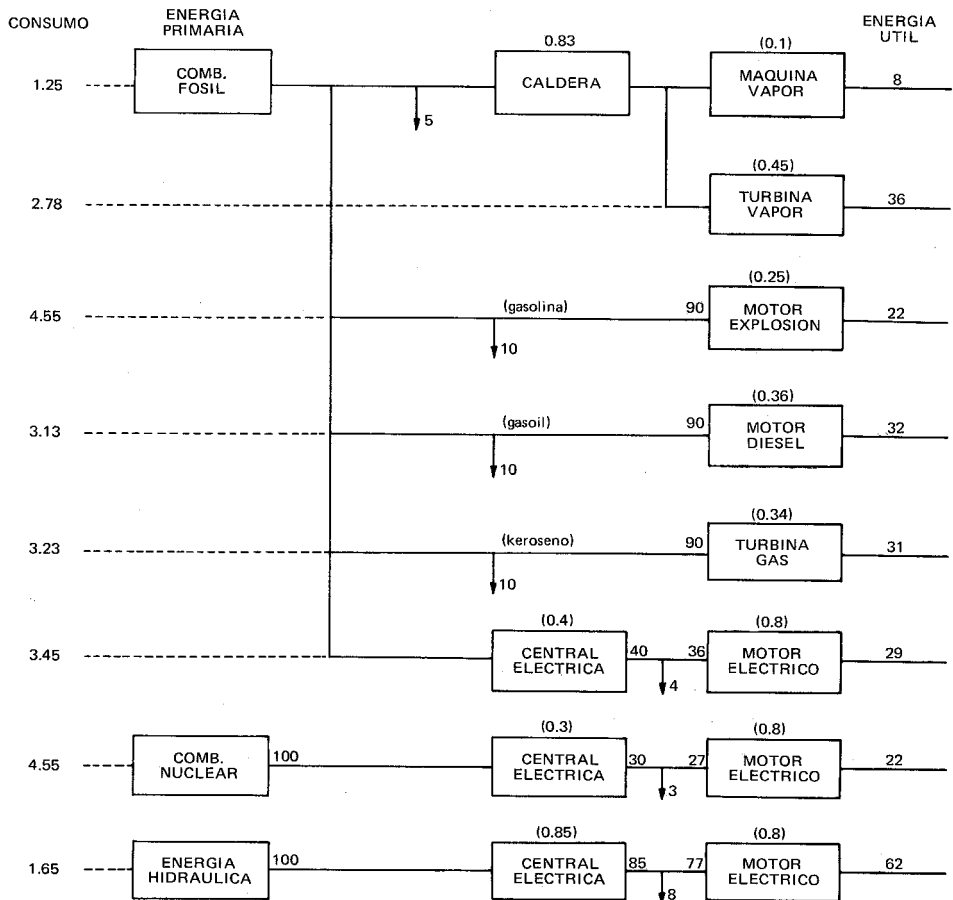


Fig. 4. Cadenas energéticas para la producción de trabajo mecánico.

- Notas: 1.º Las cifras entre paréntesis representan rendimientos.
 2.º La columna Consumo indica consumo de energía primaria por unidad de energía útil.

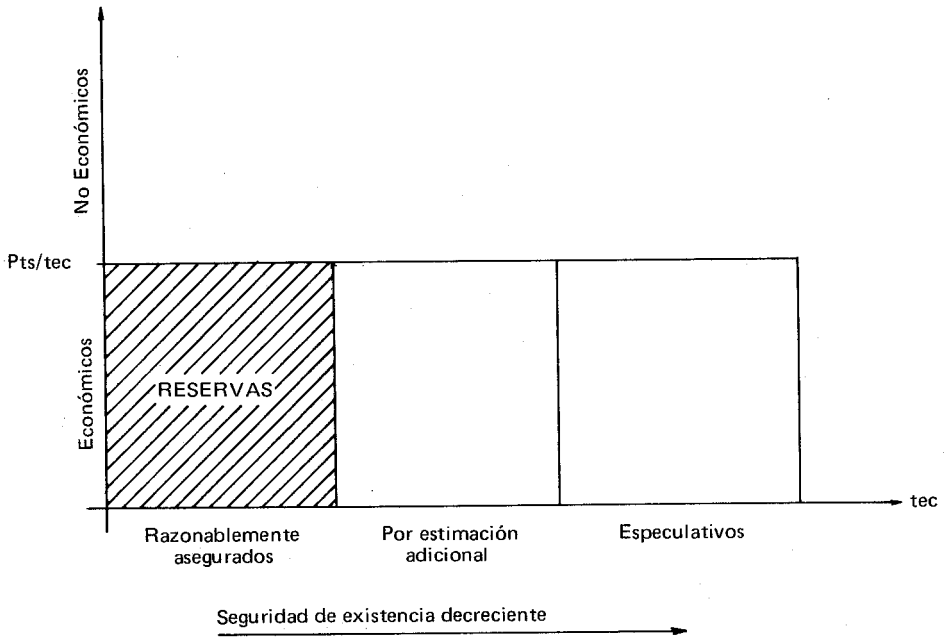


Fig. 5. Concepto de recursos y reservas.

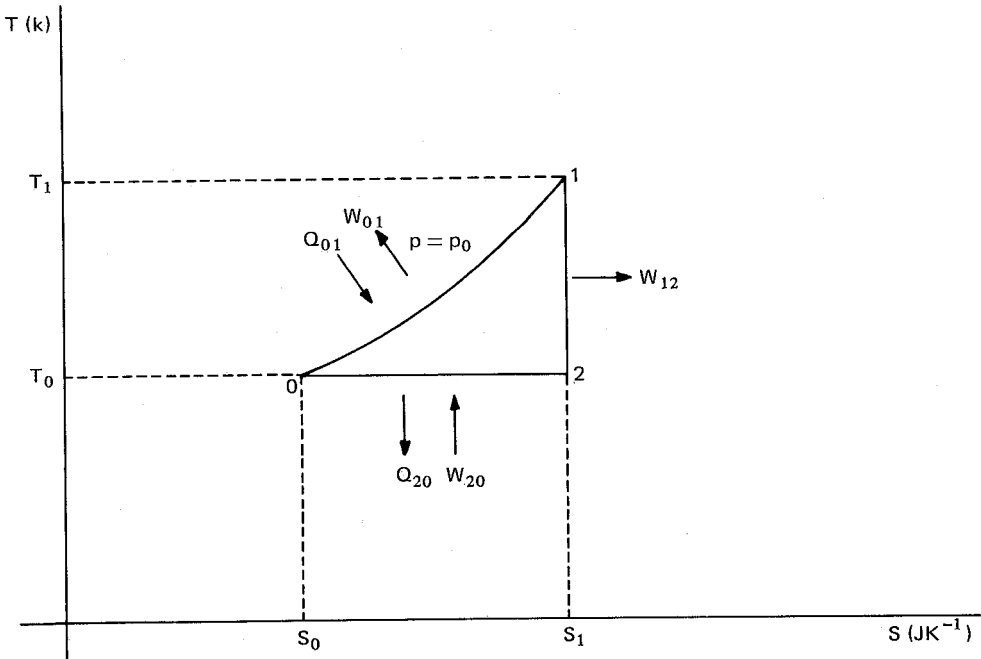


Fig. 6. Ciclo para evaluar la energía utilizable de un combustible fósil.

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA. MODELOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO EN UN SISTEMA ENERGÉTICO

Por

Vicente Gil Sordo

Índice:

- I. Introducción.
- II. Fases necesarias para la definición de una estrategia de desarrollo energético.
- III. Características del modelo MARKAL.
- IV. Evaluación de escenarios analizados.
- V. Conclusiones obtenidas.

I. INTRODUCCIÓN

Desde que apareció la crisis energética en 1973/74, los países industrializados han tratado de orientar sus políticas energéticas hacia escenarios con menores consumos relativos de energía y buscando, sobre todo, una mayor seguridad en sus abastecimientos. Estas estrategias energéticas se han analizado dentro del marco de las diversas instituciones internacionales.

La Agencia Internacional de la Energía (A.I.E.) creó en 1976 un Grupo de Trabajo para realizar un análisis de los sistemas energéticos de las naciones pertenecientes a ella, con objeto de definir una estrategia común a todos estos países. Importantes cantidades de dinero están involucradas en los planes de desarrollo energéticos nacionales (véase Cuadro n.º 1), por lo que una coordinación y cooperación a nivel internacional de las actividades de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, es fundamental para conseguir una más efectiva y rápida evolución de las mismas. Este proyecto de análisis de sistemas ha desarrollado durante los dos últimos años un modelo de planificación energética llamado MARKAL, que está siendo una "herramienta" básica para la consecución del objetivo anteriormente señalado.

Vamos a desarrollar el tema de la utilización de los modelos energéticos para la definición del desarrollo económico de un sistema energético, siguiendo la pauta marcada por el citado proyecto de la Agencia Internacional de la Energía.

II. FASES NECESARIAS PARA LA DEFINICIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE DESARROLLO ENERGÉTICO

En la Fig. 1 adjuntada, se muestran las diferentes fases en que puede considerarse dividido el establecimiento de una estrategia de desarrollo para un sistema energético (basándose en los resultados del modelo MARKAL); son los siguientes:

- A) Definición de los escenarios energéticos (conjunto de hipótesis que definen el marco de evolución del Sistema) a estudiar.

Esta actividad exige una estrecha colaboración entre los responsables de la planificación energética y los analistas de sistemas energéticos; los primeros deben definir los escenarios que han de analizarse y los

Cuadro n.º 1

**PRESUPUESTOS PARA INVESTIGACION Y DESARROLLO
DE NUEVAS TECNOLOGIAS (*)**

Unidad: 10⁶ \$ USA

PAIS	1976	1977	1978 (EST)
AUSTRIA	2,2	16,5	22,4
BELGICA (+)	94,7	105,5	138,0
CANADA	119,9	161,0	164,6
DINAMARCA (+)	9,8	16,3	25,1
ALEMANIA (+)	483,7	599,0	953,3
GRECIA	N.A.	0,85	1,2
IRLANDA (+)	1,1	1,6	2,7
ITALIA (+)	223,8	143,5	180,5
JAPON	398,5	521,1	882,6
HOLANDA (+)	77,8	121,4	145,4
NUEVA ZELANDA	2,9	3,2	3,3
NORUEGA	17,9	21,8	31,9
ESPAÑA	36,0	31,5	50,5
SUECIA	44,5	62,4	84,1
SUIZA	10,6	24,9	44,1
TURQUIA	9,2	13,5	N.A.
REINO UNIDO (+)	N.A.	216,4	258,3
EE.UU.	1.690,0	2.465,9	3.234,0
TOTAL	3.222,6	4.527,0	6.223,0
(+) CEC		193,7	235,9

(*) Fuente: Comité de Desarrollo e Investigación de AIE (Febrero 1979)

segundos deben suministrar los modelos matemáticos y demás "herramientas" de análisis, necesarios para estudiar los escenarios elegidos.

Estos escenarios diferirán, no solamente debido a las numerosas variables exógenas al modelo, sino también debido a los distintos niveles de prioridad que se asignen a los distintos criterios de evaluación del sistema como son la seguridad de abastecimiento energético, la economía, el medio ambiente, etc. La incertidumbre inherente a las variables exógenas se estudia mediante la realización de análisis de sensibilidad dentro ya de un escenario determinado.

B) Desarrollo del modelo energético MARKAL.

Este modelo energético deberá ser capaz de analizar los numerosos grupos de tecnologías contemplados en cada escenario, así como también los diversos criterios de evaluación a aplicár. Además, como es un modelo que ha sido utilizado por numerosos países integrados en la Agencia Internacional de la Energía, deberá tener un "input" y un

Figura 1. Estrategia de desarrollo energético español a través del modelo MARKAL

A) DEFINICION DE ESCENARIOS (3)

- Ranking prioridades { Seguridad
Economía
Medio Ambiente
- Variables exógenas
- Otras hipótesis

B) MODELO ENERGETICO (1)

- Numerosos grupos de tecnologías
- Diversos criterios de evaluación
- Muy flexible

C) EVALUACION DE ESCENARIOS (3)

EJEMPLO: ESCENARIO E₁:

a) Aspectos (+)

- Económico
- Modesta degradación
- Alta probabilidad de éxito técnico

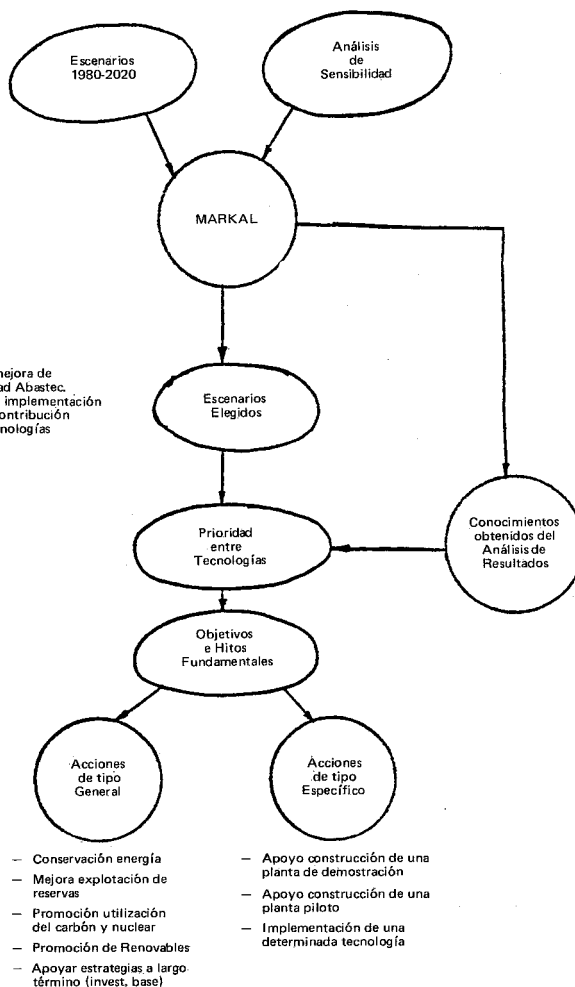
b) Aspectos (-)

- Pequeña mejora de la Seguridad Abastec.
- Alto coste implementación
- Pequeña contribución nuevas tecnologías

D) EVALUACION DE TECNOLOGIAS (3)

- Clasificación { Vitales { Esenciales
No vitales { No esenciales
- Ranking de prioridades

E) ESTRATEGIA DE DESARROLLO ENERGETICO (2)



(1) Actividades propias de los analistas de sistemas.

(2) Actividades propias de los responsables de la planificación energética.

(3) Actividades donde la colaboración de los anteriores debe ser muy estrecha.

“output” muy flexibles con objeto de adaptarse a las diversas estructuras energéticas de estas naciones. Esta actividad debe ser desarrollada, fundamentalmente, por los técnicos de sistemas energéticos.

C) Evaluación de escenarios.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios adoptados y, mediante la aplicación de ciertos criterios básicos del desarrollo de la política energética del país, se elegirán los escenarios más importantes sobre los que se aplicarán análisis de sensibilidad a las variables exógenas que tengan mayor impacto en el resultado. Esta evaluación de escenarios debe ser llevada a cabo, fundamentalmente, por los responsables de la planificación energética, aunque exija también una estrecha colaboración con los analistas de sistemas.

D) Evaluación de tecnologías.

Definidos ya en la fase anterior los escenarios más interesantes y realizados los análisis de sensibilidad correspondientes, se está en condiciones de poder elaborar un ranking entre los diversos grupos de tecnologías basándose en criterios de seguridad, en el abastecimiento, economía, medio ambiente, contribuciones energéticas de cada tecnología al sistema, etc. En la Fig. 2 que se acompaña se da un ejemplo de las etapas que podrían seguirse en este proceso.

E) Definición de la estrategia de desarrollo energético.

Esta es la última actividad del ciclo y deberá ser desarrollada, fundamentalmente, por los responsables de la planificación energética (ya está establecida con anterioridad la prioridad entre las distintas tecnologías a desarrollar). Se definirán ciertos objetivos fundamentales, para lo cual será necesario establecer determinadas acciones de tipo general, como pueden ser las referentes a conservación energética, a la promoción de energías renovables, a la mejora en la explotación de los recursos propios, a la promoción en la utilización de la energía del carbón y de la nuclear, al fomento de la investigación básica en una determinada área, etc.; además se establecerán otras acciones de tipo más específico como pueden ser el apoyo a la construcción de plantas de demostración o de plantas piloto, acciones fiscales de apoyo a la implementación de una determinada tecnología, etc.

III. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO MARKAL

Los escenarios definidos por la A.I.E. fueron analizados, como ya se ha indicado, mediante la utilización de un modelo de programación lineal llamado MARKAL, proveniente de las palabras inglesas *Market Allocation*; el modelo minimiza, por tanto, una función objetivo sujeta a una serie de restricciones lineales; por ejemplo, el tamaño de la matriz del modelo correspondiente al sistema energético español es de aproximadamente unas 2.700 ecuaciones por unas 3.000 variables. La función objetivo utilizada en los escenarios estudiados representa el coste total actualizado del sistema durante un período de 40 años (1980-2020).

Figura 2. Ejemplo de proceso para definición de la prioridad entre nuevas tecnologías

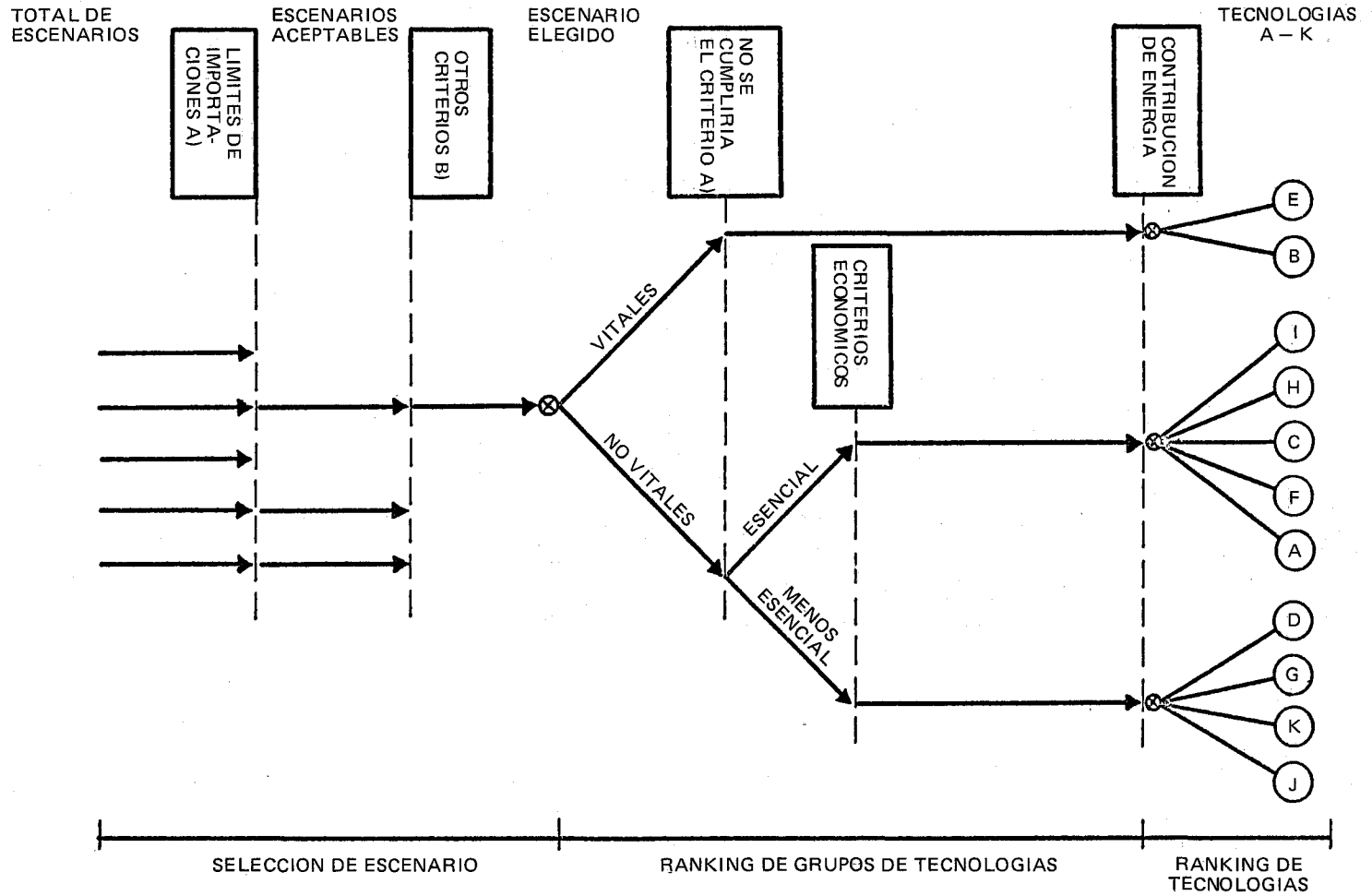
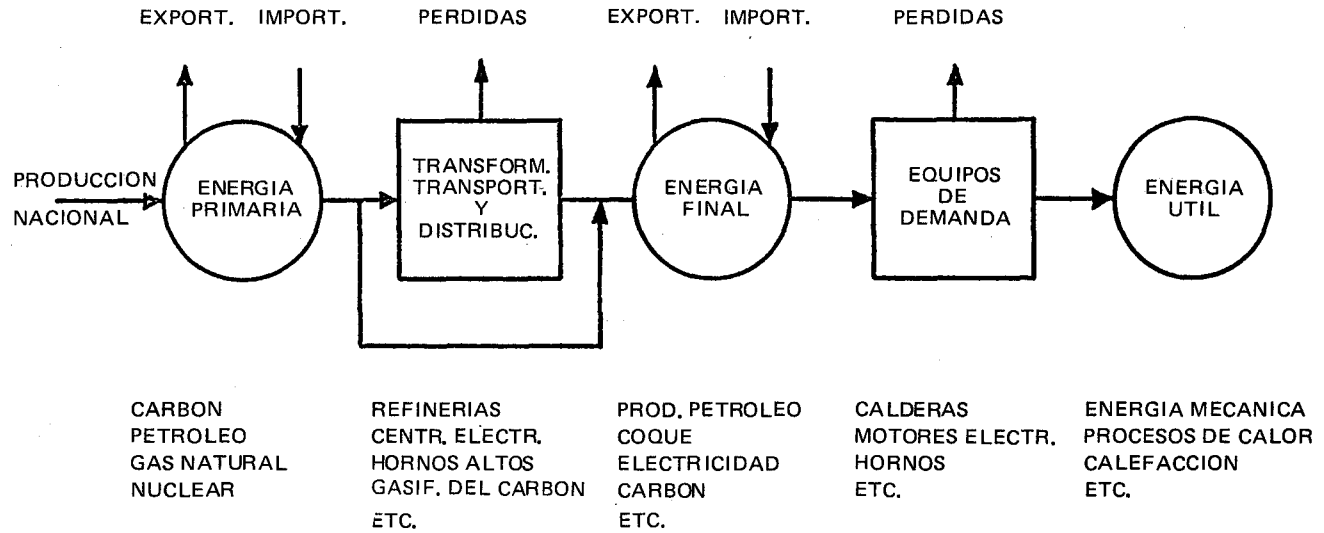


Figura 3. Sistema energético considerado en el MARKAL.



El modelo ha sido desarrollado conjuntamente en los laboratorios de Jülich (Alemania) y en Brookhaven (EE.UU.) con versiones algo diferentes debido a que existen distintos tipos de ordenadores y de softwares en cada uno de los laboratorios citados. El tiempo de desarrollo del MARKAL fue de aproximadamente dos años.

Un esquema del sistema energético representado en el modelo MARKAL se muestra en la Fig. 3 que se adjunta.

Como puede verse en el esquema, se consideran tres niveles de energía que se representan por círculos: energía primaria, final y útil. Se ha supuesto también que solamente las energías primaria y final pueden ser exportadas o importadas. Las transformaciones de un tipo a otro se muestran en rectángulos: conversión de energía primaria a final y de final a útil, habiendo pérdidas en cada una de estas transformaciones; además existen las pérdidas de transporte y distribución. Los sistemas de transformación de los tipos de energía se representan en el MARKAL mediante tecnologías de *ABASTECIMIENTO*, en las que se distinguen los *PROCESOS* (transformaciones físico-químicas) tales como refinerías, hornos de COK, plantas de gasificación del carbón, etc., y *CONVERSIÓN*, tales como centrales eléctricas o de calefacción urbana, o también en la forma de *APARATO* o *DISPOSITIVO* de demanda tales como quemadores, motores eléctricos, hornos, etc., definidos cada uno de ellos por sus características técnicas, económicas y ecológicas. Se representa asimismo la importación, exportación y producción nacional de combustibles.

La Fig. 4 que se adjunta, muestra el "input" y "output" del modelo. Como ya se ha dicho, el MARKAL es un modelo de programación lineal y debe especificarse el siguiente "input":

Figura 4. Entradas y Salidas del modelo MARKAL

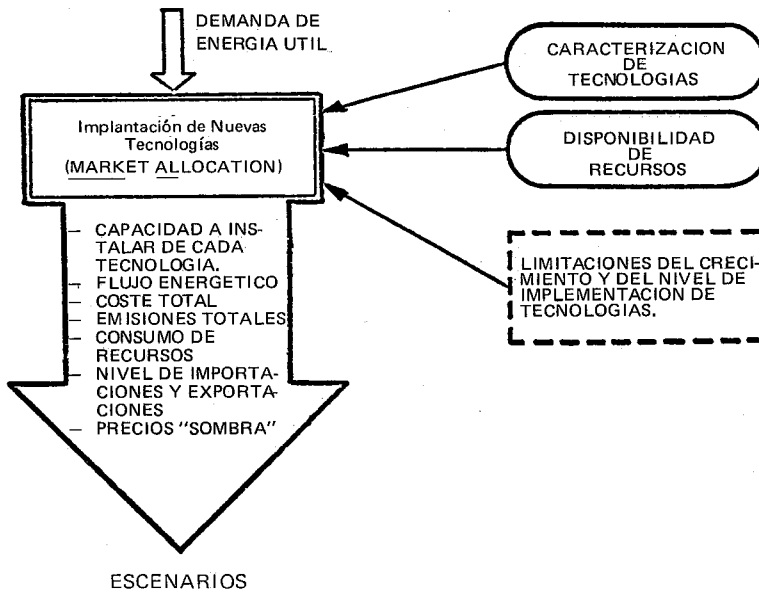


Tabla 1
LISTA DE NUEVAS TECNOLOGIAS INCLUIDAS EN LA
DEFINICION DE ESTRATEGIA ENERGETICA

TECNOLOGIAS DEL CARBON

- LICUEFACCION
- GASIFICACION
 - { ALTO PODER CALORIFICO
 - { BAJO-MEDIO PODER CALORIFICO
 - { IN SITU
- GENERACION ELECTRICA
 - { CICLO COMBINADO (Gas y Vapor)
 - { COMBUSTION EN LECHO FLUIDIFICADO
 - { MAGNETOHIDRODINAMICA
 - { CELULAS DE COMBUSTIBLES
 - (Equipos de Punta)

TECNOLOGIAS DEL PETROLEO Y DEL GAS

- PRODUCCION DEL PETROLEO
 - { MEJORAS EN SU EXTRACCION
 - { ESQUISTOS Y
 - { TIERRAS BITUMINOSAS
- PRODUCCION DE GAS
 - { MEJORAS EN LA EXTRACCION
 - { TECNICAS DE EXTRACCION EN
 - { AGUAS PROFUNDAS

TECNOLOGIAS SOLARES

- PRODUCCION DE CALOR
 - { USO RESIDENCIAL
 - { USO COMERCIAL
- GENERACION DE ELECTRICIDAD
 - { ENERGIA EOLICA
 - { ENERGIA DEL OCEANO
 - { ENERGIA SOLAR CENTRALIZADA
 - { ENERGIA SOLAR DISPERSA
- PRODUCCION DE COMBUSTIBLES SINTETICOS
 - BIOMASA

TECNOLOGIAS GEOTERMICAS

- SUMINISTRO DE CALOR Y ELECTRICIDAD
 - { HIDROTERMICA
 - { ROCAS CALIENTES

TECNOLOGIAS NUCLEARES

- SUMINISTRO DE CALOR Y ELECTRICIDAD
 - { REACTORES CONVENCIONALES
 - { REACTORES DE DISEÑO AVANZADO
 - { REACTORES REGENERADORES
 - { FUSION

TECNOLOGIAS DE CONSERVACION

- RESIDENCIAL Y COMERCIAL
 - { AISLAMIENTO EDIFICIOS
 - { BOMBAS DE CALOR
- TRANSPORTE
 - { MEJORA DE EFICIENCIAS
 - { OTROS CARBURANTES
- INDUSTRIA
 - PROCESOS DE CALOR

1. Previsión de la demanda de energía útil.
2. Caracterización de las tecnologías a considerar.
 - En la Tabla n.º 1 se han recogido los grupos de nuevas tecnologías energéticas analizadas.
 - En la Tabla n.º 2 se tienen los parámetros técnicos, económicos y ecológicos necesarios para la caracterización de cada una de las nuevas tecnologías.
3. Disponibilidad de recursos energéticos.
 - Para cada recurso energético nacional ha sido definido su disponibilidad máxima y mínima por período, su coste de extracción y el valor estratégico de su reserva.
4. Limitaciones en la tasa de crecimiento y en los niveles de implementación de las nuevas tecnologías.

Tabla 2
CARACTERIZACION DE LAS NUEVAS TECNOLOGIAS

PARAMETROS TECNICOS

“INPUTS” ENERGETICOS
 OUTPUTS
 EFICIENCIAS
 FACTOR DE DISPONIBILIDAD
 FACTOR DE UTILIZACION
 VIDA UTIL (TECNICA)

PARAMETROS ECONOMICOS

COSTE TOTAL DE LAS INVERSIONES

- COSTE DE CONSTRUCCION
- INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCION

 VIDA UTIL (ECONOMICA)
 COSTE ANUAL DEL CAPITAL
 COSTE DE EXPLOTACION

- COSTES VARIABLES
- COSTES FIJOS
- COSTES DEL COMBUSTIBLE

PARAMETROS DEL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

PARTICULAS, SO_x, RADIACIONES
 CALOR DESPRENDIDO

El modelo MARKAL produce, entre otras, las siguientes *salidas*:

1. Evolución de la capacidad instalada de cada tecnología.
2. Los flujos energéticos de todo el sistema.

3. Los diversos costos del sistema.
4. Niveles globales de emisiones ambientales.
5. Consumo de recursos energéticos nacionales.
6. Importación y exportación de combustibles.
7. Precios "sombra", es decir los valores marginales de cada una de las variables sujetas a restricciones en la matriz del sistema.

La estructura del modelo es muy flexible, por lo que el usuario puede fácilmente alterar el número de tecnologías a considerar, así como la estructura y el grado de agregación de los sectores de demanda.

En cuanto a las *inecuaciones* utilizadas por el modelo MARKAL pueden describirse, de forma muy concisa, de la manera siguiente:

1. Balances para cada tipo de energía:

Estas inecuaciones exigen que el abastecimiento de cada tipo de energía debe ser igual o superior a su demanda para cada período de tiempo.

$$+ (\text{Extracción}) - (\text{Exportación}) + (\text{Importación}) - \sum_{\text{Proc}} (\text{Input energético en el Proceso}) + \sum_{\text{Proc}} (\text{Output del Proceso}) - \sum_{\text{Dispos}} (\text{Consumo por el Dispositivo de Demanda}) - \sum_{\text{Conver}} (\text{Consumo por todos los Sistemas de Conversión}) \geq 0$$

2. Nivel de utilización de las tecnologías de los PROCESOS energéticos:

Este tipo de inecuaciones requieren que, para cada período de tiempo y para cada PROCESO energético considerado, su nivel de disposición deba ser igual o menor que la capacidad disponible.

$$+ (\text{Input energético en el Proceso}) - (\text{Coeficiente de disponibilidad} \times \text{capacidad instalada}) \leq 0.$$

3. Límite de la capacidad instalada de cada una de las tecnologías:

Estas inecuaciones determinan que, para cada período de tiempo y para cada tecnología, la capacidad total instalada sea igual o menor que la capacidad residual disponible en el período más las nuevas capacidades —de la tecnología— instaladas en los períodos anteriores al período analizado.

$$+ (\text{Capacidad Total de la Tecnología}) - (\text{Capacidad añadida en el período estudiado y en los períodos previos}) \leq (\text{Capacidad residual en el período})$$

4. Nivel de utilización de las tecnologías de CONVERSIÓN:

Estas inecuaciones requieren que la utilización de cada sistema de CONVERSIÓN en cada período no exceda la capacidad disponible.

- a) Para cada central de calefacción urbana:

$$+ \sum_{\text{Estac}} (\text{Output en cada estación del año}) - [\text{Capacidad anual disponible en cada estación del año (Mantenimiento)}] \leq 0.$$

b) Para cada tipo de equipo generador de electricidad:

$$+ \sum_{\text{Bloques}} (\text{Energía eléctrica utilizada en cada bloque de demanda}) - [\text{Capacidad anual disponible en cada bloque de demanda (Mantenimiento)}] \leq 0$$

5. Limitación de las capacidades de reservas marginales para los sistemas de CONVERSIÓN.

Estas inecuaciones determinan para cada sistema de CONVERSIÓN la capacidad extra que debe instalarse para satisfacer, con un determinado criterio de fiabilidad, el margen de reserva que debe tenerse. Este margen de reserva debe ser determinado en el bloque de demanda con mayor carga de cada período y suministrada exógenamente por el usuario.

a) Para cada tipo de planta de generación eléctrica:

$$\frac{+ (\text{Output eléctrico en el bloque de máxima demanda de potencia (Mantenimiento)})}{(1 - \text{reserva marginal para imprevistos}) \times \text{n.º de horas del bloque}} - (\text{Capacidad instalada}) \leq 0.$$

b) Para cada tipo de planta de calefacción urbana:

$$\frac{+ (\text{Producción de calor en cada estación del año (Mantenimiento)})}{(1 - \text{reserva marginal para imprevistos}) \times \text{n.º horas de la estación}} - (\text{Capacidad instalada}) \leq 0.$$

6. Balances globales de energía eléctrica para cada período en el subsistema eléctrico:

Estas inecuaciones exigen para cada período que la producción eléctrica de todas las plantas generadoras —tanto en los sistemas centralizados como en los descentralizados— sea igual o mayor que el total de la demanda de electricidad del período.

$$+ (\text{Electricidad producida por todos los equipos generadores centralizados y descentralizados}) + \sum [\text{Electricidad producida durante los bloques punta en los sistemas de almacenamiento (bombeo, etc)}] - \sum (\text{Electricidad consumida durante los bloques de valle por los sistemas de almacenamiento}) - \sum (\text{Electricidad consumida por todos los Dispositivos de demanda}) \geq 0.$$

7. Balances de satisfacción de la demanda energética en cada subsector considerado:

Estas inecuaciones determinan que, para cada subsector y para cada período de tiempo, la energía útil suministrada por todos los DISPOSITIVOS de demanda correspondientes sea igual o mayor que la demanda prevista.

$$+ \sum_{\text{Dispos}} (\text{Input en el DISPOSITIVO de demanda} \times \text{Eficiencia del DISPOSITIVO}) \geq (\text{Demanda de energía útil del subsector}).$$

8. Satisfacción de la demanda eléctrica para el subsector eléctrico:

Estas inecuaciones requieren que, para cada bloque de demanda y para cada período, la capacidad de generación eléctrica —tanto de los sistemas centralizados como de los descentralizados— sea la adecuada para satisfacer las demandas de electricidad con un grado de fiabilidad que debe ser definido exógenamente por el usuario en función de las características técnicas del sistema eléctrico.

$$\begin{aligned}
 & + \left[\sum_{S. \text{ Centraliz.}} \frac{(\text{Capacidad instalada} - \text{reserva marginal imprevis.} \times \text{efic. de transmisión})}{1 + \text{Coefic. reserva requerida (función grado fiabilidad)}} \right] + \\
 & + \left[\sum_{S. \text{ Descentr.}} \frac{(\text{Capacidad instalada} - \text{reserva marginal imprevis.})}{1 + \text{Coefic. reserva requerida (función grado fiabilidad)}} \right] - \\
 & - \left[\sum_{\text{Dispos}} \frac{\text{Demanda de electricidad por los DISPOSITIVOS de demanda en cada bloque de demanda del período}}{\text{N.º de horas del bloque de demanda}} \right] \geq 0
 \end{aligned}$$

9. Límite a la extracción de calor en los sistemas mixtos de producción de calefacción urbana y electricidad:

Estas inecuaciones fijan para cada tipo de planta mixta, para cada bloque de demanda, y para cada período de tiempo, un límite máximo a la fracción de electricidad que puede ser sacrificada para la producción de calor. Este límite refleja una característica básica del tipo de turbina utilizada. Estas inecuaciones tienen la forma de:

+ (Electricidad sacrificada para producir calor para calefacción urbana producido por las plantas de producción mixta) — (Límite máximo de electricidad que puede ser sacrificada para producir calor) ≤ 0 .

10. Limitación a las tasas de crecimiento de las capacidades de instalación de las nuevas tecnologías:

Estas inecuaciones limitan, para cada tecnología y para cada período de tiempo, las tasas de crecimiento máximo en las capacidades a instalar.

+ [Capacidad instalada de una tecnología en el período de tiempo (t)] — [Tasa de crecimiento máximo \times capacidad instalada en el período (t - 1)] ≤ 0 .

11. Limitación a las tasas de crecimiento en las utilidades de cada tipo de energía:

Estas inecuaciones limitan, para cada período de tiempo, la tasa de crecimiento máximo de cada tipo de energía proveniente de un determinado recurso de energía primaria.

+ [Utilización del tipo de energía en el período (t)] — [Tasa de crecimiento máx. \times Utilización en el período (t - 1)] ≤ 0 .

12. Limitaciones máximas globales del uso de los recursos energéticos:

Estas inecuaciones exigen que el consumo acumulado en todos los pe-

ródos de los tipos de energía provenientes de *un mismo* recurso de energía primaria no excedan el potencial máximo del recurso.

$\left[\sum \text{Utilización de un tipo de energía en el período de tiempo (t)} \right] \leq (\text{Potencial máximo del recurso}).$

Finalmente nos queda hacer un breve comentario sobre las funciones objetivo utilizadas:

La función económica cuya forma matemática es una expresión lineal de las variables, expresa el valor actualizado de todos los costes necesarios en el sistema energético durante el período estudiado, es decir, del 1980-2020. El objetivo del modelo será el definir el sistema energético, tanto en la capacidad a instalar de nuevas tecnologías como en su posterior nivel de utilización, para que, habida cuenta de los condicionantes referidos anteriormente, la suma actualizada de coste durante el período sea mínima.

La función objetivo coste, minimizada incluye la suma algebraica de los costes siguientes:

- + Costes de la energía importada menos ingresos de las exportaciones.
- + Costes de extracción.
- + Costes de inversión de las tecnologías de conversión y de utilización.
- + Costes fijos de mantenimiento y variables de explotación.
- + Costes de transmisión y distribución.
- Valor económico de los combustibles nucleares quemados.

Además, conviene señalar que se han estudiado diversas estrategias según el rango de prioridades entre costes, seguridad de abastecimiento del sistema e impacto ecológico. Por consiguiente, se han utilizado diversas funciones objetivos con objeto de definir la estructura óptima del sistema para cada estrategia. Por ejemplo, si se buscaba la máxima seguridad en el abastecimiento energético, se minimizaban las importaciones acumuladas de petróleo para el período estudiado, y así para los otros escenarios.

IV. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS ANALIZADOS

Hasta el momento presente, se han estudiado para el Sistema Energético Español 10 escenarios definidos en el proyecto de la A.I.E. Estos 10 escenarios comprenden los siguientes tipos:

- Escenarios *no acelerados* (PS-1 o BASE, SP-1 y SP/1) en los que no se ha acelerado la entrada de nuevas tecnologías mediante el empleo de dinero extra (sobre el ya previsto) para su desarrollo. Si se da completa libertad a la importación de petróleo *S* tenemos el escenario BASE, PS-1; si se reduce esta importación *S* hasta que el precio "sombra" de la restricción en la importación del petróleo sea de 1 \$/GJ, se tiene el SP-1/1.0 y, por último, si se restringe hasta el límite máximo esta importación se obtiene el SP/1.

- Escenarios *acelerados* (PS-4 y SP-4/1.0) son aquellos en los que se supone que se dedica dinero extra para acelerar la entrada de nuevas tecnologías. El PS-4 corresponde al caso PS-1 anterior, en que se da libertad a la importación de petróleo, y el SP-4/1.0 corresponde al caso en que el precio "sombra" de la restricción en la importación del petróleo es de 1 \$/GJ.
- *Análisis de sensibilidad* (SP-4/1.0 LIM FOS, PS-1 OIL C, PS-1 COAL C, PS-1 LIM NUC y RP-4) en los que a los escenarios anteriores correspondientes se les ha supuesto una limitación en el empleo de combustibles fósiles, un incremento mayor del precio del petróleo, un incremento del precio del carbón, una limitación en la utilización de la energía nuclear y una utilización máxima de las energías renovables (sin costes de inversión), respectivamente.

Para cada uno de estos escenarios se ha obtenido una voluminosa información, consumos de energía primaria, final, útil, contribución de cada tecnología, etc., que es muy difícil de sintetizar en pocas palabras; como ejemplo se recoge en las Figuras 5 y 6 el consumo de energía primaria total y el consumo de energía para la producción de electricidad durante los próximos 40 años para el escenario PS-1 (BASE).

Con objeto de comparar estos escenarios, se han definido dos parámetros P y S , para cada uno de ellos:

- P representa el coste total del sistema durante los próximos 40 años.
- S representa el importe acumulado de las importaciones de petróleo durante el mismo período.

Basándose en los valores de estos parámetros (normalizados con el escenario BASE), se ha calculado una curva balance (P, S) correspondiente al sistema energético español, que se ha representado en la Figura n.º 7. Esta curva nos indica, por ejemplo, que no existe gran flexibilidad entre estas dos variables P y S . Baste decir que en los escenarios no acelerados, el techo de reducción máximo de las importaciones (diferencias de importación entre el Caso Base (PS-1) y el escenario extremo de máximo ahorro, SP-1, es aproximadamente un 6 %, aunque realmente el incremento de los costes totales no es grande (del orden del 1 %).

Lógicamente, un ahorro mayor de las importaciones de petróleo se consigue cuando se analizan los escenarios acelerados (como ya se ha dicho comportan hipótesis de aceleración en la puesta a punto de nuevas tecnologías), las cuales exigen inversiones extraordinarias en investigación. En el caso del escenario SP-4 (1 \$/GJ) se alcanzan reducciones de algo más del 9 %, con relación al Caso BASE PS-1; como el incremento de costes totales actualizados del sistema es sólo del orden de un 0,5 %, se ve fácilmente la oportunidad de potenciar al máximo la puesta a punto de nuevas tecnologías con objeto de acelerar la sustitución del petróleo. Claro está que estos escenarios acelerados exigen incrementos importantes en inversión para el desarrollo e investigación de estas nuevas tecnologías y, por tanto, hay que tener presente las posibilidades reales de estas inversiones en el caso español.

Otro punto importante a considerar es la gran sensibilidad del sistema ante limitaciones en el uso de combustibles fósiles (es decir, carbón, petróleo y gas na-

tural); el techo máximo de reducción en la utilización de combustibles fósiles es del 20 % sobre el Caso Base; una sustitución mayor originaría escenarios incompatibles en los que no se satisficaría la demanda energética de algún subsector del sistema. Claro está, estas limitaciones en las sustituciones de combustibles fósiles comportarían también incrementos muy importantes en el coste total del sistema (del orden del 20 %).

Con relación a escenarios en los que se contemplan limitaciones en la utilización de la energía nuclear (escenario PS-1 LIM NUC), se observan importantes incrementos en los costes actualizados del sistema para los períodos en los que, por razones económicas, implantaría equipos nucleares (el incremento medio global del coste total es del orden del 2 %). En estos escenarios las importaciones de petróleo permanecen prácticamente iguales, ya que, realmente, la energía nuclear compite fundamentalmente con el carbón para la producción de electricidad, y una reducción en la utilización de la energía nuclear comporta incrementos casi equivalentes en la utilización del carbón.

Otra observación a tener en cuenta es el papel tan importante que juega el precio internacional del carbón en la estructura de energía primaria del sistema, esto es lógico dada la gran dependencia que tiene el sistema energético español. Por ejemplo, en el escenario PS-1 COAL C en que se supone un incremento en los precios de carbón del 3 % anual en moneda constante (frente al incremento del 2 % en el caso BASE), se produce una reducción muy importante en las importaciones del carbón, desapareciendo algunas tecnologías que gasifican o licuefactan dicho carbón, como es, por ejemplo, la obtención de metanol para el sector transporte. El incremento global de costes totales, siempre con relación al Caso-Base, es de aproximadamente un 1,3 %.

La implementación máxima de las tecnologías que utilizan energías renovables produce, con relación al Caso-BASE PS-1, ligeras reducciones en las importaciones de petróleo (+ 0,2 %) con incrementos de costos relativamente grandes (1,3 %). Esto es lógico, dado que la mayoría de estas tecnologías producen electricidad, y el petróleo se utiliza muy poco para la producción de electricidad, sobre todo a partir del año 1990. En general apenas se observan variaciones importantes en la utilización de las energías renovables al pasar de unos escenarios a otros, si se exceptúan, claro está, el propio escenario que enfatiza el uso de las energías renovables RP-4 y el SP-4/LIM FOS, que son casos extremos.

Como se ha dicho ya, la cantidad de información que se obtiene es enorme, y un análisis detallado de ella saldría de las limitaciones que se tienen para este trabajo. Únicamente, y a título de ejemplo, se recoge en la Figura 9 una comparación de los resultados obtenidos con relación a las tecnologías de licuefacción del carbón para cada uno de los escenarios analizados. Análogos gráficos se tendrían para cada uno de los 34 grupos de tecnologías estudiados.

Figura 5

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 2: PRIMARY ENERGY BY FUEL (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
1969.0	1880.5	1853.2	1916.8	1823.3	1689.6	1546.2	1550.6	1571.7	1	- OIL
384.0	572.1	799.5	986.9	1157.1	1419.5	1777.7	1953.4	2062.5	2	- HARD COAL
131.4	170.0	176.0	186.3	196.5	204.1	105.6	113.2	120.7	3	- BROWN COAL
120.3	180.3	180.7	138.9	81.5	52.4	0.0	0.0	0.0	4	- GAS
124.5	404.7	607.0	774.1	1208.6	1490.7	1797.4	1934.5	2125.4	5	- NUCLEAR
326.0	338.9	347.8	398.3	419.7	440.0	445.3	466.5	467.9	6	- RENEWABLES
3055.2	3546.5	3974.2	4401.3	4886.8	5296.3	5672.2	6028.2	6348.2		TOTAL

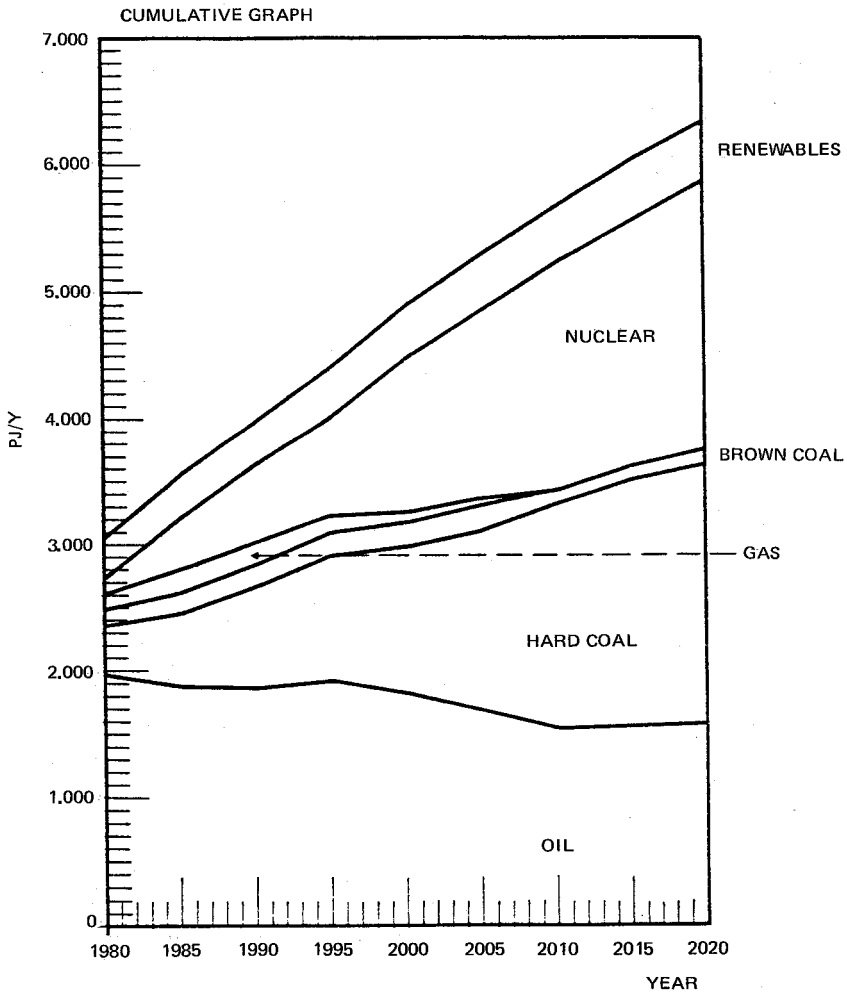


Figura 6

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 8: ELECTRICITY PRODUCTION (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
99,0	58,8	38,9	40,3	22,1	14,1	0,0	1,8	4,2	1	- OIL STEAM
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2	- FOSSIL GAS TURBINE
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3	- FOSSIL COGENERATION
42,5	50,8	57,3	53,0	41,5	33,2	10,1	18,2	1,7	4	- BCO STEAM
49,1	67,1	85,5	90,0	80,2	70,4	61,0	43,0	14,4	5	- HCO STEAM
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,7	6	- HCO COMBINED CYCLE
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7	- HCO MHD
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8	- HCO FLUIDIZED BED
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	12,3	18,5	9	- HCO IN SITU GASIF
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	A	- GAS FUEL CELL
41,3	134,3	201,4	247,2	342,7	359,3	380,6	342,0	285,5	B	- LHR
0,0	0,0	0,0	3,2	23,2	57,8	95,6	142,6	206,6	C	- HTR
0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	33,3	59,9	93,1	137,4	D	- LMFBR
114,1	116,9	115,7	128,8	131,8	136,9	138,4	146,3	148,1	E	- CONV. HYDROELECTRIC
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	F	- SOLAR THERMAL ELC
0,0	0,0	0,0	-0,4	-0,8	-0,9	-0,6	-0,2	-1,0	G	- PUMPED STORAGE
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	H	- WIND CENTRAL
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	I	- GEOTHERMAL HDR
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	10,7	J	- PHOTOVOLTAIC DISP.
346,0	427,9	498,8	562,1	651,8	704,1	751,2	804,0	854,4		TOTAL

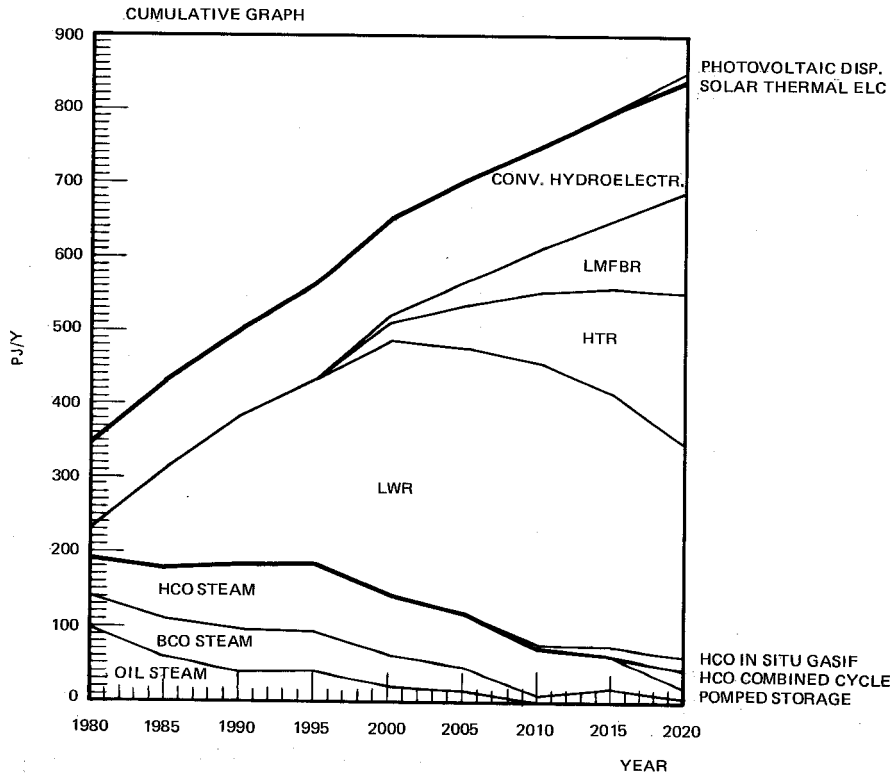


Figura 7. Curva balance Coste Seguridad de abastecimiento

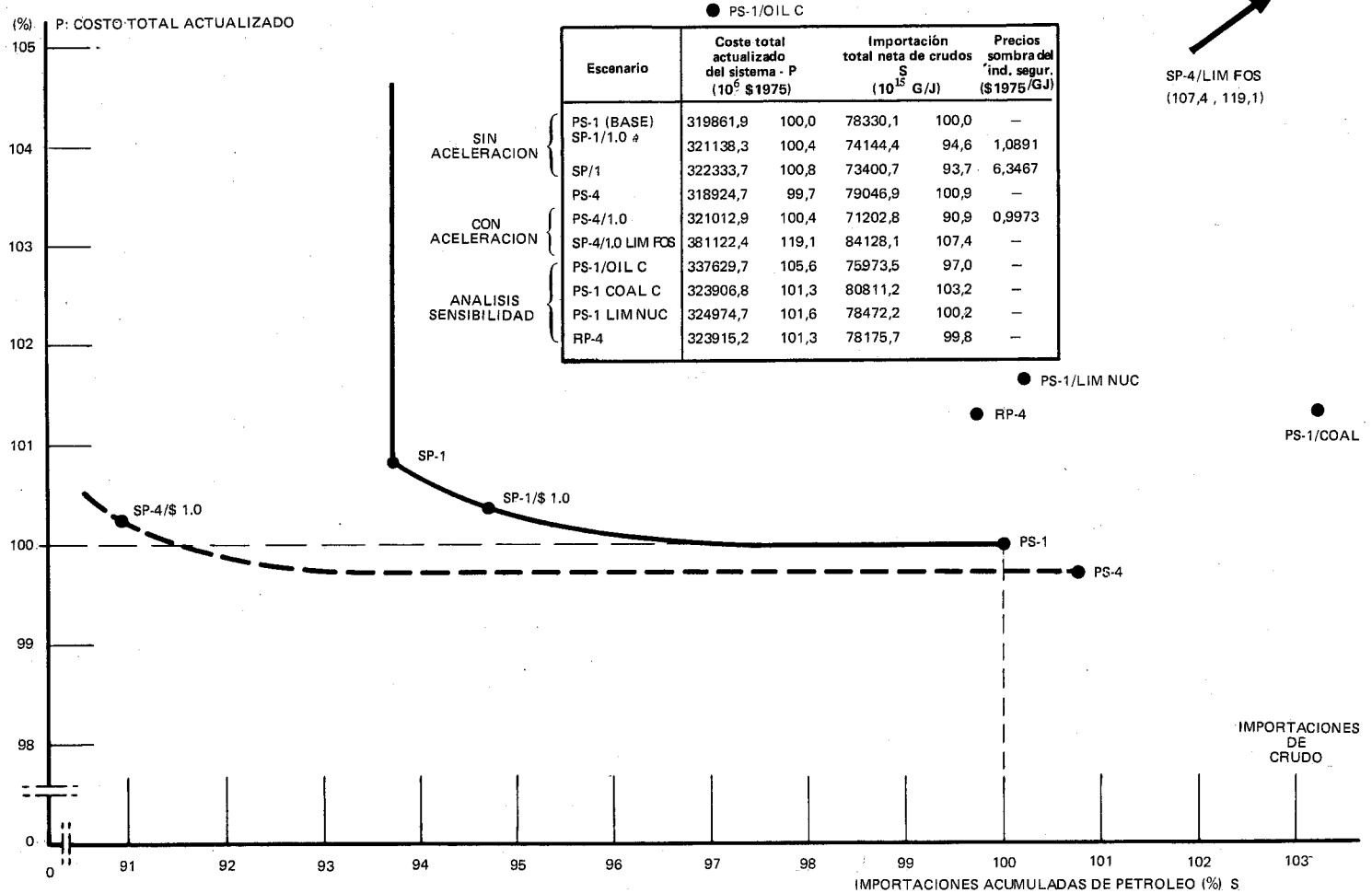


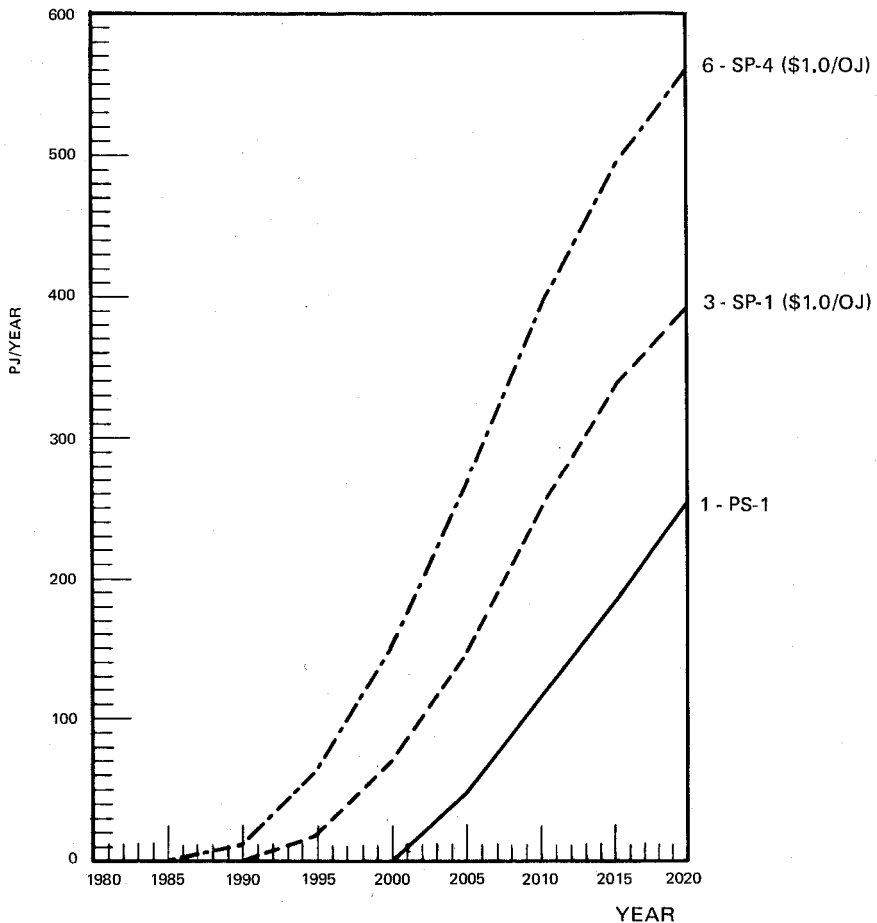
Figura 9

SCENARIO COMPARISON REPORT FOR SPAIN

DATE: 15/11/79

TABLE 1: COAL LIQUEFACTION OUTPUT (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.3	114.8	163.8	254.7	1	PS-1
0.0	0.0	0.0	11.7	44.8	93.2	159.8	217.0			
0.0	0.0	0.0	18.6	70.3	146.4	250.1	337.4	393.6	3	SP-1 (01.0/GJ)
0.0	0.0	0.0	18.6	70.3	146.4	250.1	337.4	393.6	4	SP-1
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	29.7	47.7	140.3	5	PS-4
0.0	0.0	11.7	64.1	151.5	263.4	394.1	494.1	662.4	6	SP-4 (01.0/GJ)
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	SP-4/1 (60% LIM FOS)
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	29.7	126.8	222.1	8	SP-4
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	PS-1/COAL C
0.0	0.0	0.0	0.0	28.9	77.2	143.8	212.7	254.7	A	PS-1/LIM NUC



V. CONCLUSIONES OBTENIDAS

Por lo expuesto anteriormente puede deducirse que el modelo MARKAL reúne las condiciones precisas para ser una "herramienta" básica en la definición de una estrategia; sin embargo, para el análisis concreto de un sistema energético es necesario el desarrollo de los siguientes puntos:

- 1.º Definición de escenarios *específicos* del sistema energético a estudiar. Deberá analizarse y definirse tanto el ranking de los criterios de optimización como las previsiones de desarrollo de las variables exógenas que más influencia tengan en dicho sistema.
- 2.º *Adaptación* del modelo MARKAL al sistema a analizar. Al haber sido utilizado este modelo por numerosos países con muy diferentes estructuras energéticas, no cabe duda de que tiene características que, o bien no son importantes para nuestro caso, o que habrá que añadir alguna que sea realmente importante para nuestro sistema. Esta actividad exige un conocimiento profundo del modelo.
- 3.º Establecimiento de cauces de *comunicación* entre los responsables de la planificación energética y los analistas de sistemas. Ya se ha dicho la importancia que tiene el que haya una colaboración estrecha entre las distintas instituciones o personas involucradas con la planificación energética y los analistas de sistemas.
- 4.º Finalmente, la continuación en el proceso de *coordinación internacional* iniciado en este proyecto. Las nuevas orientaciones de este proyecto se dirigen hacia un análisis más profundo de la demanda energética, de las tecnologías de conservación y del estudio del medio ambiente, áreas todas ellas muy importantes a la hora de definir el desarrollo estratégico de cualquier sistema energético.

SECTOR CARBÓN

Por

Gonzalo Cortiñas Bravo

Índice

1. Descripción del sector carbón.
 - Introducción.
 - Estructura económica internacional.
 - Situación española.
2. Problemas del sector carbón.
3. Perspectivas futuras del sector carbón.

Bibliografía.

1. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR CARBÓN

1.1. Introducción

1.1.1. *Nociones básicas*

El carbón procede de la descomposición de grandes masas vegetales bajo aguas poco profundas: fondo de pantanos, lagunas, deltas fluviales, etc., y se ha ido formando por un proceso de sedimentación que permitía la acción de bacterias anaerobias que provocan la descomposición de los hidratos de carbono con desprendimiento de metano y anhídrido carbónico favoreciendo de este modo el enriquecimiento en carbono.

Para formarse el carbón es preciso, por tanto, que se den unas condiciones climáticas favorables para que pueda desarrollarse una gran vegetación: calor y humedad fundamentalmente y unas condiciones de relieve que permitan el proceso de sedimentación sin contacto con el aire: bajo aguas superficiales.

Estas condiciones naturales se dieron especialmente en la Era Primaria, en lo que se denomina época del Carbonífero, con bosques de una gran vegetación y grandes árboles de hasta 40 metros de altura en zonas muy calurosas y con abundante humedad, y si bien las condiciones básicas de formación del carbón también pueden darse en otros climas y condiciones y existen depósitos carboníferos de otras épocas, Cretácico y Era Terciaria, no alcanzan la importancia del Carbonífero.

El proceso sedimentario y cíclico de formación de carbón, que da origen en una misma zona a la existencia de varias capas superpuestas de este mineral, se vio posteriormente modificado, en algunos casos, por la erosión y plegamientos del terreno en épocas posteriores y ello ha llevado a fuertes alteraciones de las capas primitivas e incluso a la desaparición de alguna de ellas. Así pues, los yacimientos, tal como nos los encontramos hoy día, son muy distintos según haya sido su proceso de formación y destrucción parcial, lo que da lugar a que haya de valorarse toda una serie de aspectos o variables que podemos resumir en tres grandes grupos principales, y que van a condicionar la viabilidad económica del yacimiento. Estos aspectos son:

- a) Aspectos cualitativos.
- b) Aspectos cuantitativos.
- c) Aspectos estructurales del propio yacimiento.

Vamos a reseñar muy brevemente algunas características de estos aspectos que nos permitirán comprender mejor la problemática de este sector.

En cuanto al punto *a) Aspectos cualitativos*, hay que señalar que aunque llamamos carbón genéricamente a un mineral que contiene carbono, existe un amplio margen de variedad cualitativa de los carbones en función de la cantidad de carbono y del contenido de materias volátiles que poseen.

Estas diferentes calidades, que lógicamente van a repercutir en el mercado en cuanto a aplicaciones y precios, se deben fundamentalmente al proceso de formación: vegetales que han dado origen al carbón, tiempo de carbonización, presiones y temperaturas sufridas por el carbón, etc. "Grosso modo" y teniendo en cuenta únicamente las dos variables básicas citadas anteriormente, carbono y volátiles, se establece una clasificación clásica del carbón en turba - lignito - hulla - antracita, que se diferencian por su contenido creciente en carbono y por consiguiente en potencial calorífico, y decreciente en volátiles, pero dentro de estas denominaciones se pueden encontrar aún productos totalmente distintos, como ocurre con las hullas grasas o bituminosas ricas en volátiles (carbón de coque) y hullas secas con pocos volátiles de gran poder calorífico.

Respecto al punto *b) Aspectos cuantitativos*, éstos están relacionados con la cantidad de carbón del yacimiento, es decir, lo que denominamos reservas. Existe también aquí una gran variabilidad, no sólo porque las reservas sean mayores o menores, sino por la potencia que está en función del espesor de las capas y por el número de capas superpuestas que aparecen. Estos aspectos, como se comprende fácilmente, están también en función del proceso de formación del carbón y con una intervención importante de la erosión posterior y efectos de los plegamientos tectónicos que hacen que algunas reservas sean inexplotables.

Por último, el punto *c)*, que se refiere a los *aspectos estructurales del propio yacimiento*, nos lleva al análisis de la desigual situación económica de los distintos yacimientos en cuanto a su explotación. Esta desigualdad se produce fundamentalmente por los trastornos sufridos por las capas después de su formación y se manifiesta en variables tan importantes como profundidad a que se encuentra el carbón, posición respecto al terreno: buzamientos, grado de dislocación, mezcla de estériles, etc.; variables que repercuten de forma directa en el costo de explotación.

El carbón es principalmente una fuente de calor y energía y como tal ha sido siempre una de las energías primarias más importantes, si bien ha pasado por varias vicisitudes a lo largo del tiempo, y de ocupar el primer puesto indiscutible en el siglo pasado siendo el motor de la revolución industrial junto con el acero, pasó a un segundo lugar a mediados de nuestro siglo, para volver hoy día a ser una fuente de energía fundamental y con porvenir.

Pero el carbón no sólo tiene usos energéticos, sino que también es un elemento básico para otras actividades: siderurgia y química principalmente, y en el futuro puede llegar a convertirse en fuente de materias primas tan importante como fuente de energía.

Actualmente el aprovechamiento del carbón se hace a través de tres procesos principales: combustión, carbonización y gasificación, estando en fase adelantada de investigación la licuefacción. La combustión, como es sabido, consiste en quemar el carbón, con lo que se desprende calor; este proceso tiene una amplia aplicación en usos familiares, industriales y de servicios y es el más ampliamente

aplicado. La carbonización o destilación del carbón origina productos de gran aplicación en determinadas industrias: el producto principal es el coque, pero también son importantes la brea o alquitrán de hulla y los productos gaseosos que se obtienen en la destilación, como el gas de hulla o gas del alumbrado que también tiene usos domésticos. Por último, la gasificación consiste en obtener productos gaseosos del carbón sin producir coque, y su utilización está básicamente en la industria como combustible (gasógeno o gas pobre) y para la obtención de gasolinas sintéticas y otros productos químicos (gas de agua). La gasificación del carbón puede generalizarse por las ventajas que poseen los combustibles gaseosos frente al combustible sólido: mayor limpieza, sin humos, fácil regulación y distribución, etc., pero el porvenir de la gasificación está en que se pueda hacer en propia mina y no a través de fábricas de gas, por cuestiones de costo.

1.1.2. *Condiciones técnicas: extracción*

La explotación de un yacimiento de carbón plantea muchas cuestiones técnicas que varían fuertemente de una explotación a cielo abierto a una explotación subterránea de profundidad.

En el caso de extracción a cielo abierto el problema es de movimientos de tierras y transporte, hoy día de fácil solución. Sin embargo, para la extracción del carbón subterráneo se necesitan instalaciones complejas especializadas en los tres grupos de actividades típicas: en el interior, en el exterior y en la comunicación interior-exterior, variando notablemente estas instalaciones según las características de la estructura del propio yacimiento, el tamaño de la unidad de producción y las posibilidades de inversión.

Para la comunicación interior-exterior se construyen pozos, dos como mínimo por necesidades de ventilación y transporte, provistos de instalaciones típicas de ascensores: castilletes y jaulas. Asimismo es necesaria una red de galerías subterráneas que enlazan los pozos con las capas de carbón y que tienen diferentes misiones: transversales, galerías de explotación, rampas, etc.

En el interior hay tres problemas básicos: el arranque del carbón, para lo que existen diversas técnicas; el transporte de interior, que tiene también sus peculiaridades específicas, y la sujeción de las galerías o procesos de entibación, que asimismo varía grandemente de unas minas a otras.

En el exterior son necesarias también una serie de instalaciones: unas para el funcionamiento de la mina y otras para transporte y comercialización de los carbonos extraídos. Así tenemos compresores, bombas extractoras, lampisterías, talleres de reparación, parques de material, lavaderos, estaciones de carga, escombreras, etc.

Aparte de esta complejidad técnica, fuertemente variable de unas minas a otras, existen dos problemas específicos propios de toda extracción de carbón subterráneo, que son: la evacuación del grisú (gas metano que se desprende de la hulla), que al ser explosivo puede originar grandes catástrofes; y la evacuación de las aguas, pues si no provocarían inundaciones que impedirían el trabajo. Estos aspectos llevan a más o menos complejas técnicas de ventilación y desagüe.

1.1.3. *Condiciones humanas: aspectos sociales*

En la minería del carbón las condiciones humanas están ligadas a tres aspectos

tos fundamentales: el volumen de mano de obra ligado a las explotaciones, el coste de esta mano de obra y los riesgos profesionales.

Las explotaciones mineras de carbón se caracterizan por la exigencia de abundante mano de obra de condiciones muy especiales, que ha dado lugar a una profesión muy específica y con particularidades propias: el minero. Efectivamente, la dureza del trabajo minero, el hecho de tener que realizarse gran parte de este trabajo en el subsuelo, a veces en condiciones muy penosas, y los peligros de este trabajo lo hacen diferente de otras profesiones. Asimismo, la tradición de las cuencas mineras, que como dijimos fueron la base del desarrollo y del poderío de los Estados en el siglo pasado y gran parte del presente, han movilizad o grandes masas de personal creando habitats propios típicamente mineros y cuya subsistencia depende del trabajo de la mina. Incluso las fuertes mecanizaciones de las explotaciones mineras no han reducido grandemente la necesidad del minero de interior.

Otro aspecto a tener en cuenta es el coste de esta mano de obra, pues dado que se trata de trabajo penoso, sucio, en condiciones climáticas desfavorables: calor y humedad; en atmósferas de polvo, con peligros reales de accidentes y explosiones de grisú, con evidente riesgo de enfermedades profesionales: silicosis y enfermedades pulmonares; y sobre todo el hecho de realizarse en el subsuelo, hace que el reclutamiento de mano de obra no sea fácil y se deba hacer atractiva la actividad mediante remuneraciones importantes, salariales y en especie, complementadas con otra serie de ventajas sociales, y facilitar las condiciones de vida en las zonas mineras. Esto motiva las conocidas prestaciones indirectas o ayudas sociales de gran importancia en la minería del carbón: alojamientos, colegios, suministros gratuitos incluso a clases pasivas, cotizaciones especiales de seguros sociales, etc., que suponen una parte importante del coste de la mano de obra.

Por último, íntimamente ligado al costo de explotación están las medidas cada vez mayores que se toman para reducir los riesgos profesionales en la minería del carbón. Estas medidas están relacionadas con las campañas de seguridad e higiene en el trabajo, mejoras en las condiciones ambientales con objeto de disminuir las enfermedades profesionales, etc. En estos campos se han logrado fuertes avances, si bien han sido en parte a costa de la productividad y siempre con costos adicionales importantes.

Vemos, pues, que las condiciones humanas y sociales en la minería del carbón suponen fuertes cargas para las empresas productoras, que hacen, en principio, menos competitiva esta fuente de energía frente al resto de las energías utilizadas.

1.1.4. *Otros aspectos: transportes e inversiones*

Dado que el carbón es un producto sucio, pesado y embarazoso cara a su manipulación y que su comercialización implica el transporte de grandes tonelajes, es por lo que tradicionalmente se ha preferido el barco como medio ideal de su transporte y como sustituto el ferrocarril, quedando la carretera únicamente como medio a cortas distancias y cuando no son posibles los anteriores. El problema fundamental del transporte del carbón, por sus características, es el encarecimiento del producto, que hace que éste deje de ser rentable si ha de recorrer largas distancias, por ello se tiende a situar sus principales centros de consumo en las proximidades de su explotación, cuando esto no es posible es necesario antes de proceder a la explotación, el prever el medio de transporte adecuado.

Por todo lo expuesto, es fácil comprender que en el mercado internacional del carbón los costes de transporte juegan un papel primordial y en especial los transportes marítimos y ello porque el transporte de carbón por mar requiere unos barcos y unas instalaciones portuarias específicas sin las cuales este transporte es inviable. La solución, hoy día, a estos problemas se está buscando en el mar, a base de la habilitación de grandes puertos carboneros con gran capacidad de calado, almacenamiento y desembarque, y barcos carboneros de gran tonelaje, de 150.000, 200.000 o mayor Tm.; y en tierra, por el transporte hidráulico del carbón a través de pipelines.

Otro aspecto importante a señalar en cuanto al carbón es el volumen de inversión necesario para su adecuada explotación. En efecto, aunque hasta ahora las inversiones en investigación de yacimientos no eran importantes, puesto que había bastantes reservas conocidas, sí que tienen trascendencia las inversiones destinadas a instalaciones de explotación y a la mecanización de la extracción del carbón.

Como hemos expuesto anteriormente, la explotación del yacimiento conlleva la construcción de pozos y galerías que exigen grandes inversiones; la mecanización de la misma es, asimismo, un problema de fuertes inversiones; los aspectos sociales mineros también llevan a inversiones notables y por último, el problema de la seguridad se resuelve a base de inversiones importantes. Todo ello supone que al hablar de incrementos de producción de carbón se prevea la financiación de estas inversiones, sin las cuales no es posible plantearse el desarrollo de este combustible.

1.2. Estructura económica internacional

Vamos en este apartado a dar un breve resumen de la situación actual del sector carbón a nivel mundial y si bien las cifras que se manejan suelen variar bastante según las fuentes por las dificultades de evaluar estos temas, procuraremos recoger aquí las más significativas y recientes de las que poseemos, expresadas en Tec = Toneladas equivalentes de carbón con poder calorífico de 7.000 Kilocalorías/kg.

En primer lugar consideraremos las reservas mundiales y su localización, para ello señalemos que los estudios más recientes y fiables estiman que los recursos de carbón están algo por encima de los 11 billones de Tec, de los cuales se consideran hoy día explotables y por consiguiente reservas, unos 700.000 millones de Tec, es decir un 6,5 % del total recursos. La cifra de reservas supone que al ritmo actual de producción habría carbón explotable económicamente para más de dos siglos y medio.

Su localización es como sigue:

País	Recursos 10 ⁹ Tec	% de los Recursos	Reservas 10 ⁹ Tec	% de las Reservas
URSS.	4.634	41,9	165	24,1
U.S.A.	2.868	25,9	191	27,8
China	1.438	13,0	99	14,4
Australia	671	6,1	37	5,3
Canadá	379	3,4	4	0,6
Alemania Occidental	247	2,2	34	4,9
Reino Unido	190	1,7	45	6,5
Polonia	140	1,3	60	8,7
Sudáfrica	93	0,8	25	3,7
India	81	0,7	13	1,9
Botswana	67	0,6	4	0,5
Otros	253	2,3	11	1,6
TOTAL	11.061	100,0	688	100,0

Fuente: World Coal Study (WOCOL) y Conferencia Mundial de la Energía (WEC). 1980.

Vemos que del total recursos casi la mitad están en la URSS y que entre tres países, URSS, USA y China, poseen el 80,8 % de los recursos conocidos. En cuanto a reservas, la situación es más equitativa, aunque USA posee el 28 % del total y los tres países antes mencionados el 66 %, pero existen 32 países dentro del capítulo Otros, que poseen esta fuente de energía y que en total suponen el 1,6 % de las reservas.

Del total recursos, aproximadamente un 63 % es hulla y antracita y el 37 % lignito; y de las reservas, el 71 % son hulla y antracita y el 29 % lignito.

Por continentes, la distribución viene a ser en porcentajes sobre el total como sigue:

Continente	Recursos		Reservas	
	H y A	Lignito	H y A	Lignito
URSS	37,6	49,1	21,3	30,8
Asia	22,6	0,7	23,3	1,1
América Norte	20,0	45,1	22,3	43,3
América Latina.	0,3	0,6	0,5	1,0
Europa	8,5	1,5	20,7	18,2
Oceanía y Australia	7,9	3,0	5,2	5,5
Africa	3,1	—	6,7	0,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Estas cifras de por sí son suficientemente significativas teniendo en cuenta además que no existe una gran exploración de carbón y que, aun así, las cifras de reservas irán aumentando anualmente, de aquí que se hable de un futuro esperanzador para el carbón.

En resumen, en cuanto a la relación consumo-reservas de fuentes de energía, podemos decir que las estimaciones actuales están en que el carbón puede cubrir

unos 230 años de consumo, el petróleo 30 años, el gas natural 45 y el uranio 50 años.

En cuanto a la producción, la situación mundial es como sigue, referida a 1977 en millones de Tec y a 1980, según datos provisionales, en millones de toneladas métricas.

País	Producc. 1977 10 ⁶ Tec	% s/total	Producc. 1980 10 ⁶ Tm.	% s/total
USA	560	22,9	812	21,5
URSS	510	20,8	653	17,3
China	373	15,2	630	16,7
Polonia	167	6,8	228	6,0
Alemania Occidental	120	4,9	225	5,9
Reino Unido	108	4,4	127	3,4
Australia	76	3,1	117	3,1
Sudáfrica	73	3,0	115	3,0
India	72	2,9	105	2,8
Resto	391	16,0	768	20,3
TOTAL MUNDIAL	2.450	100,0	3.780	100,0

La producción mundial, que fue de 3.105 millones de Tec en 1979, supone en la actualidad un 5 por mil de las reservas explotables. Vemos nuevamente como los tres grandes del carbón acaparan cerca del 60 % de la producción total en Tec, cubriendo más del 55 % de la producción en Tm.

Considerando la producción en Tm para el año 1980, y destacando únicamente los grandes productores, tendríamos:

— Para Hulla y Antracita

País	Producción 10 ⁶ Tm.	% s/total	Variación en % 80/79
USA	769	27,2	+ 9,3
China (*)	630	22,3	- 5,0
URSS	490	17,3	- 1,0
Polonia	195	6,9	- 3,0
Reino Unido	127	4,5	+ 5,1
Sudáfrica	115	4,1	+ 11,2
India	105	3,7	+ 1,6
Alemania Occidental...	95	3,4	+ 1,3
Australia	83	2,9	-
Resto	216	7,7	+ 1,4
TOTAL MUNDIAL ...	2.825	100,0	+ 1,7

(*) Incluye lignitos

— Para Lignitos

País	Producción 10 ⁶ Tm.	% s/total	Variación en % 80/79
Alemania Oriental	254	26,7	— 0,4
URSS	163	17,1	— 1,2
Alemania Occidental. . .	130	13,6	— 0,5
Checoslovaquia	93	9,7	— 0,5
USA	43	4,5	+ 15,6
Yugoslavia	37	3,9	— 11,5
Polonia	33	3,4	— 13,9
Australia	34	3,5	+ 3,4
Resto	168	17,6	— 9,2
TOTAL MUNDIAL . . .	955	100,0	— 2,4

La producción en Tm fue, en el año 1980, de 3.780 millones, de los cuales 2.825 son de hulla y antracita y 955 de lignito. Así pues, el lignito supone un 25 % del total tonelaje, sin embargo en Tec su participación es mucho menor dado su inferior poder calorífico. Vemos asimismo que los grandes productores de lignito son países europeos, al contrario de lo que sucede con la hulla y antracita.

Por lo que respecta al consumo mundial, cuya cifra está aproximadamente en los 2.950 millones de Tec, vamos a encuadrarlo dentro del consumo total de energía para tener una idea de la importancia del sector carbón dentro del abastecimiento mundial de la energía.

En el año 1978, en millones de Tec, la demanda total de energía fue de unos 9.576, cuyo abastecimiento podemos estimar como sigue:

	10 ⁶ Tec	% s/total
Petróleo	4.788	50
Carbón	2.508	26
Gas	1.596	17
Hidroelectricidad	456	5
Nuclear	228	2
TOTAL MUNDIAL	9.576	100

Vemos que el carbón sigue siendo el segundo abastecedor de energía, a pesar de la recesión sufrida en las últimas décadas, y su aportación supera la cuarta parte del total, con tendencia actual al alza.

Del total consumo de carbón, aproximadamente el 55 % corresponde a economías de planificación centralizada, el 40 % a países de la OCDE y el 5 % al resto.

Dentro del consumo de la OCDE, el carbón se destina a los siguientes usos:

Producción de electricidad	60 %
Siderurgia	16 %
Usos industriales	10 %
Usos residenciales - comerciales	7 %
Autoconsumo y pérdidas	6 %
Fábrica de gas y transportes	1 %

Los principales consumidores de la OCDE son: USA con el 51 %, países europeos (34 %), Japón (8 %) y Australia (4 %), y dentro de los europeos: Alemania Occidental, Reino Unido y Francia.

Entre los países no pertenecientes a la OCDE, los principales consumidores son: URSS con el 27 % del consumo de estos países, China (25 %), Polonia (9 %), India (5 %) y Sudáfrica (4 %).

Por último, al hablar de la situación del consumo internacional del carbón hay que resaltar que, aunque las cifras de producción mundial de carbón son importantes, como la mayor parte de este combustible se consume donde se extrae las cantidades movidas en el comercio internacional son relativamente poco importantes. En efecto, el comercio internacional de carbón movió unos 260 millones de Tm anuales, que viene a ser un 9 % del total consumo mundial, y su mayor parte es carbón para la industria del hierro y acero, siendo para usos térmicos únicamente un 30 % del carbón comercializado en el mercado internacional, si bien este porcentaje tiende claramente al aumento.

Los principales países exportadores son en la actualidad: USA con un 26 % del total exportado, Polonia (18 %), Australia (18 %), URSS (10 %), Sudáfrica (10 %), Alemania Occidental (7 %) y Canadá (6 %).

Los principales países importadores son: Japón con el 26 % del total importado, la CEE (34 %), Canadá (8 %) y Europa oriental (12 %). Dentro de la CEE los principales importadores son: Francia (12 % del total mundial) e Italia (6 % del total mundial).

1.3. Situación española

Según el reciente inventario de recursos de carbón en España realizado por el Centro de Estudios de la Energía, los recursos totales españoles alcanzan los 13.320 millones de Tm, de las cuales 8.803 son hulla y antracita, 4.078 lignito negro y 439 lignito pardo. A partir de estos recursos se deducen unas reservas de 3.758 millones de Tm, que se distribuyen en 2.297 millones de hulla y de antracita y 1.461 millones de lignitos: 1.026 de lignito negro y 435 de pardo.

Estas reservas se concentran en las provincias de Oviedo, León y Palencia para la hulla y antracita: 97 % de la hulla y 99 % de la antracita; en cuanto a lignitos: el pardo en el 100 % se encuentra en La Coruña y el negro en Teruel y Barcelona con más del 80 %. Así pues, con las reservas actualmente conocidas y los niveles de producción expresados, tenemos actualmente carbón para más de un siglo.

La producción nacional que estaba en franca recesión hasta 1973 que cayó a 13 millones de Tm, equivalentes a 9,5 millones de Tec, se ha reactivado a partir de esa fecha, alcanzando en el año 1980, 27.812 millones de Tm, equivalentes a 15,7 millones de Tec, es decir que en estos últimos 7 años se incrementó en un

115 % en Tm y en el 65 % en Tec, si bien este incremento ha sido debido fundamentalmente al fuerte aumento de los lignitos pardos en estos últimos años.

El detalle de nuestra producción actual es:

	Miles de Tm .	% s/total
Hulla	8.952	32,2
Antracita	3.887	14,0
Lignito pardo	11.094	39,9
Lignito negro	3.879	13,9
TOTAL NACIONAL	27.812	100,0

La producción en Tec de 1980 fue de 15.675 miles de Tec, que supone un incremento del 19,7 % sobre la producción en Tec de 1979.

La importancia de esta fuente de energía dentro del contexto nacional es manifiesta, pues la estructura de los 30.678 miles de Tec producidos en España en 1980 es la siguiente:

Carbón	51 %
Hidroeléctrica	36 %
Petróleo	7 %
Nuclear	6 %

La demanda española de carbón fue en 1980 de 32,5 millones de Tm, equivalentes a 19,3 millones de Tec, cifras que suponen un incremento sobre 1979 del 29,8 % para las Tm y del 18,5 % para los Tec. La estructura de consumo español en dicho año fue:

	10⁶ Tec	% s/total
Petróleo	71,8	68,1
Carbón	19,3	18,3
Hidroeléctrica	10,2	9,7
Gas Natural	2,6	2,5
Nuclear	1,5	1,4
TOTAL NACIONAL	105,5	100,0

Es decir, que el carbón ocupa el segundo puesto en cuanto a consumo después del petróleo.

El detalle del consumo es de 13,6 millones de Tm de hulla, 2,8 millones de Tm de antracita, 5,1 millones de Tm de lignito negro y 11,0 millones de Tm de lignito pardo, que se aplicaron como sigue:

	C. Térmica	Siderurgia	Ind. varias y consumo dom .	Total
Hulla 10 ⁶ Tm	7,25	5,52	0,83	13,60
%	53,3	40,6	6,1	100,0
Antracita 10 ⁶ Tm . . .	2,20	0,01	0,59	2,80
%	78,6	0,4	21,0	100,0
Lignito negro 10 ⁶ Tm.	5,04	—	0,05	5,09
%	99,0	—	1,0	100,0
Lignito pardo 10 ⁶ Tm.	11,04	—	—	11,04
%	100,0	—	—	100,0
TOTAL	25,53	5,53	1,47	32,53
	78,5	17,0	4,5	100,0

O sea, que el uso fundamental de nuestros carbones está en la producción de electricidad con un 78 %, si bien hay una clara diferencia por calidades: desde el 100 % de lignito pardo al 53 % de la hulla. En segundo lugar está el uso siderúrgico con el 17 %: prácticamente hullas y el resto un 5 % a industrias varias y consumo doméstico, en el que tiene mayor participación la antracita.

La aplicación industrial del carbón está centrada principalmente en cementos y química, con cantidades muy pequeñas en metalúrgica, ferrocarriles y cerámicas, que en total viene a ser el 16 % del apartado usos industriales varios y consumo doméstico, quedando el 84 % restante para almacenistas y usos domésticos, si bien con las recientes disposiciones de reconversión de la industria cementera, el consumo de ésta crecerá notablemente.

En cuanto a la contribución del carbón a la generación de energía eléctrica en 1980, queda recogido como sigue:

Fuel-oil	35 %
Carbón	30 %
Hidroeléctrica	27 %
Nuclear	5 %
Otros combustibles	3 %

Es decir, de la producción total de electricidad, la aportación del carbón consumido en Centrales Térmicas originó el 30 %.

En cuanto al comercio exterior de carbones, España es tradicionalmente importadora debido sobre todo a la necesidad de cubrir el déficit de carbones siderúrgicos. Las importaciones totales en 1980 fueron de 5.670 miles de Tm, que se distribuyen en 4.074 miles de Tm de hulla coquizable y 1.596 miles de Tm de carbones térmicos.

Los países que nos suministran son principalmente: USA con 3.014 miles de Tm, Polonia con 1.031 miles de Tm, Australia con 636 miles de Tm y Sudáfrica con 705 miles de Tm. O sea, entre Polonia y USA nos suministran casi los 3/4 de nuestra importación y entre los cuatro países citados el 95 % del total y el 97 % de la hulla coquizable los tres primeros.

Para el año 1990 se prevé un aumento del consumo que rebasará los 61 millones de Tm, de los cuales serán 42 millones de hulla y antracita y 19 millones de lignitos. Asimismo, se espera llegar en ese año a los 15 ó 20 millones de Tm de importación.

Como resumen final daremos el balance energético del carbón en 1980, expresado en millones de Tec.

	<u>10⁶ Tec</u>	
— Demanda	19,3	= 18,3 % del total
Demanda de energía	105,5	
— Producción	15,7	= 51 % del total
Producción de energía	30,7	

Con lo que el autoabastecimiento de carbón fue del 81 % frente al 29 % de autoabastecimiento de energía en total.

2. PROBLEMAS DEL SECTOR CARBÓN

Un primer problema del sector carbón es de estructura de las empresas carboníferas, que proviene, en parte, por la posibilidad de producción por pequeñas empresas, aunque últimamente se nota una fuerte tendencia en todo el mundo hacia la concentración, debido a las necesidades apuntadas anteriormente de fuertes inversiones y financiación, y a una intervención cada vez mayor de los Estados en esta actividad.

La proliferación de pequeñas empresas vino en principio de una posibilidad técnica y en algunos países de circunstancias jurídicas. Técnicamente puede extraerse carbón sin grandes inversiones, aunque la explotación no sea racional; ello ocurre en yacimientos poco profundos y con capas gruesas, en que los medios de transporte y lavado se realizan con procesos rudimentarios; esto, además, era más probable hace unos años que en la actualidad. Por otra parte, en varios países una legislación referente a la propiedad del subsuelo por el propietario del suelo favorecía, asimismo, las pequeñas explotaciones.

Por todo esto, es comprensible la complejidad de las estructuras económicas del sector carbón, en donde además nos encontramos empresas públicas y privadas y con dimensiones y grado de mecanización muy diversos. Asimismo nos encontramos sociedades o empresas independientes, explotaciones que son parte o departamentos de otras actividades, filiales de sociedades industriales, etc. En la participación pública también existen notorias diferencias entre sociedades que son monopolios nacionales, hasta empresas que limitan su actividad a una región o un yacimiento.

Otro problema importante del sector carbón es la formación de los precios, pues aunque en el precio sólo debían intervenir tres causas principales como son: el coste, la demanda y la política energética y económica de los Estados, la verdad es que los precios han ido surgiendo de compromisos reales que han tenido en cuenta los más diversos factores.

Ya vimos la dificultad que en sí tiene el fijar el precio real del carbón debido a las distintas cualidades físicas del producto y materias que le acompañan: cenizas, humedad y volátiles principalmente. Asimismo, la variedad de usos y las características que éstos requieren complica el problema por el lado de la demanda y también hay que contar con los productos energéticos competitivos. Si a todo esto añadimos las intervenciones estatales por razones políticas, económicas y sociales podemos comprender el gran problema de los precios del carbón.

Un tercer problema importante hoy día es el de los aspectos ecológicos. Estas preocupaciones de orden ecológico se suscitan en base a los daños que la utilización del carbón pueden causar en el entorno y que se centran en riesgos sobre la salud, deterioro de aguas, peligros materiales, modificación de las condiciones meteorológicas y degradación de los suelos. Sin embargo, la preocupación principal respecto al efecto contaminante del carbón se centra en la emisión en su combustión de óxidos de azufre y de nitrógeno, pero en especial de dióxido de carbono (CO_2), si bien recientemente se piensa que no hay ninguna restricción técnica de carácter general que desaconseje el crecimiento masivo de la utilización del carbón, pues existen técnicas suficientemente desarrolladas para eliminar todos los peligros ecológicos que el carbón pueda suscitar; el único problema es, como siempre, el de inversión y su financiación.

Refiriéndonos a España, la evolución estructural en cuanto a capacidad de producción, número de empresas y personal empleado ha sido realmente importante en el período 1960-1980.

A efectos de análisis puede separarse con claridad el comportamiento de dos grupos de empresas: a) el grupo que engloba las empresas con una producción superior a las 100.000 Tm/año, conserva prácticamente el mismo número de empresas. Sin embargo, su capacidad de producción total pasa del 70,6 % al 88,3 % del sector en el período considerado. b) Por su parte, el grupo de empresas con una producción menor a las 25.000 Tm/año, ve reducido el número de empresas de 428 a 79, es decir menos de la quinta parte, y el porcentaje de su capacidad total de producción pasa del 13,3 % al 2,7 % en el mismo período.

En total, el número de empresas ha ido bajando paulatinamente desde 510 del año 1960 hasta 134 de 1973, año de producción mínima, como consecuencia de la regresión del carbón que obligó a muchos empresarios al cierre de sus empresas, especialmente a las de menor entidad. En esta disminución del número de empresas ha influido también, en menor medida, la agrupación y concentración de empresas efectuadas, especialmente en la hulla, con la formación de HUNOSA.

A partir de 1973, el cambio de signo experimentado en la producción se traduce en un aumento del número de empresas productoras, si bien este aumento, hasta 1980, no alcanza el 16 % y se manifiesta sólo en la hulla y en la antracita, manteniendo el lignito su signo decreciente.

En el capítulo de personal, el descenso ha sido considerable, pues de un total de empleo en 1960, en el conjunto de la minería del carbón, de casi 95.000 personas, ha bajado en 1980 a unas 51.000, lo que representa una disminución del 46 %. El descenso se acusa más en la plantilla obrera, que se reduce a la mitad en el conjunto interior y exterior, y es más del 60 % en el exterior.

Entre los factores que podemos llamar coyunturales, y que han influido en esta dimensión de la mano de obra, podemos citar, además del cierre de minas y reorganización de empresas indicados anteriormente, los esfuerzos realizados en

el campo de la racionalización de métodos y sistemas de trabajo, la implantación de nuevos sistemas y la mecanización de los existentes.

Los datos de producción media por empresa evidencian la evolución estructural positiva de la minería del carbón. Los dos grupos de empresas de producción anual entre 25.000 y 50.000 Tm y entre 50.000 y 100.000 Tm han mantenido su capacidad de producción media a lo largo de los 20 años considerados, pero el grupo de producción superior a 100.000 Tm/año ha aumentado su capacidad media en un 109 %, y el de menos de 25.000 Tm/año la ha duplicado. La capacidad media del conjunto del sector se ha multiplicado por seis.

No obstante, a pesar de esta evolución de la estructura de las empresas, persiste el carácter minifundista en la industria minera de carbón española, donde la capacidad media actual por empresa, a pesar de haberse quintuplicado en el transcurso de estos años, está en 179.000 Tm/año.

Solamente cuatro empresas, HUNOSA en hulla, Minero Siderúrgica de Ponferrada y Hullera Vasco-Leonesa en hulla y antracita, y ENDESA en lignito, superan el millón de toneladas anuales, mientras que sumando la producción de un conjunto de empresas constituido por más de la mitad del número total de las mismas, no se llega al 5 % de la producción carbonera del país.

El sector público se halla ampliamente representado en este sector a través de tres empresas nacionales: HUNOSA, radicada en Asturias, que con una producción de 3,5 millones de toneladas totalizó el 45 % de la producción de hulla en 1978; ENCASUR, con 540.000 toneladas de hulla en Ciudad Real y 180.000 toneladas de antracita en Córdoba, representa el 15 % y el 5 % respectivamente de ambas producciones; y ENDESA, que con 526.000 toneladas de lignito negro en Teruel y 5,2 millones de lignito pardo en La Coruña, produjo el 17 % del lignito negro y la totalidad del pardo. Entre estas tres empresas nacionales produjeron en 1978, el 60 % de la hulla, el 5 % de la antracita, el 17 % de lignito negro y el 100 % del pardo, y en conjunto, la mitad de la producción nacional de carbón.

En cuanto al tema de precios es en nuestro país el principal problema a que se enfrenta la minería del carbón, pues la insuficiencia de los mismos es la principal causa del déficit de las explotaciones y de la descapitalización de las empresas mineras.

Este problema es común en nuestro país a todos los productos energéticos, pero en el caso del carbón adquiere mayor relieve por la discriminación de que ha sido objeto y que provocó un desplazamiento de demanda hacia productos derivados del petróleo. A esto hay que añadir que la política de precios del carbón seguida por la Administración ha fijado persistentemente subidas inferiores al incremento de costes, lo que ha conducido al deterioro de los logros económicos derivados de las mejoras en la productividad (tampoco nada fáciles con la legislación laboral vigente.)

El tema de precios lo ha planteado la CECA de modo muy realista, con mecanismos de ayuda interna al sector, a los que deben añadirse los precios indicativos y las ayudas de los Estados miembros a su propia industria hullera y los programas de ayuda regional inherentes a esta política de las Comunidades. Al analizar la compatibilidad de las ayudas comunitarias al carbón y de las que a su vez le otorgan los Estados, con el buen funcionamiento del Mercado Común, se pone de manifiesto que la única limitación cuantitativa de las ayudas viene dada por la igualación entre costes de producción (que incluyen beneficios) y precios de venta y, por

consiguiente, la suma de todas las ayudas más el precio de venta no puede superar al coste en una cantidad que permitiera a una empresa subvencionada hacer rebajas en el precio con perjuicio de otras empresas competidoras. Por otro lado, la hulla coquizable, el coque destinado a la industria siderúrgica y el carbón destinado a las centrales térmicas, tienen unos precios mínimos fijados, en general, en régimen de ayuda.

La implantación en España de estos sistemas de ayuda tendría un efecto positivo a corto plazo en las explotaciones de hulla a cielo abierto, además de devolver al sector un sentimiento de confianza en el futuro. Una industria, como la de hulla y antracita, con fuertes inversiones y largos plazos de amortización, precisa para desarrollarse de una razonable seguridad en el futuro. Esta seguridad ha estado normalmente ausente de todo el proceso minero en general, y del carbonero en particular, en el que las persistentes crisis han socavado constantemente su confianza.

En España, pues, habrá de realizarse una política de precios muy realista para poder conjugar del mejor modo posible déficits de empresas públicas (ya que su financiación es una subvención), subvenciones declaradas y otro tipo de ayudas que se acomoden progresivamente a las de la CECA.

Otro de los grandes problemas en la minería del carbón e íntimamente ligado al de los precios es el de la financiación. La evolución financiera y las inversiones en la minería han ido en paralelo con las expectativas de producción y, por consiguiente, han sido en el período 1960-1963 francamente desfavorables.

Esta desfavorable situación se extiende hasta la crisis energética de la década del 70 y concretamente a partir de 1973, en que se produce la iniciación de revisiones de precios y se complementa con la puesta en marcha en 1974 del Régimen de Concierto para la Minería del Carbón y posteriormente la Ley de Fomento de la Minería.

Ahora bien, si estas medidas han traído como consecuencia una recuperación de la producción, no han sido suficientemente importantes (en especial por defectos de puesta en práctica) como para provocar un saneamiento financiero de las empresas y poner así las bases para relanzar de una manera decidida las inversiones.

La desafortunada política de precios seguida por la Administración, junto con la poca eficacia de las ayudas financieras establecidas, provoca dificultades financieras en las Empresas que hace difícil la inversión. Esto se ha demostrado con motivo de la última Acción Concertada, en que las empresas, aun habiendo adquirido el compromiso de invertir y a pesar de los estímulos financieros y fiscales, no han podido cumplir normalmente los planes de inversión debido a la escasa generación de autofinanciación que era necesaria para cubrir una parte del montante total de las inversiones. Está claro, pues, que si no se hallan soluciones urgentes a este problema financiero de las empresas será difícil relanzar las inversiones en el sector.

El efecto de los problemas estructurales se centra en dos puntos básicos: el minifundio y el grado de utilización de la capacidad productora.

El minifundio dificulta el desarrollo de la producción y los programas de expansión y concentración de labores. De aquí el excesivo número de empresas de capacidad financiera muy limitada, que da lugar a la existencia de unidades de producción muy inferior a la exigible en una minería moderna. Es necesario llegar, por

lo tanto, dentro de lo que permita la geología de nuestros yacimientos, a una estructura de la minería en unidades de dimensión conveniente.

En cuanto al grado de utilización de la capacidad productora ha subido dos unidades porcentuales en estos últimos años, alcanzando un 90 % que es, con excepción del sector del conjunto de la minería, que llegó al 91 %, el más alto grado de utilización entre todos los demás sectores de la industria española, cuyos porcentajes van desde el 74 % de la alimentación al ya citado 91 % de la minería, con un grado medio de utilización para el conjunto de la industria del 83 %. De todos estos sectores sólo la minería, la industria del automóvil, los electrodomésticos y la fabricación de productos metálicos, registraron porcentajes superiores a esa media del 83 %, lo que resalta la importancia relativa del grado de utilización del carbón, con esas siete unidades sobre la referida media de la industria considerada en su conjunto.

Las medidas, pues, para desarrollar el sector carbón en nuestro país se pueden resumir en:

- Establecer un esquema de precios realistas de manera que puedan ajustarse a los costos de producción.
- Dotar la financiación precisa para que las empresas mineras puedan dar salida a la producción: financiación de stocks.
- Preparar el mecanismo legislativo y presupuestario para establecer un régimen de ayudas análogo al de la CECA.
- Acelerar la construcción de centrales térmicas de carbón y la conversión de otras industrias para que sustituyan en la mayor parte posible el petróleo por el carbón.
- Crear un sistema de compensaciones al transporte de carbones que permita colocar los excedentes de producción.
- Conceder ayudas y estímulos para promover la investigación y desarrollo tecnológico en la minería del carbón.

3. PERSPECTIVAS FUTURAS DEL SECTOR CARBÓN

A partir de la mitad del presente siglo y después de haber sido la principal fuente de energía, el carbón inicia una época de regresión fundamentalmente por la concurrencia de otros combustibles hasta 1973 en que, como consecuencia de la política sobre precios y suministros adoptada por la OPEP, se inicia un nuevo resurgir de este combustible que prevé triplicar el uso del carbón para el año 2000 y multiplicar por 15 su comercio internacional, todo ello sobre cifras actuales.

Esta actualidad e interés renovado por el carbón proviene básicamente de tres hechos: la necesidad cada vez creciente de energía en el mundo, que no puede compensarse con medidas de ahorro y eficacia; la escasez del combustible que motivó la recesión del carbón: el petróleo y la imposibilidad a corto y medio plazo de encontrar energías sustitutivas.

El estudio WAES (Workshop on Alternative Energy Strategies), publicado en 1977, ya dejó de manifiesto la necesidad de realizar un cambio en el uso del petróleo e identificó únicamente dos sustitutos posibles antes del año 2000: el carbón y

la energía nuclear. Más recientemente, el estudio del M.I.T.: WOCOL (World Coal Study), que está elaborado por 80 expertos internacionales, pone especial hincapié en el desarrollo del carbón, especialmente por los problemas que están surgiendo respecto al desarrollo nuclear; señala que el carbón es el puente para el futuro que ha de venir por el desarrollo de energías renovables y que se espera no pueda lograrse su incorporación efectiva hasta pasadas las primeras décadas del próximo siglo.

La esperanza puesta en el carbón deriva no sólo de sus abundantes reservas que pueden permitir sin temor grandes expansiones en su consumo, sino también porque la tecnología actual puede garantizar la seguridad en su uso y el medio ambiente, aparte de que nuevos procesos tecnológicos, ya en uso, podrían evitar algunos de los inconvenientes actuales de este combustible. Este estudio llega a la conclusión de que en muchos países el carbón puede ser el principal combustible del desarrollo económico y el único camino para obtener el combustible necesario para la energía eléctrica y para reducir la dependencia del petróleo importado.

Las previsiones de utilización futura del carbón, referidas al año 2000, son:

- En primer lugar, consumo dedicado a la generación de energía eléctrica, que supondrá más del 60 % del total consumo.
- En segundo lugar, las aplicaciones metalúrgicas, que supondrían un consumo del 15 % del total.
- En tercer lugar, los otros usos industriales, en especial se prevé el crecimiento importante del consumo en las industrias químicas, comercio, refinerías y papel.
- En cuarto lugar, aparece un nuevo mercado importante para el carbón: suministros para petróleo sintético y plantas de gas. Este uso será realidad en países desarrollados, especialmente en USA.
- Por último, quedaría el consumo residencial-comercial, que puede tener algún interés en usos domésticos y oficinas, fundamentalmente en calefacción en régimen de grandes comunidades.

Asimismo se prevé que el comercio internacional de carbón aumente de manera notable. Japón se perfila como el principal importador del mundo y en segundo lugar Europa, con Francia e Italia como países más destacados; también varios países en vías de industrialización pasarán a ser buenos importadores: tal es el caso de Taiwan, Filipinas, Corea, etc. Los exportadores principales serán Australia y USA que darán las mayores cifras y en segundo lugar: Sudáfrica, Canadá, Polonia, URSS y China.

La preocupación por la repercusión de este gran aumento del consumo de carbón en el medio ambiente fue objeto de especial atención por el estudio WOCOL, en especial la recuperación del terreno en minería a cielo abierto y subterránea y las emisiones de SO₂ y NO, pero se llega a la conclusión de que hay tecnología suficientemente probada para poder aplicar normas estrictas de seguridad y conservación a costes asequibles. El problema menos conocido es el efecto del CO₂ sobre el clima.

La conclusión, pues, del estudio WOCOL es que el carbón no entra en competición con otras fuentes de energía para resolver los problemas energéticos que nos esperan. Recomienda un esfuerzo masivo para desarrollar las instalaciones

para la producción, uso y transporte del carbón como única solución claramente viable para conseguir moderados crecimientos del P.I.B. hasta el año 2000. Las empresas y los gobiernos deben actuar coordinadamente, ya que reconocer la urgente necesidad del carbón y tomar las decisiones para hacer posible su desarrollo en un plazo breve servirá para asegurar al mundo la continuidad del abastecimiento energético que requiere para el crecimiento económico.

En España, los carbones, que habían constituido nuestra principal fuente de energía hasta la década de los 50, conocieron a partir de los años siguientes, un notable deterioro en su competitividad.

Los descubrimientos de grandes yacimientos petrolíferos en Oriente Medio y Africa del Norte y de gas natural en Europa; la existencia de inmensas disponibilidades de carbón americano; la facilidad de transportes marítimos con fletes no muy costosos y las esperanzas puestas en la utilización pacífica de la energía nuclear, crearon un panorama muy optimista que contribuyó a una baja de los precios de la mayor parte de los recursos energéticos existentes y, muy particularmente, de las fuentes de energía básicas: el petróleo y sus derivados.

La política de acceder a la fuente energética más cómoda, sencilla y barata, trajo como consecuencia inmediata el progresivo abandono, en muchas ocasiones con carácter irreversible, de las explotaciones de carbón.

Las facilidades dadas para la utilización del fuel-oil en las nuevas centrales productoras de energía eléctrica y la tendencia, también, a la sustitución del carbón por el fuel-oil en otras actividades industriales como, por ejemplo, la fabricación de cemento y azúcar y los ferrocarriles, impidieron el crecimiento del mercado en una época en que la capacidad productora de nuestras minas estaba aún lejos de alcanzar su tope máximo.

Además, ya desde algunos años antes, pero muy especialmente a lo largo de la década citada, la política de congelación de precios del carbón, que vino a representar, en realidad, una subvención de una parte importante de la industrialización del país a costa de las empresas carboneras, no sólo impidió que éstas se equiparan adecuadamente y abordaran planes de expansión, sino que produjo la descapitalización de las mismas.

Hoy día, la situación ha cambiado claramente y los partidos políticos, gobierno y demás estamentos están de acuerdo en la necesidad de promover un decidido desarrollo del sector carbón, con lo que se viene llamando el retorno al carbón como eje de la actual política energética. Es decir, se plantea una nueva filosofía energética y una nueva práctica siguiendo los pasos de otros países europeos, que en parte está recogida en el Plan Energético Nacional, además de otra serie de nuevas medidas favorables a este desarrollo.

Los diversos análisis de comparación de costos realizados para mostrar la competitividad futura de cada una de las tres fuentes básicas en la producción de electricidad: nuclear, carbón y petróleo, nos muestran cifras muy dispares. Sin embargo, hay unos rasgos comunes que aparecen en todos estos estudios y que nos pueden dar una idea sobre este aspecto.

En primer lugar, se observa que el precio del kw/h más caro sería el producido por el petróleo y que el precio a base de carbón vendrá siendo, al menos, un 30 % más barato y el de energía nuclear el más barato de todos, aunque en ésta hay notables divergencias de unos estudios a otros.

Otro aspecto común es que el coste de inversión en centrales nucleares es el

más caro, alrededor de un 50 % más que el de una central clásica de fuel y un 30 % más que la de carbón. Los costos de explotación son muy similares en los tres, siendo los del carbón los mayores en caso de desulfuración al 100 % y en los costos de combustibles se estima que el nuclear será el más bajo; el de carbón el triple del nuclear; y el del petróleo unas seis veces el nuclear. Con todo esto parece claro que el petróleo no será competitivo a partir del año 1985 y que el carbón y la energía nuclear deberán ser sus sustitutos.

Pero además de estos argumentos, la mayoría de las veces muy discutibles, existen otras razones importantes para pensar en el carbón como sustituto del petróleo en términos generales, como son:

- que el carbón es en muchos casos un combustible nacional, pues casi todos los países tienen reservas, y por ello al incrementar su consumo fomentará el desarrollo de la industria nacional y ahorrará divisas. Aun en el caso de que tenga que importarse se produce ahorro de divisas por ser más barato que el petróleo.
- el aumento del uso del carbón fomentará la investigación de recursos y de técnicas que permitan una mejora en cuanto a producción y consumo: gasificación, licuefacción, etc.
- una sustitución importante del petróleo por carbón reforzará el equilibrio internacional, permitiendo una mayor diversificación de las fuentes de energía y aligerará las presiones que existen sobre las reservas petrolíferas.

En cuanto al futuro del carbón en lo que respecta a nuevas tecnologías a aplicar en el sector, que sin duda mejorarán notablemente su utilización actual e incluso crearán nuevas formas de energía, técnicas ya ensayadas y con un gran porvenir parecen ser: la combustión en lecho fluido, la gasificación con producción de gas de elevado y débil poder calorífico, la licuefacción o producción de combustibles líquidos a partir del carbón; los sistemas de conversión directa en electricidad a través de pilas con combustible, son un ejemplo de lo que decimos. Si a esto unimos los prometedores progresos técnicos en el proceso de extracción, lavado y transporte del carbón, podemos mirar esperanzados el futuro del carbón en el mundo. Existen otras técnicas de futuro que están en fase de laboratorio, como los dispositivos magnetohidrodinámicos (MHD), que podrían dar un uso intensivo al carbón para producción de electricidad.

Las ventajas de estas nuevas tecnologías son obvias, en el caso de combustión en lecho fluido no sólo se obtiene una mejor combustión del carbón, proporcionando mejores rendimientos caloríficos y de producción eléctrica, sino que: permite utilizar carbones muy variados, reduce apreciablemente la emisión de SO_2 y NO , facilita la disminución del tamaño de las instalaciones, regula mejor el proceso de cenizas, disminuyendo la polución, etc.

El proceso de gasificación, que cuenta ya con una larga historia en las fábricas de gas para obtención de gas pobre, no necesita de muchas explicaciones en cuanto a sus ventajas, que nacen principalmente de la utilización de un combustible limpio y de mayor comodidad de uso y transporte, pero en la actualidad se está estudiando la utilización de instalaciones de gas pobre en la producción de electricidad en ciclo cerrado con rendimientos muy superiores a los del carbón. Sin embargo, el gran porvenir de la gasificación del carbón está en la producción de gas de gran poder calorífico logrado por gasificación en atmósfera de oxígeno puro en

vez de hacerla en presencia del aire. La ventaja del gas de poder calorífico elevado es que es similar al gas natural, al cual puede reemplazar en todas sus aplicaciones. Además, el gas de carbón con poder calorífico medio, que está constituido por monóxidos de carbono y de hidrógeno, es una excelente materia prima para la síntesis de un gran abanico de carburantes y compuestos químicos. Un aspecto importante en el tema de la gasificación está en lograrla en el propio yacimiento, lo cual cambiaría totalmente la fisonomía de la mina.

La licuefacción del carbón se está desarrollando por dos caminos distintos: adición de hidrógeno y la reducción de carbono. La explicación del proceso es simple, pues la relación carbono/hidrógeno del carbón varía de 12 a 20 de un lignito a una hulla bituminosa, mientras que esta relación en los derivados del petróleo es de 4,5 a 10 del propano al fuel pesado. Luego, para hacer disminuir la relación en el carbón, se puede actuar tanto sobre el numerador como sobre el denominador, en el primer caso disminuyéndolo y en el segundo aumentándolo. La finalidad de la licuefacción del carbón es producir combustibles líquidos sin los efectos nocivos del carbón, que sirvan de materias primas para utilizar con productos petrolíferos o como sustitutivos de éstos. Por otra parte, el carbón líquido es más manejable y presenta un mayor poder calorífico por unidad de volumen.

En cuanto a la conversión directa en electricidad, diremos que las pilas con combustibles derivados del carbón son dispositivos análogos en su funcionamiento a un acumulador con la ventaja sobre éstos de un mayor rendimiento (90 % frente al 40 % del acumulador ordinario) y además es un proceso silencioso, no contaminante y de fácil mantenimiento. La producción de energía eléctrica en base a la tecnología MHD combinada con el ciclo vapor (turbo-alternador clásico movido por vapor) podría originar una gran aplicación para el carbón por los altos rendimientos de conversión global de carbón en electricidad que pueden llegar a ser superiores al 50 %, sin embargo esta tecnología está en fase aún de buscar soluciones a los varios problemas que presenta.

Para terminar, vamos a dar algunas cifras sobre proyección del balance energético de carbón a nivel supranacional y para España. A nivel mundial la producción esperada para el año 2000 es de unos 6.780 millones de Tec y el consumo estará también alrededor de estas cifras y estimado en unos 5 mil millones de Tec.

A nivel de la OCDE se barajan datos que nos darían el siguiente balance para el año 2000:

OCDE	Año 2000 10 ⁶ Tec
Producción	1.928
Consumo	2.082
Importación neta	154

En la CEE las estimaciones referidas al año 2000 son:

CEE	Año 2000 10 ⁶ Tec.
Producción	274
Consumo	520
Importación neta	246

Las estructuras del consumo total de energía a nivel mundial estimado para el año 2000, expresadas en % sobre la demanda total, son:

Crecimiento	World Energy Conference (1980)		IIASA (1979)	
	Lento	Rápido	Lento	Rápido
Petróleo	31,7	32,7	35,0	34,5
Carbón	23,4	24,7	28,9	29,2
Nuclear	16,2	16,1	9,5	10,2
Gas	13,8	13,5	18,6	19,2
Hydroeléctrico	6,6	4,9	6,1	4,9
Otras	8,3	8,1	1,9	2,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

En el caso de España, aparte de las previsiones del Plan Energético Nacional para 1987, los estudios realizados por el sector nos dan el siguiente balance energético para 1990 en millones de Tec.

	Año 1990 10 ⁶ Tec
Producción	24,2
Demanda	39,2
Importación	15,0

Con estas cifras, la aportación del carbón en el consumo total de energía en 1990 será del 24 % frente al 18 % actual. El conseguir este objetivo supone incrementar la producción en el 54 % respecto a la del año 1980 en Tec, que equivale aproximadamente a incrementar la producción en toneladas en dicho período en un 56 %: la demanda aumentará el 103 % y la importación se verá incrementada en el 233 %, fundamentalmente de carbón térmico, para lo cual se han creado dos sociedades de importación: Carboex y APROCAR, una pública y otra privada, con el fin de poder hacer viable dicha cifra.

BIBLIOGRAFÍA

- Carbunió Informa.
- Carbunió 79.
- Carbunió 80.
- *El sector energético ante la adhesión de España a la CEE*. Comisión de Energía de la CEOE.
- *Situación del Sector Carbón ante el ingreso de España en la CEE*. Carbunió.
- *Plan Energético Nacional 1978-1987*. Ministerio de Industria y Energía.

- *Inventario de recursos de carbón en España*. Ministerio de Industria y Energía.
- *Resoluciones de los grupos parlamentarios de las Cortes Generales*.
- Enerpress.
- *Le Charbon Vapeur*. AIE. OCDE.
- *Perspectives Energetiques jusqu'en 1985*. Dos volúmenes. OCDE.
- *Les Sources d'Énergie*. Jean Chardonnet, éd. Sirey.
- *Commission des Communautés Européennes*. COM (78), 613 final.
- *Ressources energetiques mondiales, 1985-2020*. W.E.C.

SECTOR: PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Por

Vicente Gil Sordo

Índice:

- I. Introducción.
- II. El sector del Petróleo y del Gas Natural en el Sistema energético mundial.
 - a) Extracción del crudo.
 - b) Oferta futura de petróleo.
 - c) Previsión del balance mundial.
 - d) Gas natural.
- III. Situación actual del petróleo y del gas en nuestro sistema energético.
- IV. Perspectivas futuras del sector del petróleo y del gas en nuestro sistema energético.

Bibliografía

I. INTRODUCCIÓN

La energía es un factor fundamental en la economía de un país, y por consiguiente cambios drásticos en su coste o en su disponibilidad —como el sucedido en los años 73 y 74— pueden ocasionar efectos incontrolados, que degenerarían en depreciaciones económicas a escala mundial. En cualquier país, la producción de energía y su modo de utilización están conectados con su crecimiento económico, su nivel de ocupación, su producción de alimentos, la calidad de su medio ambiente, el modo de vida de sus ciudadanos, sus relaciones con otros países, etc. Además, los hechos ocurridos últimamente a nivel internacional —crisis iraní, incrementos drásticos en los precios de los crudos del petróleo por los países de la OPEP, etc.— siguen confirmando el hecho de que la importancia de la energía seguirá aumentando en el futuro.

Estudios y análisis de los sistemas energéticos hasta finales de este siglo, llevados a cabo por organismos internacionales (como son la Agencia Internacional de la Energía, la OCDE, etc.), muestran que existiría un importante “gap” entre los niveles de energía demandada y los de energía suministrada si no se toman, cuanto antes, medidas tanto de carácter nacional como de carácter internacional. Teniendo en cuenta los largos plazos que son necesarios para la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, deben iniciarse cuanto antes proyectos que, a poder ser, tuvieran carácter internacional.

Es un hecho admitido por los expertos energéticos, que la producción de petróleo alcanzará una punta de producción algún año de la última década de este siglo y empezará a declinar después; por consiguiente, únicamente a base de aumentar enormemente los precios del petróleo podría retrasarse por algunos años esa punta en la producción del petróleo. Aparecerá, por tanto, una competición aún mayor de la existente actualmente en el mercado mundial por el petróleo disponible y surgirán fuertes incrementos en el precio, afectando mayormente a los países más pobres.

Existen medios para evitar consecuencias catastróficas de estos desfases energéticos siempre que las naciones hagan frente a estos problemas conjunta y abiertamente. Las naciones tendrán que disminuir su dependencia del petróleo y cambiarse a otras fuentes energéticas con el fin de sostener sus sistemas económicos en los primeros años del próximo siglo. Esta transición se verá afectada por muchas decisiones que se harán tanto en el contexto nacional como en el interna-

cional. A nivel nacional habrá que evaluar las ventajas y desventajas que rodearán a cada alternativa: cómo y cuándo una mina de carbón deberá ser abierta, qué incentivos pueden ser utilizados para el aislamiento de las casas, qué incrementos de eficiencia energética pueden conseguirse, cuáles son las implicaciones de los límites de la polución del aire, etc. A nivel internacional, las decisiones a tomar serán del tipo: ¿puede una nación limitar la producción de petróleo?, ¿exportará ella su petróleo, su gas natural, su carbón y su uranio?, etc. Infinidad de decisiones de este tipo deberán ser tomadas, y para cada una de ellas será necesario evaluar los análisis de costes y beneficios, niveles de empleo generado, balanzas de pagos y otros muchos factores. Una cosa que está clara es que habrá un incremento continuo de las interdependencias energéticas entre naciones.

Un punto de vista también importante a tener en cuenta, es cómo está distribuido actualmente el consumo energético en el mundo, y cómo va a desarrollarse. André Giraud en un report presentado en la Conferencia Mundial sobre Energía Nuclear, celebrada en Washington el 15 de noviembre de 1976, analiza las necesidades de energía para los países en vías de desarrollo o subdesarrollados, y las contrastó con las correspondientes a las de los países industrializados; éstos últimos con un 25 % de la población mundial utilizan el 85 % de la producción mundial energética. Las tasas de crecimiento de la energía, la del Producto Nacional Bruto, y la de la población serán lógicamente mayores para los países en vías de desarrollo y subdesarrollados en los próximos 50 años que para los países industrializados. Sus necesidades energéticas aumentarán aproximadamente dos veces la media mundial, y por tanto después de este período de 50 años los países pobres representarán el 85 % de la población mundial y consumirán alrededor del 60 % de la producción energética. Este punto de vista es muy importante, ya que nos confirma la necesidad de buscar una óptica lo más amplia posible —a nivel mundial si puede ser— para darse cuenta del problema real energético.

Desgraciadamente los recursos energéticos están muy desigualmente distribuidos en el mundo y así el crecimiento económico de una mayoría de las naciones —incluyendo la mayor parte de los países más industrializados— dependerá de las exportaciones de energía de otros países. El petróleo es ahora la principal fuente energética en el mundo, y los países de la OPEP tienen una influencia decisiva en su precio y en los límites de su producción. Además, la política energética que sigan los Estados Unidos será de decisiva importancia para el resto del mundo a causa del tamaño de sus requerimientos energéticos comparado con el de otros países, la importancia de sus recursos domésticos y su capacidad para pagar altos precios de la energía. Una incertidumbre es la decisión que tomen la URSS y China acerca de su comercio de combustibles con otros países del mundo que actualmente están fuera de sus áreas de influencia.

En este documento se hace un análisis del posible desarrollo del sector del petróleo y del gas natural en el mundo y en España. Un repaso general del panorama energético mundial nos lleva a exponer muy someramente las siguientes conclusiones:

- 1.º **El suministro de petróleo** empezará a ser "*menor*" que el incremento de demanda deseado para antes de finales de siglo —probablemente en algún año de la última década— aunque su precio suba constantemente. Si además apareciesen en la producción del petróleo otras restricciones de tipo diferente al económico, el tiempo disponible para una toma de

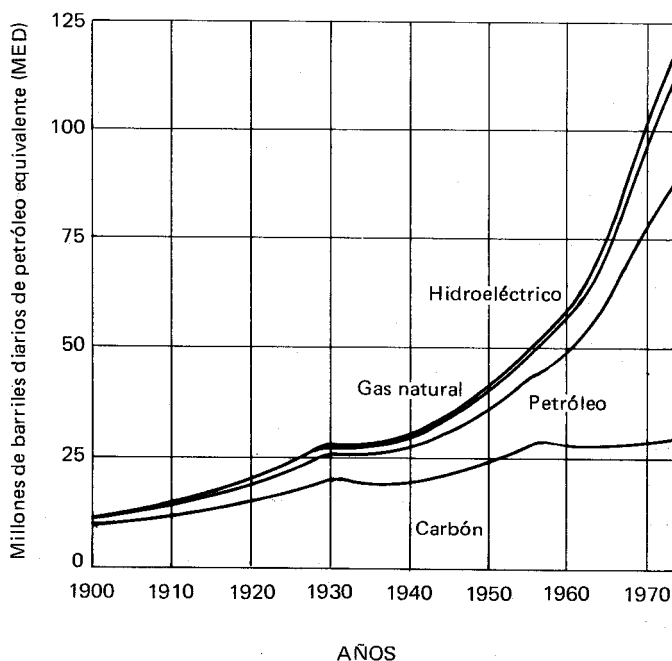
decisiones con relación a otras fuentes de energía se verá aún más reducido.

- 2.º **La demanda de consumo energético** continuará "*creciendo*" aunque las estrategias de conservación de los gobiernos de los países industrializados sean vigorosas, pues hay que considerar los crecimientos de consumo de los países no desarrollados o en vías de ello. Este crecimiento debe ser satisfecho de una manera progresiva por otras fuentes diferentes al petróleo, el cual deberá ser gradualmente reservado para usos en los que sea completamente imprescindible.
- 3.º **Otras fuentes energéticas deberán ser desarrolladas inmediatamente.** El cambio de una economía mundial dominada por el petróleo debe empezar a corto plazo. Cualquier alternativa diferente a la estructura energética actual requiere un período de al menos 8 ó 15 años para su desarrollo, por lo que la necesidad para la sustitución del petróleo se incrementará rápidamente a medida que la última década de este siglo se aproxime.
- 4.º Aunque las reservas de *gas natural* parecen ser grandes, será necesario fomentar de una manera importante el transporte del mismo, tanto a nivel internacional como a nivel de país. De todas formas, su desarrollo seguirá el mismo camino del petróleo.
- 5.º **El carbón y la energía nuclear** serán las energías más importantes y reemplazarán los déficits del petróleo hasta el final del siglo. El potencial de carbón puede contribuir de una manera importante al suministro de la energía futura, ya que sus reservas son relativamente abundantes; sin embargo, para un aprovechamiento sustancial de ellas es necesario avanzar en las tecnologías correspondientes de extracción y combustión, así como las relativas a la conservación del medio ambiente. Esta idea preocupa actualmente a los planificadores energéticos de muchos países, dado que una utilización masiva del carbón podría originar grandes daños tanto humanos como de medio ambiente. La electricidad generada por las plantas nucleares es capaz de contribuir de forma importante al suministro global de energía, aunque será necesaria una solución a los problemas políticos y sociales de esta fuente energética a escala mundial. La energía generada por "fusión" a escala comercial parece ser que no estará disponible de ninguna de las maneras para antes de este siglo. Una tecnología conjunta de reactores de alta temperatura con plantas de gasificación del carbón tiene unas excelentes perspectivas.
- 6.º Aunque las *fuentes "renovables"* de energía, por ejemplo solar, viento, olas, biomasa, etc., contribuirán con cantidades relativamente pequeñas en el suministro de energía durante los años que restan de este siglo, algunas de ellas pueden tener significativo peso en determinados usos. Su importancia probablemente se incrementará en gran manera después del año 2000, cuando la tecnología necesaria para su aprovechamiento esté más desarrollada y sus costes sean mucho más competitivos. Deberán hacerse esfuerzos a escala mundial para la investigación y desarrollo de ellas, debido a su carácter "limpio" y "renovable".

- 7.º Los incrementos de *eficiencia energética* más allá de las simples estrategias de conservación, pueden contribuir a reducir la demanda energética. Debe tenerse presente que las estrategias de conservación de energía deberán ser elementos "claves" en las estrategias futuras de los sistemas energéticos.
- 8.º La importante *interdependencia* entre los países en el sector energético requerirá una colaboración internacional en este campo energético en un grado no alcanzado antes en tiempo de paz. Esta colaboración entre países deberá realizarse a todos los niveles, como son financiación, investigación básica, investigación de desarrollo, etc. Deben proponerse objetivos internacionales de cooperación entre naciones.

Deberán tenerse en cuenta estas conclusiones, ya que de otra forma iríamos a precios de la energía cada vez más altos y a "gaps" entre el suministro y la demanda deseada de energía, lo que producirá depresiones en las economías de muchos países del mundo, originando tensiones de tipo político y social, que podrían acabar en confrontaciones y conflictos a nivel mundial.

Figura 1. Consumo mundial de energía



II. EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL

En la Figura n.º 1 que se adjunta, se muestra la evolución de la producción energética mundial a lo largo de este siglo; a partir de los años 50 puede verse el enorme crecimiento experimentado en la producción del petróleo. Además, la producción y el consumo del mismo están muy desequilibrados en las distintas partes del globo (véase Figura n.º 2), por lo que un enorme e intrincado sistema de transporte mueve alrededor de 50 MBD (millones de barriles diarios) desde los puntos de producción a los de consumo (véase Figura n.º 3). Al final de los años ochenta, es de prever que este transporte se incrementará hasta los 70 MBD.

La disponibilidad de energía a bajo precio, en particular en forma de petróleo, constituyó un elemento decisivo en el desarrollo espectacular de las economías occidentales a lo largo de la década de los sesenta y primeros años de la del setenta. Durante este período, los precios internacionales del petróleo permanecieron estables en términos nominales, lo cual, dado el alza de los otros precios, supuso un descenso en términos reales. Este proceso tuvo, entre otras consecuencias, la de favorecer un crecimiento económico basado en el uso intensivo de la energía, de tal manera que esta última creció en casi todos los países industrializados a ritmos más elevados que los del Producto Interior Bruto. A su vez, y como consecuencia de la evolución de los precios relativos en el sector energético, la demanda de petróleo en los países occidentales creció aún más deprisa que la de la energía primaria, hasta representar para el conjunto de los países de la OCDE alrededor del 53 % del total de la demanda de energía primaria en 1973, frente a sólo el 39 % en 1960.

Como es bien sabido, la situación y perspectivas energéticas sufrieron un cambio profundo a finales de 1973, cuando los países exportadores de petróleo multiplicaron por cuatro el precio de este último en el curso de unos pocos meses, llegándose incluso a aplicar embargos parciales que de haberse prolongado habrían tenido incalculables consecuencias para las economías occidentales. El alza de los precios del petróleo arrastró la de las demás fuentes de energía, poniéndose rápidamente de manifiesto la fragilidad de los esquemas de suministro y la necesidad de abordar la estrategia energética con un planteamiento global nuevo y distinto del considerado hasta entonces por todos los países industrializados.

Este alza de precios del petróleo ha incrementado las tensiones inflacionistas de los países industrializados, tanto por su incidencia directa sobre los precios de la mayoría de los productos, como por las repercusiones que dicha subida ha tenido sobre las balanzas de pagos de los países de mayor dependencia energética, lo cual ha contribuido a alimentar tasas de inflación desconocidas en el período de la posguerra. Buena parte de estos países han iniciado un proceso de reajuste global de sus economías, orientando sus políticas económicas hacia la reducción de consumos energéticos, en particular de los importados, en todos los ámbitos en que ello resulta posible y canalizando recursos productivos hacia la exportación, con objeto de compensar el deterioro ocurrido en la relación real de intercambio con los países exportadores de petróleo.

Una vez visto el importante papel que juega el petróleo en los sistemas energéticos de los países más industrializados del mundo, vamos a analizar las perspectivas futuras de los hidrocarburos a nivel mundial. Téngase presente que el problema del petróleo es actualmente un asunto de coordenadas mundiales.

Figura 2. Producción y Consumo de petróleo en el mundo, 1978

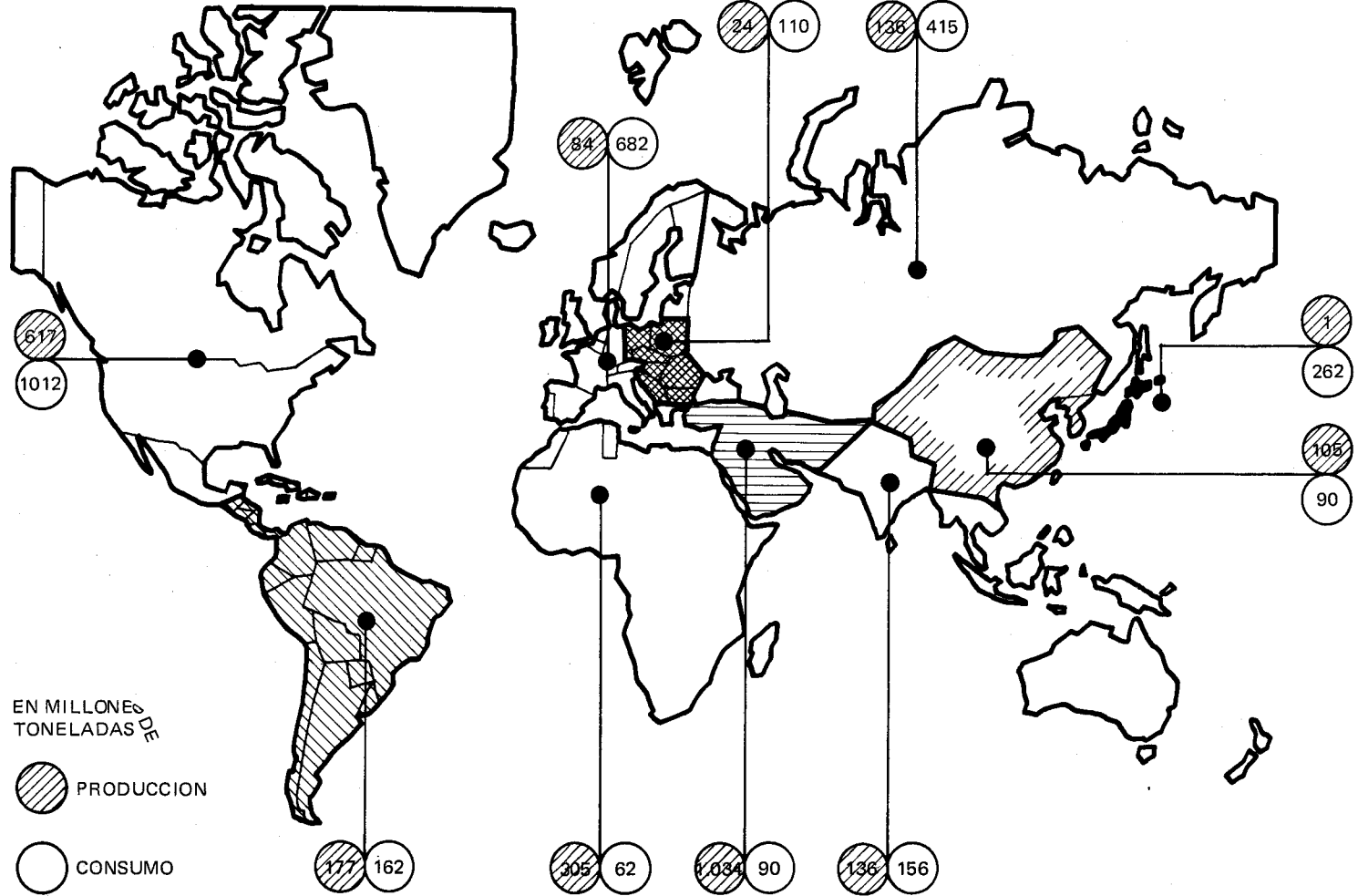
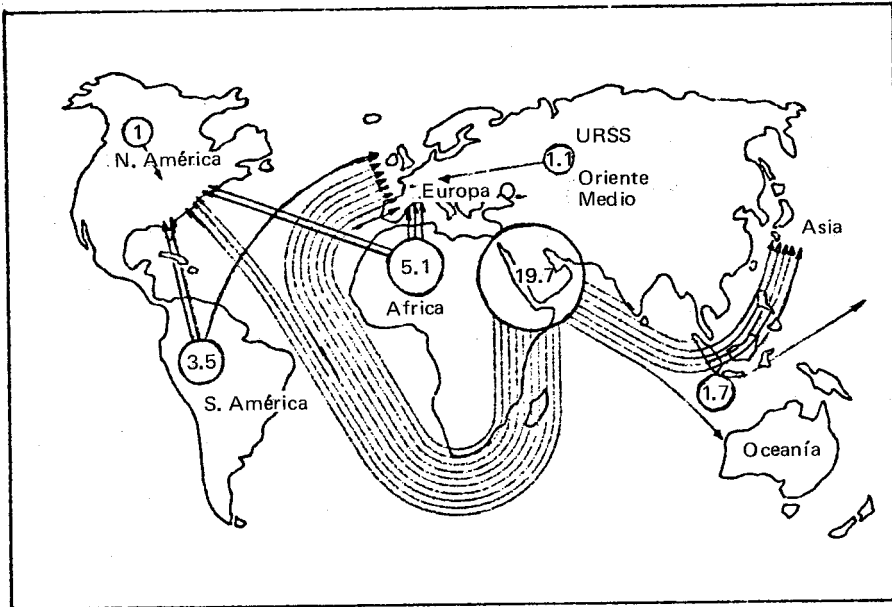


Figura 3. Transporte del petróleo en 1973

Unidad: MBD

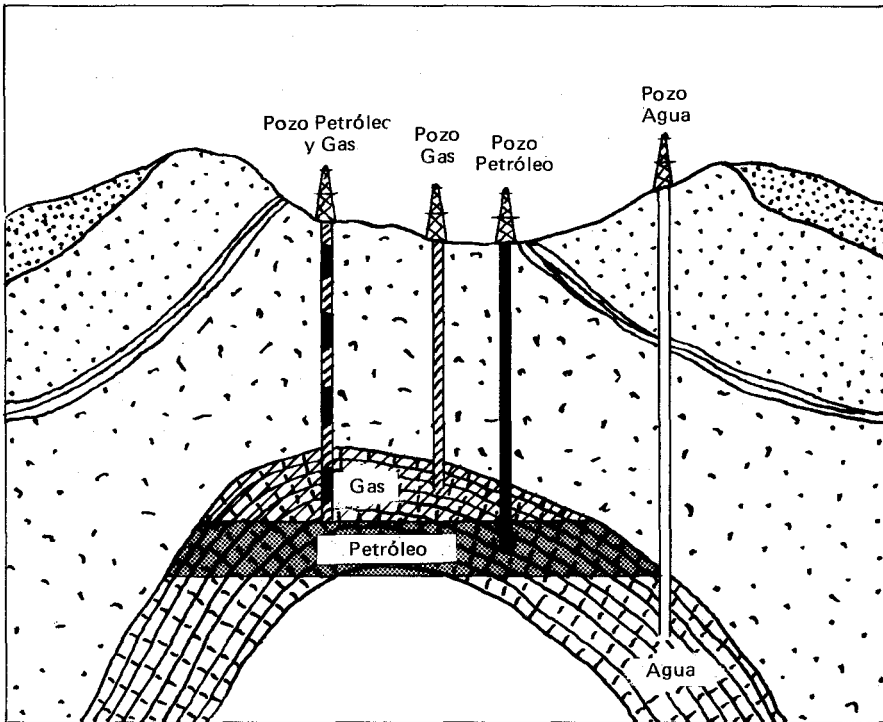


a) Extracción del petróleo

Es un error muy extendido el suponer que el petróleo se encuentra en grandes bolsas o lagos subterráneos que, una vez descubiertos, pueden ser bombeados con relativa facilidad. Sin embargo esto no es cierto; el petróleo se encuentra atrapado en los pequeños espacios o poros de ciertas rocas sedimentarias, algo así como el agua en una esponja. Al pasar el tiempo, el petróleo y el agua van filtrándose a través de la roca madre hasta encontrarse con una roca impermeable. La Figura n.º 4 muestra un ejemplo de campo petrolífero: la roca porosa está cubierta por una capa de roca impermeable; si esta capa de roca impermeable tiene forma de bóveda como se muestra en la figura, entonces los fluidos —el agua y con frecuencia también el petróleo— se irán acumulando gradualmente bajo ella; el crudo se irá separando gradualmente del agua y finalmente se situará en la parte superior de la roca porosa. Esto es un yacimiento petrolífero. A menudo se encuentra una capa de gas por encima del mismo, tal y como se muestra en la mencionada Figura n.º 4.

La existencia de estructuras subterráneas que podrían contener petróleo puede determinarse desde la superficie por diversas técnicas, destacando las de tipo sísmico. Aunque estas técnicas se han mejorado mucho durante los últimos veinte

Figura 4. Geología del petróleo



años, aún es necesario perforar pozos para ver si la estructura contiene realmente crudo en cantidades suficientes para que el yacimiento sea comercialmente interesante.

Al efectuar la perforación en el terreno, la propia presión natural del yacimiento fuerza la salida del petróleo. El crudo obtenido por esta presión natural se conoce normalmente como producción PRIMARIA. El porcentaje del petróleo del yacimiento que puede producirse de esta forma varía de un yacimiento a otro; depende de factores tales como la porosidad de la roca y la propia viscosidad del crudo. Es difícil establecer un promedio global para esta producción PRIMARIA, pero en los EE.UU., por ejemplo, supone un promedio de aproximadamente el 25 % del total del crudo contenido en el yacimiento.

La cantidad de petróleo obtenida puede aumentarse bombeando agua o gas en el interior del pozo para aumentar o mantener la presión. Estas técnicas reciben el nombre de recuperación SECUNDARIA y su éxito varía de unos yacimientos a otros; en algunos campos esta técnica funciona bien a causa de sus características físicas, pero en otros no. Por ejemplo, en los EE.UU. la recuperación secundaria ha permitido aumentar la producción desde una media del 25 % del total de petróleo existente en el yacimiento (1940) hasta el 32 % en el año 1975. En algunos países del Oriente Medio donde existen grandes reservas de gas natural (Irán), ha empe-

zado ya la inyección de gas en los campos petrolíferos para incrementar la producción de petróleo.

Otro método para mejorar las tasas de producción de campos petrolíferos es el de disminuir la viscosidad del crudo de modo que pueda fluir más fácilmente a través de los poros de la roca madre. Esto puede realizarse calentando el cubo, inyectando, por ejemplo, vapor de agua o productos químicos para diluir el crudo. Esto se llama recuperación TERCIARIA y no está aún muy utilizada, dado que esta tecnología es cara y no está todavía bien desarrollada.

La mayor parte de la producción mundial de crudo proviene de campos petrolíferos convencionales anteriormente descritos. Hay otras fuentes potenciales de petróleo, tales como la producción de crudo sintético a partir del carbón, la producción de petróleo de recursos no convencionales, y el gas natural líquido.

Actualmente la licuefacción de carbón tiene alguna importancia en Africa del Sur; ahora bien, las cantidades obtenidas representan sólo una pequeña parte del suministro mundial del crudo. El futuro de la licuefacción del carbón puede ser muy prometedor, y en el último capítulo de este documento se analiza su impacto en el sistema energético español.

Las pizarras bituminosas, arenas bituminosas, etc., pueden ser convertidas en combustibles líquidos similares a los provenientes del petróleo convencional. Las reservas de tales fósiles son amplias comparadas con las del petróleo convencional, pero la actual producción es muy pequeña, del orden de 0,2 MBD. Un análisis de las posibilidades de estos recursos muestra que con importantes incrementos en el precio de las otras energías, su producción puede alcanzar del orden de los 3 MBD para el año 2000; ahora bien, los gastos de capital y de explotación para producir tal volumen de petróleo son más grandes que los existentes actualmente para los convencionales, y el desarrollo de alguna de estas fuentes de energía presenta además importantes problemas de medio ambiente, los cuales deberán ser resueltos con anterioridad a cualquier incremento importante de su utilización.

Los líquidos de gas natural (NGL) son productos secundarios de la explotación de los pozos de gas. Generalmente son destilados junto con el crudo y su producción contribuye más al suministro de crudo que al del gas natural. En 1975 alrededor del 5 % de la producción total de crudo del mundo no comunista, provenía del NGL.

b) Oferta futura de petróleo

Las Reservas Comprobadas de petróleo se definen normalmente como la cantidad de crudo que puede obtenerse de las reservas conocidas con tecnologías y precios actuales. Por tanto, además de la producción PRIMARIA, las Reservas Comprobadas incluyen la producción potencial basada en el uso de técnicas SECUNDARIAS y TERCIARIAS en aquellos yacimientos donde tales técnicas hayan sido evaluadas.

Las Reservas Ultimas Recuperables son una estimación máxima de cuánto crudo podría ser producido. Normalmente incluyen tanto los nuevos descubrimientos como los aumentos de producción obtenibles por recuperaciones SECUNDARIAS y TERCIARIAS, suponiendo un desarrollo de estas tecnologías.

Muchos geólogos han hecho estimaciones de reservas mundiales de petróleo. Los valores han aumentado de alrededor de los 500 billones de barriles

(10⁹ barriles) a principios de los años 40, hasta alrededor de los 2.000 billones de barriles durante los años 60; desde 1960 las estimaciones han tendido a converger hacia los 2.000 billones de barriles, aunque algunas estimaciones sean algo superiores a esta cifra. Adoptaremos esta cifra de los 2.000 billones de barriles. Los geólogos no están de acuerdo sobre las reservas de crudo en el área socialista, pero en este análisis supondremos que representan del orden del 20 % del total mundial, por lo que las reservas totales del mundo no-socialista serían aproximadamente 1.600 billones de barriles.

Por otra parte, el crudo puede solamente producirse en yacimientos que ya han sido descubiertos y en los que se han instalado los dispositivos de producción. Cada yacimiento tiene una tasa potencial de producción que depende del tamaño del mismo, de sus características geológicas y de los dispositivos instalados. En algunos países los controles gubernamentales de producción pueden ser también un factor importante. Estos factores establecen, conjuntamente, un límite máximo a la producción anual de un yacimiento petrolífero.

La producción PRIMARIA está definida por la presión natural en el interior de la reserva y se obtiene el máximo rendimiento liberando esta presión gradualmente. En general, esto significa que es imposible producir en un año más del 10 % de las reservas recuperables existentes sin reducir la cantidad máxima de crudo que podría obtenerse. En algunos campos puede ser posible producir más rápidamente; en otros, la producción puede ser menor; pero en conjunto un ratio de Reservas Comprobadas producía de 10 a 1 es probablemente correcta para el conjunto de los yacimientos del mundo.

Sin embargo, la aplicación de un ratio de 10 a 1 implicaría que todos los campos petrolíferos conocidos están produciendo al máximo. Sin embargo, si se continúan efectuando descubrimientos de yacimientos, algunas reservas estarán en desarrollo; por tanto, aunque estos campos estarán incluidos en las Reservas Mundiales Comprobadas, pasarán algunos años antes de que empiecen a producir; éste era el caso en 1976 del yacimiento de la Bahía de Prudhoe, en Alaska, y el de muchos yacimientos del mar del Norte. Por consiguiente, una tasa de 15 a 1 es probablemente una estimación más justificable de la máxima tasa de producción posible del conjunto de las Reservas Totales Comprobadas del mundo.

La filosofía que puede servir de base para definir el posible perfil de la producción de petróleo es la siguiente: El nivel anual de Reservas Comprobadas de crudo se determina añadiendo a las Reservas Comprobadas al final de un año, las adiciones brutas de reservas descubiertas durante el año y restando la producción real habida durante el mismo. La máxima producción potencial a partir de esas reservas queda determinada por las Reservas Anuales Comprobadas y el ratio antes mencionado (R/P). Mientras que la demanda de crudo sea menor de su producción potencial, la producción de petróleo igualará a la demanda. Cuando la demanda del crudo exceda a la producción potencial, quedará limitada esta demanda a la de los potenciales máximos que definirán la producción real de crudo.

Por tanto, es posible proyectar un perfil de producción de crudo basándose en los factores siguientes:

- 1.º Una estimación de Reservas Comprobadas de petróleo en un año base.
- 2.º Una estimación de la tasa anual futura de adiciones brutas a las reservas de crudo.

3.º Una hipótesis del ratio Reservas/Producción. Por las razones anteriormente explicadas se adopta una tasa de 15 a 1.

4.º Una curva de demanda de petróleo.

c) Previsión del Balance Mundial del petróleo

Puede esperarse que la producción de petróleo será suficiente para satisfacer los crecimientos de demanda previstos en los próximos 8 ó 10 años; ahora bien, más tarde surge un "gap" entre el suministro y la demanda de petróleo que se incrementa rápidamente en cualquier hipótesis que pueda considerarse "razonable" con las coordenadas actuales. Este "gap" aparece como consecuencia de la diferencia entre las importaciones de petróleo deseadas por los países de mayor consumo y las máximas exportaciones disponibles de los países exportadores de petróleo. En la Tabla n.º 1 que se adjunta, se recogen las hipótesis tomadas para los distintos parámetros definidores del perfil de la producción del petróleo, de acuerdo con las consideraciones recogidas en el punto anterior. Los resultados del análisis para los próximos 50 años en el área geográfica no-socialista se recogen en la Figura n.º 5. Estos resultados están basados en el libro "Global Prospects 1985-2000 (WAES)", editado en 1977 por el MIT, y que recoge las conclusiones a que han llegado los países más industrializados del mundo y algunos productores de petróleo, como son: EE.UU., Alemania Federal, Francia, Italia, Japón, Holanda, Suecia, Noruega, Bélgica, Canadá, Irán, Venezuela, etc. Este estudio está enfocado a los países que actualmente están fuera del área socialista, ya que ha de tenerse presente que Rusia y China son fundamentalmente autóctonos en la actualidad, y por tanto el comercio energético con ellos es relativamente bajo.

El petróleo continuará jugando un importante papel en el campo de la energía; en su curva de producción se tendrá una punta para "antes" del año 2000. El incremento de demanda de crudo considerado ha sido de aproximadamente un 2 % frente al 6 ó 7 % históricos; esta disminución en la demanda del petróleo se producirá solamente si se toman importantes medidas de conservación en las naciones industrializadas y ciertas restricciones de crecimiento en países en vías de desarrollo. El citado "gap" entre la producción y la demanda de crudo surge para un año dado anterior al 2000, y en la Tabla n.º 2 que se adjunta, se recogen el déficit entre las importaciones deseadas y el petróleo para el año final de este siglo.

Naturalmente este "gap" es teórico, pues desde el punto de vista económico la oferta siempre es igual a la demanda vía precios si la economía lo permite, o bien por otros medios. Indudablemente, si no se ponen soluciones a este problema las tensiones internacionales se verían incrementadas ya que las naciones competirían por las cantidades de petróleo producido. Este "gap" entre la producción de petróleo y su demanda deseada debe ser atacado lo más pronto posible, ya que si no el balance entre la producción y el consumo se adquirirá a través de un fuerte incremento en los precios mundiales del petróleo que dañaría, relativamente, más a los países pobres.

d) Gas natural

El gas natural es un combustible limpio y conveniente, con buenas aplicaciones en los sectores residencial y comercial, y también para usos específicos en el sector industrial. Las reservas mundiales son amplias —las probadas son del orden

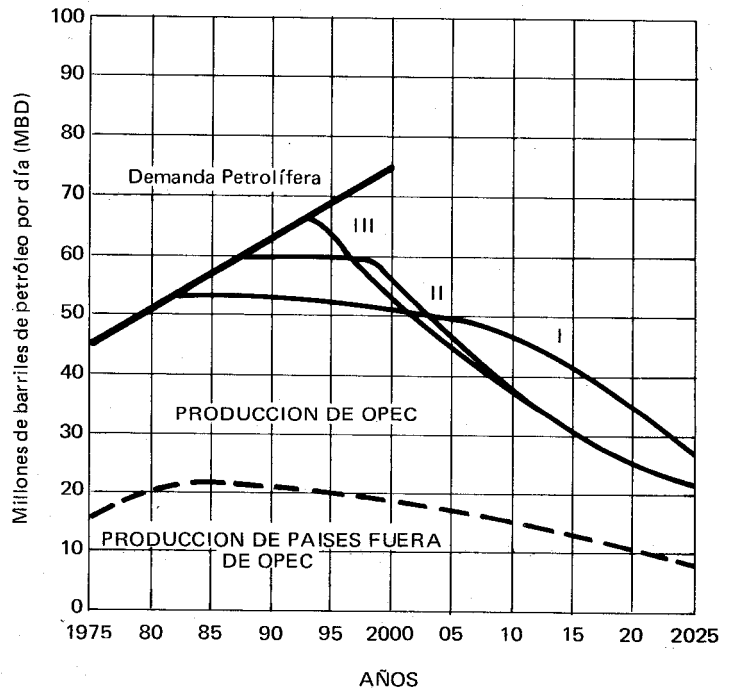
Figura 5. Previsión del balance del petróleo en el mundo no socialista

Límite máximo producción de OPEC 33 MBD

Límite máximo producción de OPEC 40 MBD

Unicamente con el límite técnico de

$$\frac{\text{Reserva}}{\text{Producción}} = \frac{1}{15}$$



Fuente: "GLOBAL PROSPECTS 1985-2000 (WAES)" publicado en 1977 por Massachusetts Institute of Technology (MIT)

Tabla N.º 1

HIPOTESIS PARA LA DEFINICION DEL PERFIL DE LA OFERTA DE PETROLEO

Area geográfica: Países del Mundo No-Socialista

1) Reservas Comprobadas en el mundo No-Socialista el 31-12-1975	555 billones de barriles (10 ⁹ barriles)
— Países OPEC	
- Arabia Saudita	152 BB
- Resto Oriente Medio	208 BB
- Otros países OPEC	90 BB
TOTAL OPEC	450
- Países Oeste Europa	25 BB
- Norteamérica	40 BB
- Resto países No-Socialistas	40 BB
TOTAL	<u>105</u>
TOTAL PAISES NO SOCIALISTAS	555
2) Demanda de crudo del mundo No-Socialista en 1975 ..	45 MBD (16,5 billones de barriles al año)
3) Crecimiento de la demanda de Petróleo del mundo No-Socialista (*)	Período 1975-1985: 2,3 % anual Período 1985-2000: 1,8 % anual
4) Aumentos brutos de reservas de petróleo	Período 1975-2000: 10 billones de barriles al año. Período 2000-2025: disminuye hasta 4 billones de barriles al año en 2025.
5) Tasa media Reservas/Producción	15 a 1 (**)

(*) El incremento histórico de la demanda de crudo para los países No-Socialistas fue:

 Período 1960-1972: 6,2 % anual

 Período 1972-1975: 0,5 % anual

(**) Se han supuesto distintas tasas para los países de OPEC y para los de fuera de la OPEC. Además se han hecho hipótesis sobre limitaciones políticas en los niveles de producción.

Tabla N.º 2

RESUMEN DEL BALANCE DE PETROLEO EN EL AÑO 2000

Unidad: Billones de Barriles de petróleo

Area Geográfica: Países del mundo no-Socialista

a) Importaciones deseadas:	
– Norteamérica	15,8
– Oeste de Europa	13,2
– Japón	8,2
– Mundo No-Socialista sin OPEC	9,6
– Almacenado en barcos	4,5
	<hr/>
Total importaciones deseadas	51,3
b) Exportaciones posibles:	
– OPEC	35,2
c) Déficit de Suministro	16,1

Fuente: "GLOBAL PROSPECTS 1985-2000 (WAES)" publicado en 1977 por Massachusetts Institute of Technology (MIT)

de los 65×10^9 TEP—, aunque el futuro papel del gas natural como una fuente energética vendrá determinado no solamente por sus reservas, sino también por cómo se resuelvan los problemas de transporte y distribución del gas desde los pozos productores a los consumidores y por las políticas de exportación seguidas por los países productores.

El gas natural se ha movido en el pasado del suministrador al consumidor a través de gaseoductos. Los costes de estas redes de gaseoductos son altos, por lo que únicamente cuando haya garantía tanto en el lado de la demanda como en el de la oferta, estas redes se llevarán a efecto.

La dependencia actual del gas natural es muy distinta de unos países a otros, y así, por ejemplo, su porcentaje actual en Suecia, Dinamarca y Japón es prácticamente nula, mientras que en los Estados Unidos es aproximadamente del 30 % y en Holanda alrededor del 47 %.

Una alternativa a los gaseoductos es el transporte licuado en tanques especiales; este procedimiento requiere amplias inversiones y aproximadamente el 25 % del gas se pierde en los procesos de transformación y transporte.

La conversión de gas natural en metanol simplifica los problemas de transporte al eliminar la necesidad de costosos barcos, así como también la de los equipos de licuefacción y regasificación; sin embargo, la producción de metanol requiere la construcción de importantes plantas de conversión con pérdidas energéticas de aproximadamente el 40 %, bastante mayor del 25 % de la licuación; con los precios actuales la conversión del gas natural a metanol empieza a ser competitiva con respecto a su licuefacción, para transportes marinos mayores de 10.000 km.

Las estimaciones analizadas en el citado estudio de WAES indican que, para el año 2000, las importaciones requeridas de gas serán alrededor de los tres millones de barriles equivalentes de petróleo diarios (MBD) para Norteamérica, 4 para el oeste de Europa y 1,5 para Japón, lo que totaliza alrededor de los 8,5 MBD. Si se suponen unas exportaciones de la URSS hacia el oeste de Europa de alrededor de 1 MBD para el año 2000, las otras 7,5 restantes fundamentalmente deberán venir de los países, de las actitudes que tomarán los Gobiernos de la OPEC hacia las exportaciones del gas y de las disponibilidades financieras para las inversiones necesarias para su transporte y distribución.

Resumiendo todo lo anterior se tiene que las perspectivas de disponibilidad a nivel mundial del gas natural seguirán un modelo similar al previsto para el petróleo. Todos los estudios realizados hasta ahora por varios organismos internacionales muestran que la producción del gas natural empezará a disminuir algún año próximo después del año 2000, aunque este punto no ha sido estudiado tan intensamente como en el petróleo; ahora bien, estos análisis indican que el gas natural no debe considerarse como un sustituto del petróleo a largo plazo, y deben, por tanto, hacerse esfuerzos dirigidos para la sustitución —tanto del petróleo como del gas natural— por otras fuentes de energía.

III. SITUACIÓN DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL EN NUESTRO SISTEMA ENERGÉTICO

Después del análisis sobre los hidrocarburos, realizado a nivel mundial en el capítulo anterior, vamos a centrarnos ahora solamente en el sistema energético español.

La incidencia sobre la economía de la crisis internacional originada por el alza de los precios del petróleo, se ha visto amplificada por el alto nivel de dependencia energética de nuestra economía, consecuencia no sólo de una política de precios baratos, sino también del insuficiente esfuerzo realizado en la prospección e investigación de los recursos energéticos propios y de una excesiva orientación hacia el petróleo. A su vez, la rigidez de nuestras importaciones de energía contrasta con la elasticidad de la demanda de nuestras exportaciones, lo cual nos lleva necesariamente a un difícil proceso de ajuste interno que apenas se ha iniciado y del que las acciones encaminadas a obtener un ahorro sustancial en la utilización de la energía constituyen un elemento esencial.

El consumo energético español por unidad de producción, está entre los más elevados de la OCDE. En el nivel de desarrollo en que se encuentra nuestra economía, las industrias básicas, grandes consumidoras de energía, tienen un peso relativamente mayor que en las economías más avanzadas, que suelen contar con una estructura industrial que incorpora más tecnología y valor añadido por unidad de producto. Pero con ser importante no es la única, ni tal vez la principal, razón de nuestro elevado consumo energético, puesto que la mayor participación de la industria pesada en la producción se ve probablemente compensada, en lo que al consumidor de energía se refiere, por la importancia que los servicios tienen en nuestra economía. La política de precios y la falta de estímulos para obtener menores consumos específicos constituyen otros tantos motivos de utilización inadecuada de ese recurso cada vez más escaso que es la energía.

Estas circunstancias han condicionado la profunda transformación que ha sufrido la demanda energética en España a lo largo de los últimos años y que recoge el Cuadro n.º 1. En el período 1963-1976, las necesidades de energía primaria aumentaron en más del doble, el porcentaje del carbón disminuyó del 40 al 15 % del total de la energía consumida y la participación relativa de la energía hidráulica se redujo en proporción mayor aún. Todo ello en beneficio casi exclusivo del petróleo, que ha pasado a representar en 1976 alrededor del 72 % del consumo de energía primaria en vez del 35 % en 1963.

De otro lado, la estructura por energías primarias en España está distorsionada en relación con los países europeos, particularmente en cuanto a la participación del gas natural se refiere, ya que en España la participación de esa fuente de energía primaria ha sido del 2 % en 1976 frente a un 16,4 % de media en los países de la CEE. Los resultados obtenidos en exploración en los países europeos permitieron desarrollar prontamente una red de transporte por tubería que en nuestro país no se ha iniciado hasta fechas muy recientes.

Para conocer bien un sistema energético es necesario disponer de sus balances energéticos en diversos años. Los distintos tipos de energía deben expresarse en una unidad común mediante equivalentes energéticos, y de esta forma pueden

Cuadro N.º 1
EVOLUCION DEL CONSUMO INTERIOR BRUTO
DE ENERGIA PRIMARIA EN ESPAÑA

	Unidades: 10 ⁶ TEC y (%)		
	1963	1973	1976
Carbón	14,7	14,5	14,5
(%)	(39,8)	(17,3)	(15,4)
Petróleo	13,1	56,0	67,7
(%)	(35,5)	(66,7)	(72,1)
Gas Natural	0	1,2	1,9
(%)	(0)	(1,4)	(2,0)
Nuclear	0	2,2	2,4
(%)	(0)	(2,6)	(2,6)
Hidráulica	9,1	10,1	7,4
(%)	(24,7)	(12,0)	(7,9)*
TOTAL	36,9	84,0	93,9
(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)
IMPORTACION NETA	37,9	72,2	75,9
(% s/DEMANDA)			

(*) Fue un año muy seco, desde el punto de vista hidroeléctrico.

preverse las necesidades futuras de energía del sistema, las posibilidades de sustitución entre los distintos tipos energéticos y, en definitiva, el impacto sobre el sistema de cualquier estrategia de desarrollo energético.

Siguiendo los formatos utilizados por la OCDE y la Agencia Internacional de la Energía, los balances energéticos están presentados en forma de tablas, figurando todos los tipos de energía comercial, tanto primaria (carbón, crudo, etc.) como final (electricidad, coque, etc.). Una representación del flujo energético se ha recogido en la Figura n.º 5b, que se adjunta. En este esquema se han representado gráficamente los "inputs" y "outputs" de los procesos de transformación de la energía primaria en energía final para el sistema energético español en el año 1976. También se han indicado en el esquema las eficiencias obtenidas en cada proceso.

En cuanto al consumo de energía final en nuestro sistema, puede observarse que dicho consumo está muy concentrado en los sectores Industrial y de Transporte, con más del 80 % para el año 1976. La evolución de este consumo final de energía para el período 1968-76 se ha recogido en el Cuadro n.º 2 que se adjunta. También se ha recogido con un mayor detalle la evolución estructural acaecida en varios subsectores en que se han considerado divididos los sectores Industrial, Transportes y Residencial-Comercial. Salta a primera vista la gran "inercia" que tiene un sistema energético grande como es el nuestro, lo cual permite obtener previsiones a corto y medio plazo con la debida fiabilidad.

Cuadro N.º 2

EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SECTORES

	Unidad: %		
	1968	1972	1976
INDUSTRIAL	49,7	50,2	52,7
TRANSPORTE	31,2	29,2	27,8
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	14,8	14,7	13,8
SECTOR AGRICOLA Y GANADERIA	6,1	5,9	5,7

Finalmente vamos a ver el papel que juegan los distintos productos petrolíferos y el gas natural en la satisfacción de la demanda energética de cada uno de los sectores citados. El crudo importado por España procede principalmente de los países de Oriente Medio (véase Figura n.º 6); aunque últimamente se ha aumentado el porcentaje de petróleo procedente de Venezuela y Méjico. Este crudo es procesado en las refinerías españolas, que tienen actualmente una capacidad de refinado de unos 76 millones de Tm/año, repartidas tal y como indica el Cuadro n.º 4 adjuntado. Actualmente se está en vías de reforma de algunas refinerías con objeto de obtener unos porcentajes más altos de productos ligeros.

La evolución de consumo de los productos petrolíferos muestra en 1976 una disminución relativa de productos intermedios con un aumento de los productos ligeros (nafta para la industria petroquímica y gases licuados del petróleo) y de los

Figura 5 b. Diagrama del flujo energético

Año: 1976
 Unidad: 10³ tec

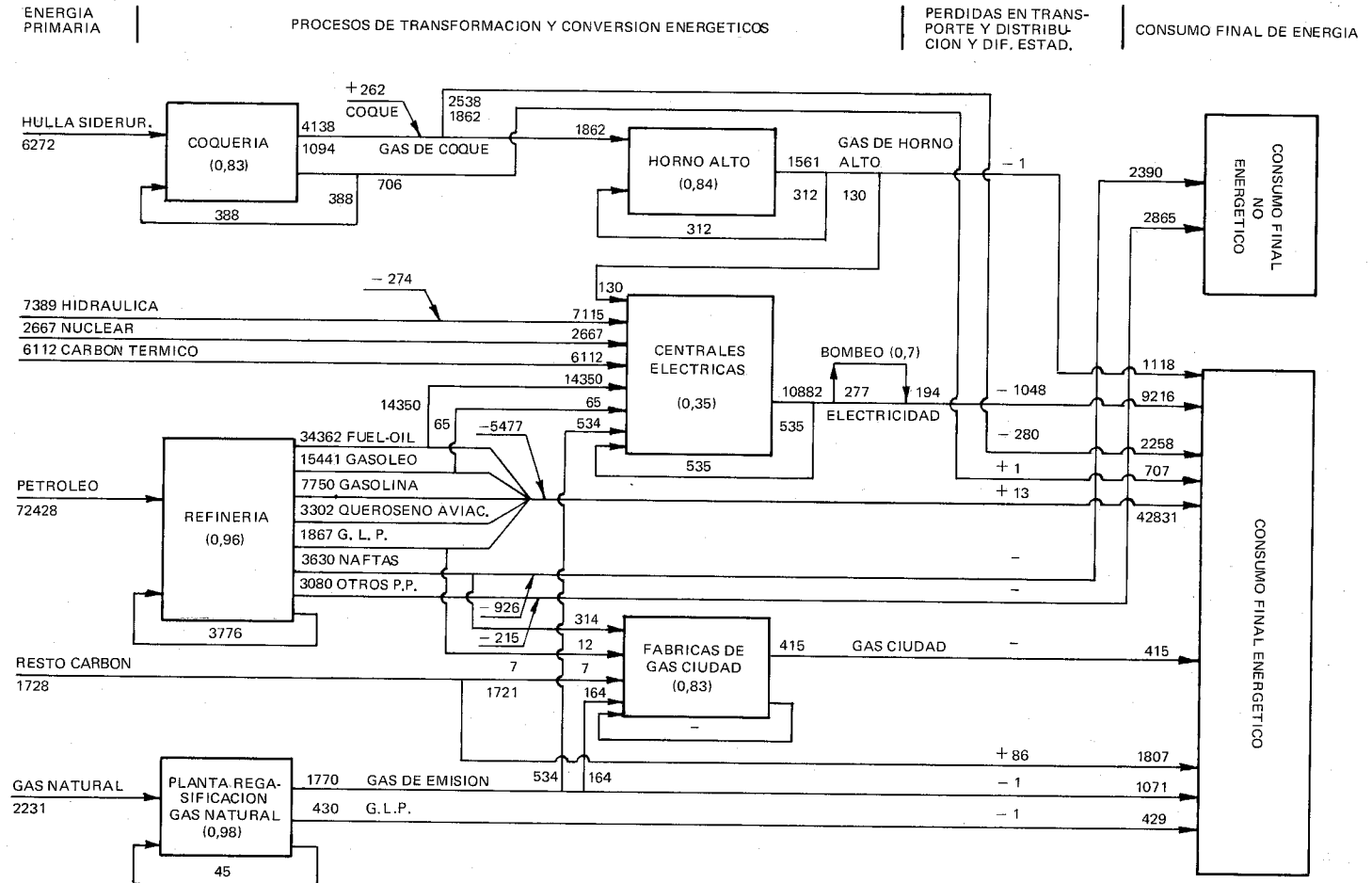
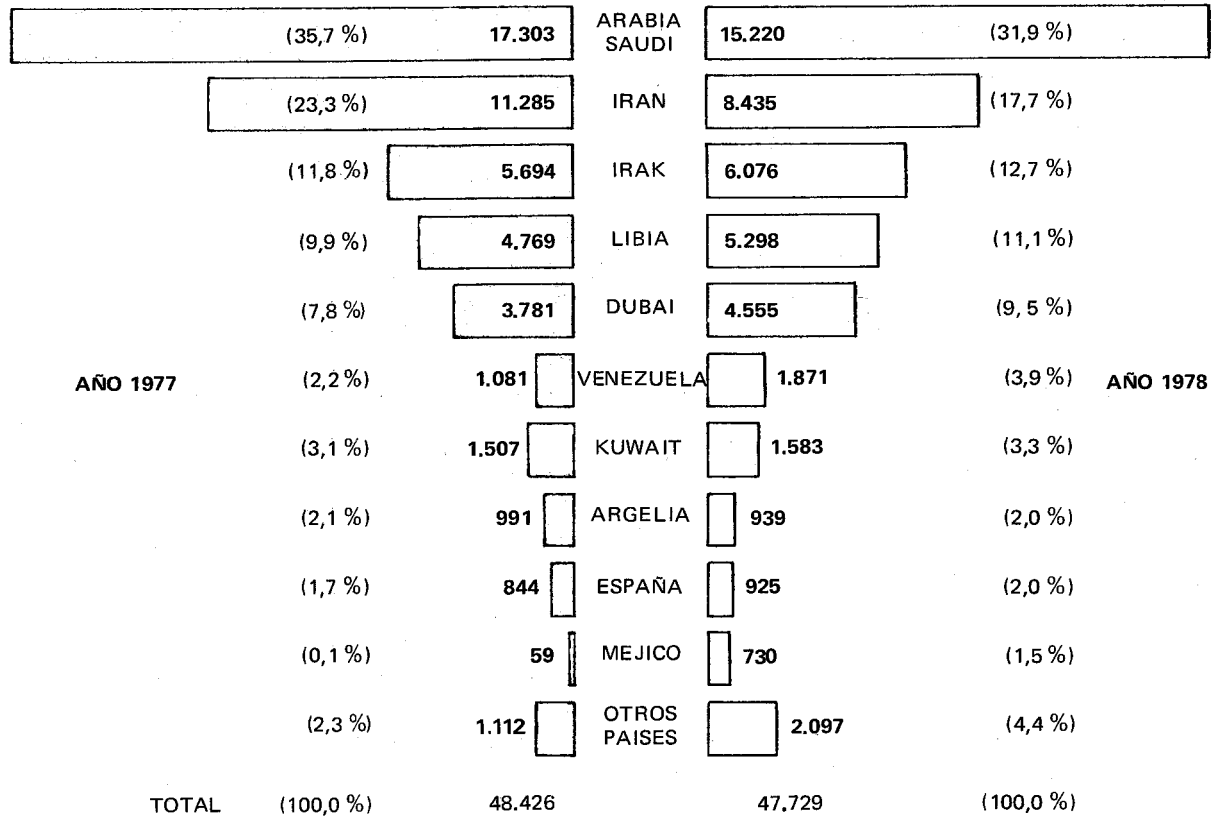


Figura 6. Abastecimiento de petróleo crudo a España en 1977 y 1978



EVOLUCION SECTORIAL DEL CONSUMO ENERGETICO

Unidades: 10³ TEC y Porcentaje

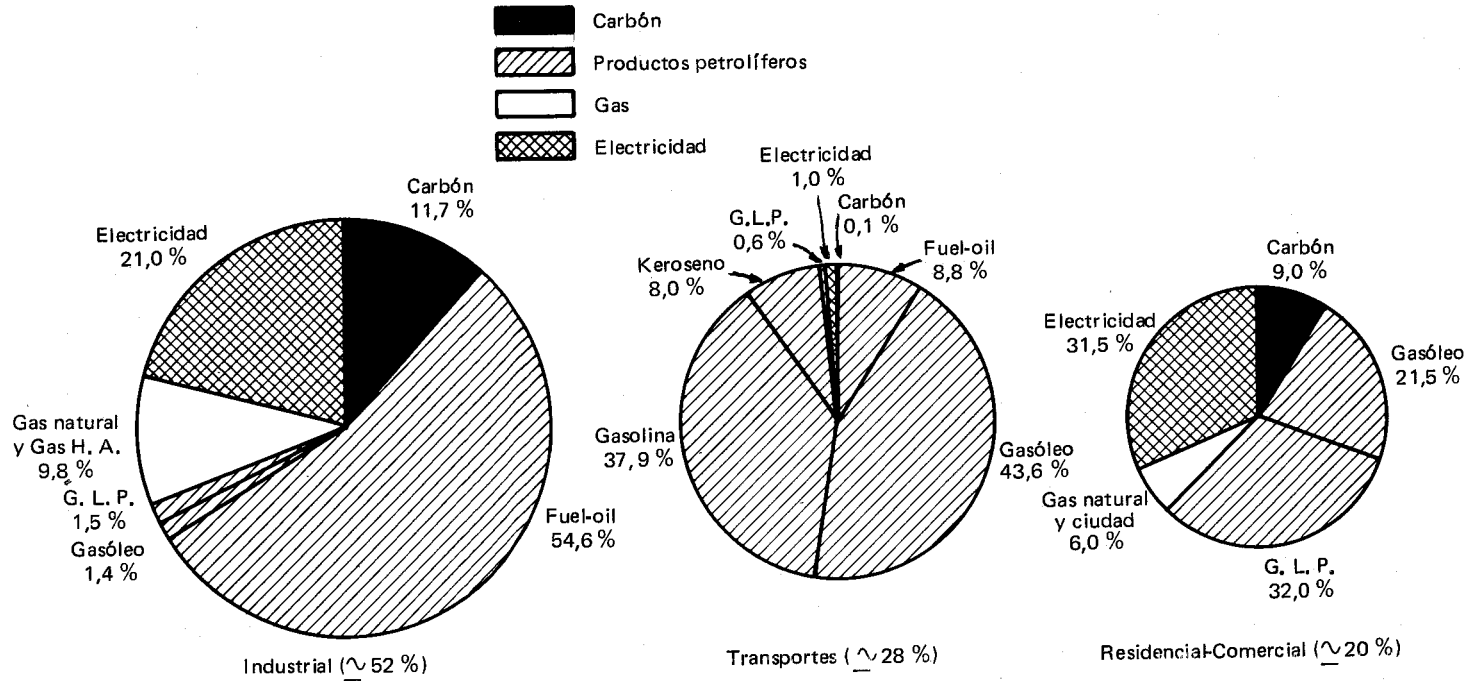
	AÑOS						
	1968		1972		1976		
	TOTAL	%	TOTAL	%	TOTAL	%	
Consumo Energía Final: (CEF)	33.309		48.974		59.948		
Sector Industrial	Siderurgia	4.097	25,7	6.451	26,2	6.976	24,7
	Cemento	2.720	17,0	3.105	12,6	3.686	13,0
	Papel	622	3,9	1.026	4,2	1.599	5,7
	Químico	2.169	13,6	3.589	14,6	4.113	14,5
	Resto Sector	6.346	39,8	10.441	42,4	11.907	42,1
	Total Sector Industrial . . .	15.954	100,0	24.612	100,0	28.281	100,0
Sector Transportes	Gasolina-Auto	3.133	29,9	5.192	36,4	7.200	37,9
	Gasóleo-Auto	3.099	29,8	3.965	27,8	6.318	33,2
	Queroseno-Aviación	486	4,7	1.085	7,6	1.521	8,0
	Resto Sector	3.712	35,6	4.034	28,2	3.970	20,9
	Total Sector Transporte . . .	10.410	100,0	14.276	100,0	19.009	100,0
Total Sector Residencial y Comerc.	4.919	100,0	7.204	100,0	9.641	100,0	
Total Sector Agrícola y Ganadero	2.026	100,0	2.882	100,0	3.017	100,0	

Cuadro N.º 4

CAPACIDAD DE LAS REFINERIAS ESPAÑOLAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1978

Empresa	Localidad	Capacidad de refino Toneladas / Año
ENPETROL	ESCOMBRERAS	10.000.000
	PUERTOLLANO	6.000.000
	TARRAGONA	12.000.000
PETROLIBER.	LA CORUÑA	7.000.000
CEPSA	SANTA CRUZ DE TENERIFE . .	8.000.000
	ALGECIRAS	8.000.000
PETROMED	CASTELLON DE LA PLANA . .	8.000.000
ERT	HUELVA	6.000.000
PETRONOR	SOMORROSTRO	10.000.000
ASESA	TARRAGONA	1.100.000
TOTAL		76.100.000

Figura 7. Consumo de energía final por sectores



más pesados, en especial del fuel-oil con destino a las centrales térmicas, que ha representado cerca del 21,6 % del consumo total de productos petrolíferos en 1976 en vez del 6,8 % en 1963, tal y como muestra a continuación la Tabla n.º 3.

Tabla N.º 3
EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS
PETROLIFEROS
Unidad: Miles de Tm.

	1963		1976	
	Cantidad	%	Cantidad	%
Subtotal productos ligeros	1.407	16,6	8.836	19,3
– G.L.P. y gases de refinerías	176	3,2	2.173	4,8
– Gasolinas	1.048	12,4	4.860	10,6
– Naftas	83	1,0	1.803	3,9
Subtotal productos medios	2.672	31,6	9.362	20,5
– Kerosenos	464	5,5	1.081	2,4
– Gasoil y Diesel-oil	2.208	26,1	8.281	18,1
Subtotal productos pesados	4.383	51,8	25.028	54,7
– Fuel-oil	3.934	46,5	22.915	50,1
– Térmico de servicio público	(576)	(6,8)	(9.902)	(21,6)
– Otros	449	5,3	2.113	4,6
Consumo final total	8.462	100,0	43.226	94,5
Consumos propios y pérdidas	–	–	2.521	5,5
Consumo Interior Bruto	–	–	45.747	100,0

Todos los productos petrolíferos anteriormente citados y el gas satisfacen, en parte, el consumo energético de los tres grandes sectores considerados: Industrial, Transporte y Residencial-Comercial. Para el año 1976 se ha representado en la Figura n.º 7, la participación de cada producto petrolífero y del gas en el consumo de cada sector. Se ve la importancia del consumo del petróleo en los tres sectores y muy fundamentalmente en el sector Transporte.

En cuanto a la incidencia del sector energético en nuestro comercio exterior, puede decirse que es fundamental. La producción nacional de energía primaria ha permanecido prácticamente estable desde 1963, de tal forma que los aumentos conseguidos, tanto en lo que se refiere a la producción petrolífera (del orden del 3 % del consumo, si bien las perspectivas para los próximos años son más favorables) como en lo relativo a energía hidráulica y nuclear (a partir de 1969) no han hecho sino compensar la caída de la producción de carbón. El déficit energético se cubre casi exclusivamente a base de petróleo, cuyas importaciones supusieron en 1977 un desembolso neto de 317.000 millones de pesetas, equivalente a un 25,3 % del conjunto de nuestras importaciones.

El fuerte incremento de consumo energético registrado a partir de 1960 se ha debido en parte a una política de precios que se ha caracterizado por un conti-

nuevo abaratamiento de la energía en términos reales entre 1960 y 1973 y de nuevo, tras el alza de 1974/1975, en 1976. Todo ello ha motivado que las importaciones de energía representaran en 1976 algo más del 5 % del PIB y que el déficit de la balanza energética superara ese mismo año el 50 % del déficit comercial total. La magnitud del problema y los riesgos que haría correr a nuestra economía un nuevo aumento masivo de los precios del petróleo exigen una decidida política energética que no sólo pretenda reducir el consumo, sino que además estimule la búsqueda y el desarrollo de los recursos energéticos nacionales.

En resumen, los hechos más destacables de nuestra situación energética actual son:

- a) Un crecimiento excesivo, hasta etapas recientes, de la demanda en relación con el PIB.
- b) Inexistencia de un plan de conservación de energía adecuado.
- c) Nivel de precios energéticos, inferior al de la media europea occidental, en particular en el sector Industrial y Transportes.
- d) Insuficiente actividad en la exploración de materias energéticas.
- e) Fuerte dependencia del exterior en nuestro abastecimiento y muy particularmente del petróleo, que constituye el principal elemento de desequilibrio de la Balanza de Pagos.
- f) Como resultado de los dos puntos anteriores, un grado de autoabastecimiento y de diversificación más limitado que el de la mayoría de los países europeos y, consecuentemente, acusada vulnerabilidad en el plano energético.

Cuadro N.º 5

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLIFEROS EN 1977

En Millones de TEC

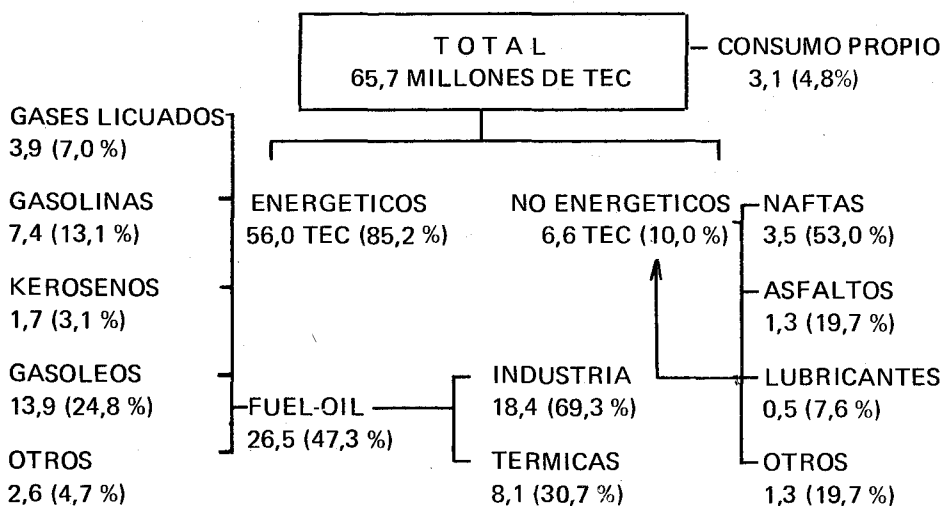
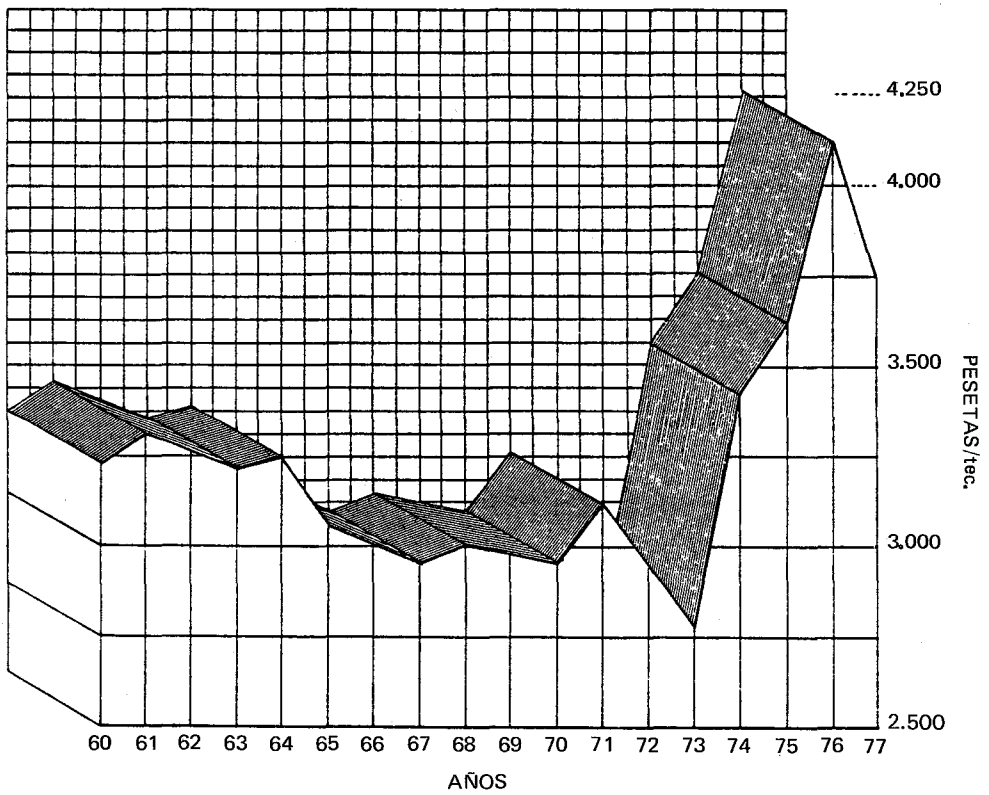


Figura 8. Evolución del precio promedio español de la energía

Unidad: Ptas. constantes de 1970



g) Insuficiente desarrollo tecnológico.

h) Fragmentación empresarial e insuficiente coordinación administrativa.

El Plan Energético Nacional últimamente aprobado por el Parlamento español trata de corregir esta difícil situación de nuestro sistema energético.

IV. PERSPECTIVAS FUTURAS DEL SECTOR DEL PETRÓLEO Y DEL GAS EN NUESTRO SISTEMA ENERGÉTICO

En julio de 1979, tras un dilatado período de preparación y discusiones, fueron aprobadas por el Parlamento una serie de resoluciones sobre el Plan Energético Nacional, que trazan las líneas maestras que habrá de seguir la futura política energética del país a corto y medio plazo.

Como ya se ha indicado, la problemática que tiene planteada España en el ámbito energético es similar a la de la mayoría de los países industrializados del mundo occidental y está centrada en la fuerte dependencia del exterior en el abastecimiento energético y en la elevada participación del petróleo en la cobertura de la demanda energética. Consecuentemente, el objetivo de nuestra política energética ha de consistir básicamente, y así lo establece el Plan Energético, en reducir en lo posible la citada dependencia del exterior y en tratar de *disminuir el papel preponderante del petróleo* en el sistema energético nacional, de modo que pueda asegurarse un crecimiento económico sostenido.

Las medidas a adoptar se enmarcan también dentro del cuadro de acciones que internacionalmente se reconocen como eficaces para afrontar la situación descrita, y pueden concretarse en los siguientes puntos:

- Moderación efectiva de los incrementos de la demanda energética, conjugando el fomento de medidas conducentes al ahorro y uso racional de la energía con una política de precios energéticos que responda a los costes reales del suministro.
- Propugnar la máxima utilización de los recursos energéticos autóctonos.
- Potenciar los esfuerzos para hacer posible la utilización de las llamadas nuevas energías.
- Sustituir, en la medida de lo posible, los consumos actuales y futuros de productos petrolíferos por otros recursos energéticos, tales como energía nuclear y carbón.

Estos criterios generales que enmarcan el desarrollo del sistema energético nacional son también aplicables al subsector eléctrico, teniendo en cuenta, claro está, las características específicas de este subsector. Por consiguiente, podríamos resumir también en los cuatro puntos siguientes las guías maestras en las que se ha basado la planificación de las nuevas centrales eléctricas:

- 1.º Construcción de un número de centrales de carbón que permita la máxima utilización de la producción nacional previsible de carbones. Complementariamente se ha tenido en cuenta la utilización de carbón importado.

- 2.º Definición de nuevos aprovechamientos hidráulicos, teniendo muy en cuenta la función preponderantemente reguladora que en el futuro ha de tener este tipo de energía y cuya utilización habrá de compatibilizarse progresivamente con otras necesidades prioritarias como abastecimientos, riegos y otros usos.
- 3.º No consideración de la instalación de ninguna nueva central para utilización exclusiva de fuel-oil o de gas natural, con excepción de los territorios insulares.

La utilización de las centrales térmicas de fuel-oil será más reducida para disminuir las importaciones de crudos, compatible con:

- Requerimiento mínimo impuesto por limitaciones técnicas de la estructura de refino.
 - Requerimiento por necesidades de regulación del sistema eléctrico.
- 4.º Utilización de la energía nuclear en la cuantía requerida por la demanda, después de aplicar los criterios descritos en los puntos anteriores.

Teniendo en cuenta toda la filosofía encerrada en los puntos anteriores, y de acuerdo con las posibilidades energéticas autóctonas de España y del comercio energético futuro, es necesaria la utilización de un modelo energético que nos optimice la estructura de nuestra oferta energética.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), creó en mayo de 1977 un grupo de trabajo a nivel internacional para que preparase y pusiese a punto un modelo energético —MARKAL— que permitiese estudiar el desarrollo energético de cada país de la AIE, y del conjunto de ellos.

El modelo MARKAL se desarrolló en los laboratorios de BROOKHAVEN (EE.UU) y JÜLICH (Alemania). Muchas características de este modelo han sido adoptadas de modelos energéticos ya existentes en estos laboratorios como son el BESOM (1), DESOM (2) y KFA ENERGY SUPPLY OPTIMISATIONS MODEL (3); sin embargo, han sido introducidas importantes características para satisfacer los requerimientos específicos de los sistemas energéticos de la AIE.

Pues bien, este modelo MARKAL ha sido aplicado al sistema energético español, y sus resultados muestran lógicamente una coherencia con los valores recogidos en el PEN. Pueden existir pequeñas diferencias debido a que alguna hipótesis de desarrollo de ciertas variables no coinciden exactamente en el caso del PEN y en el del proyecto de la AIE (téngase en cuenta que en este caso hubo 18 países para definir las citadas hipótesis).

De la voluminosa información obtenida en este análisis, se ha recogido en la Figura n.º 9 y en el Cuadro n.º 6, que se adjuntan, la evolución estructural futura de

(1) *Brookhaven Energy Systems Optimisation Model (BESOM)*. E. A. Cherniavsky, BNL-19569, Diciembre 1974.

(2) *A dynamic time dependent model for the analysis of alternative energy policies*. W. Marcuse et al. (In: K.B. Haley, ed. *Operational Research 1975*, North Holland Publishing Company, 1976).

(3) *The KFA Energy Supply Optimisation Model and its Underlying Software Concept*. Internal Paper G. Egberts, KFA Jülich, Junio 1977.

Figura 9

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

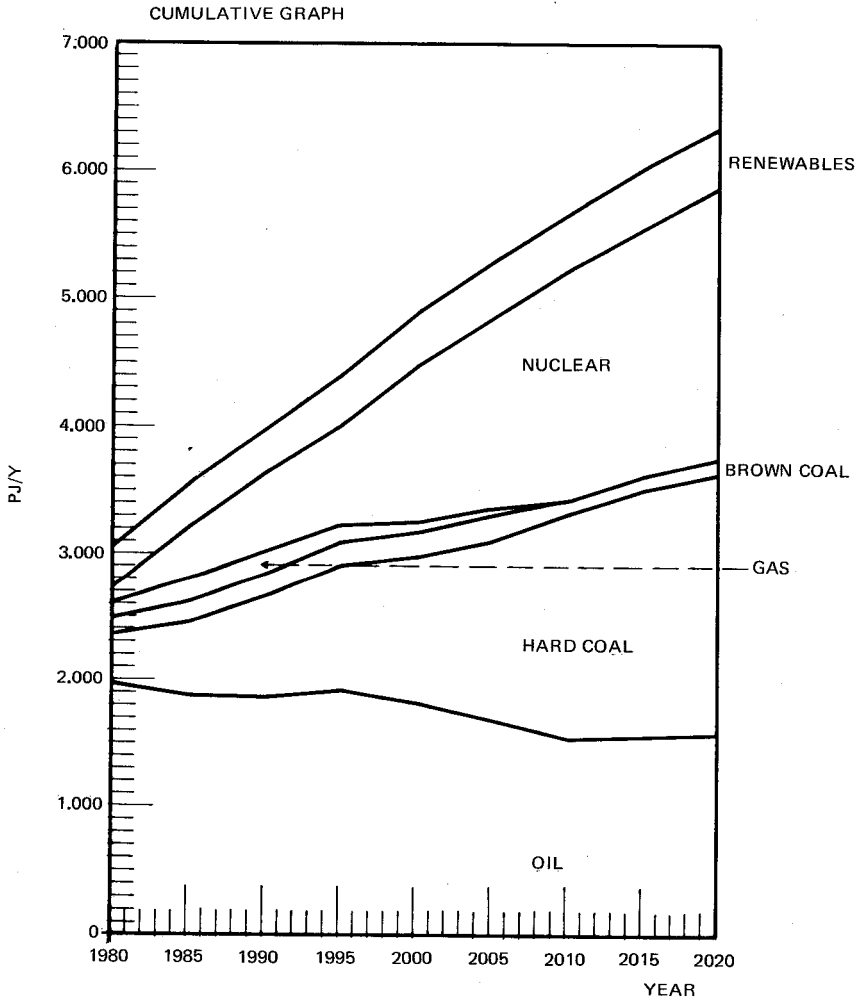
RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 2: PRIMARY ENERGY BY FUEL (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
1969,0	1880,5	1863,2	1916,8	1823,3	1689,6	1546,2	1560,6	1571,7	1	OIL
384,0	572,1	799,5	986,9	1157,1	1419,5	1777,7	1953,4	2062,5	2	HARD COAL
131,4	170,0	176,0	186,3	196,6	204,1	105,6	113,2	120,7	3	BROWN COAL
120,3	180,3	180,7	138,9	81,5	52,4	0,0	0,0	0,0	4	GAS
124,5	404,7	607,0	774,1	1208,6	1490,7	1797,4	1934,5	2125,4	5	NUCLEAR
326,0	338,9	347,8	398,3	419,7	440,0	445,3	466,5	467,9	6	RENEWABLES
3055,2	3546,5	3974,2	4401,3	4886,8	5296,3	5672,2	6028,2	6348,2		TOTAL



Cuadro N.º 6

EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA UTILIZACION DE ENERGIAS PRIMARIAS

Período 1985-2000

Unidad: %

	1985	1990	1995	2000
RENOVABLES } HIDRAULICA	10	9	9	8
} NUEVAS ENERGIAS				
CARBON	18	21	25	27
PETROLEO	55	49	44	38
GAS NATURAL (*)	5	5	4	2
NUCLEAR	12	16	18	25
TOTAL	100	100	100	100

(*) A estos porcentajes hay que aumentar el gas sintético proveniente de la gasificación del carbón para el año 1995 y 2000.

energías primarias del escenario BASE que ha resultado de la aplicación del modelo MARKAL al sistema energético español. En la Figura n.º 10 se ha representado gráficamente esta evolución, así como la correspondiente al subsector eléctrico.

Los resultados obtenidos para el sistema energético español son coherentes con las cifras totales correspondientes a los 18 países participantes en el proyecto MARKAL (estos valores globales se han representado en la Figura n.º 11 adjunta). En el año 2000 los porcentajes de carbón, de renovables y de petróleo son comparables para España y el conjunto de los 18 países, mientras que el porcentaje de gas es menor en España, estando compensado por una mayor participación de la energía nuclear.

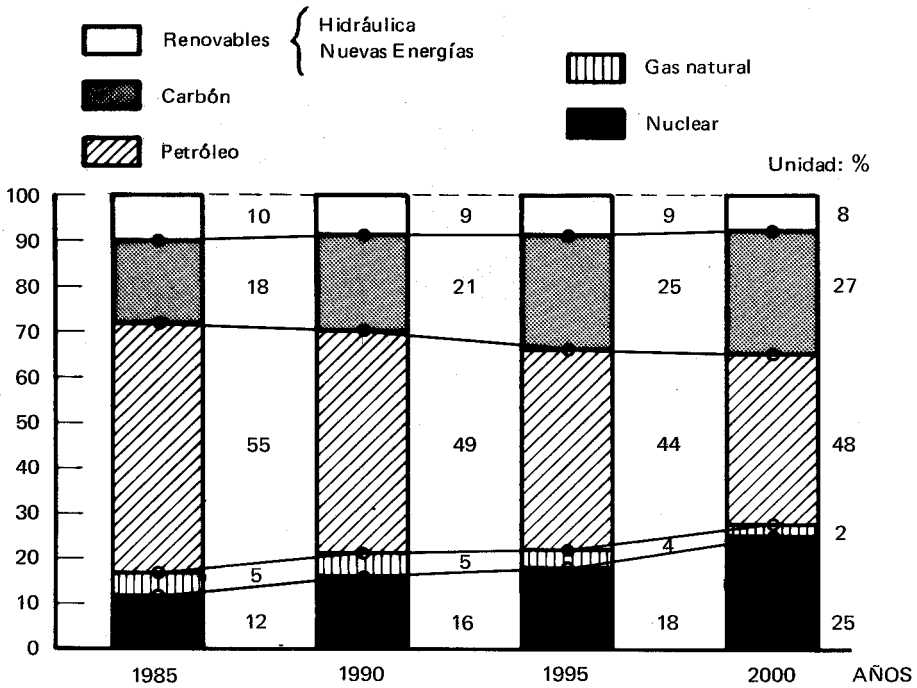
Por consiguiente, al final de este siglo el petróleo continuará siendo la principal fuente de energía primaria en los países más industrializados de Occidente, aunque su participación haya ido decreciendo a lo largo del tiempo, y siendo sustituido, fundamentalmente, por el carbón y la energía nuclear.

Si analizamos la evolución estructural de la energía final que se ha recogido en la Figura n.º 12, puede verse el alto porcentaje de participación de los combustibles líquidos —aunque a partir del año 1955 disminuye sensiblemente su participación—, siendo sustituidos por el carbón, el gas (principalmente procedente de la gasificación del carbón) y la electricidad.

La participación sectorial de estos combustibles líquidos puede observarse en la Figura n.º 13 que se acompaña. Puede verse que al final del período estudiado (años 2010-2020), solamente se utiliza para el sector transporte y para usos no energéticos. Su participación en la Industria y en el sector Residencial y Comercial ha ido disminuyendo fuertemente durante el período 1980-2010. También en el subsector eléctrico ha disminuido enormemente su utilización debido, claro está, a la no utilización de nuevas centrales eléctricas que quemen combustibles líquidos, de acuerdo con las normas recogidas en el Plan Energético Nacional.

Figura 10.

EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA UTILIZACION DE ENERGIA PRIMARIA



EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

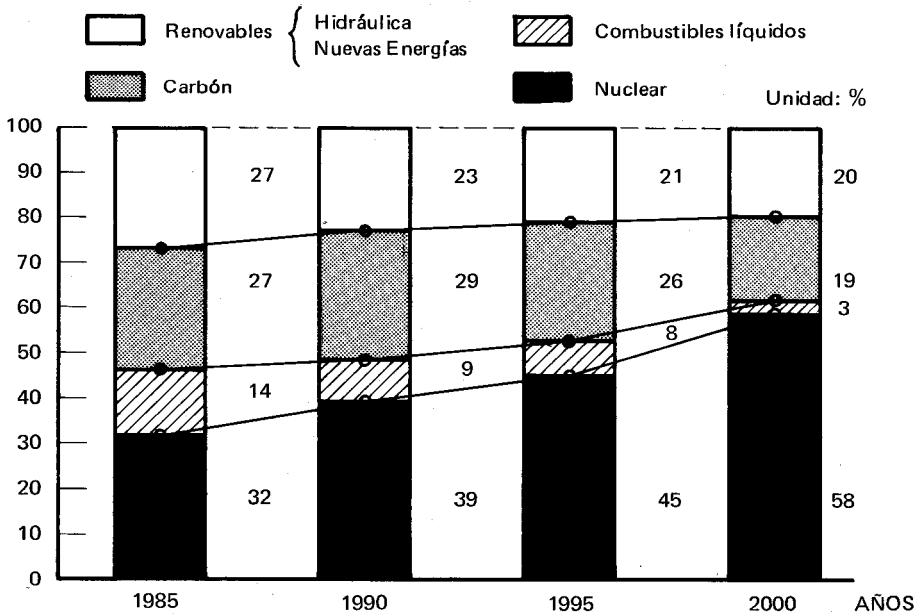


Figura 11. Energía primaria por año

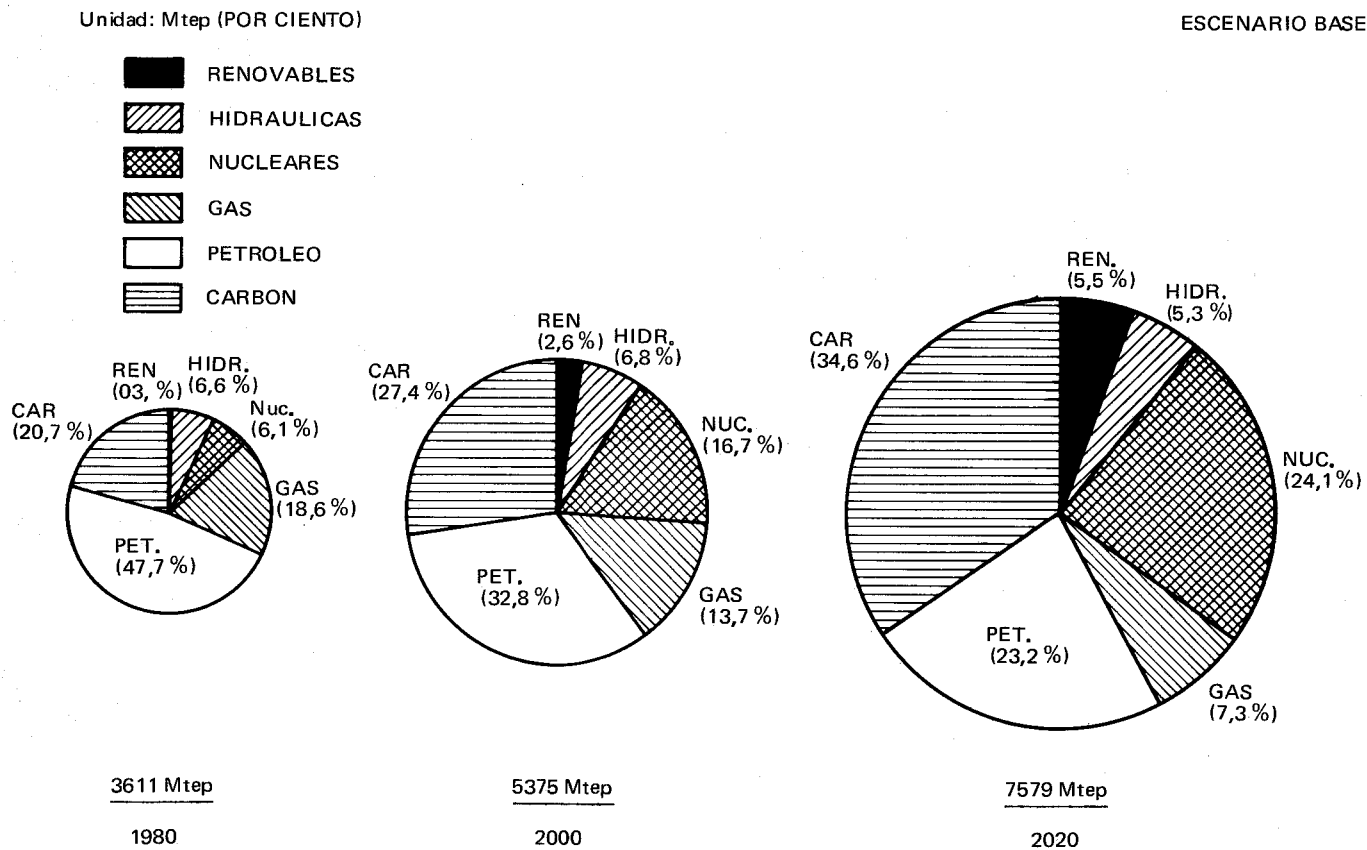


Figura 12

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE: 4: FINAL ENERGY BY FUEL (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
148.4	318.4	486.3	643.5	813.8	971.7	1141.4	1232.2	1317.3	1	COAL AND COKE
1614.5	1612.3	1631.7	1669.4	1612.8	1525.2	1457.2	1511.6	1565.0	2	LIQUID FUELS
110.2	178.1	192.2	191.5	227.3	321.8	392.7	432.2	472.0	3	GAS (INCL. HYDROGEN)
320.8	396.8	463.2	522.0	605.7	654.2	699.2	748.9	796.7	4	ELECTRICITY
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5	PROCESS HEAT
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	DISTRICT HEAT
0.0	5.0	17.4	31.4	45.4	51.6	51.6	49.2	47.5	7	RENEWABLE ENERGY
2193.9	2510.6	2789.8	3057.8	3305.0	3524.5	3742.1	3974.1	4198.5		TOTAL

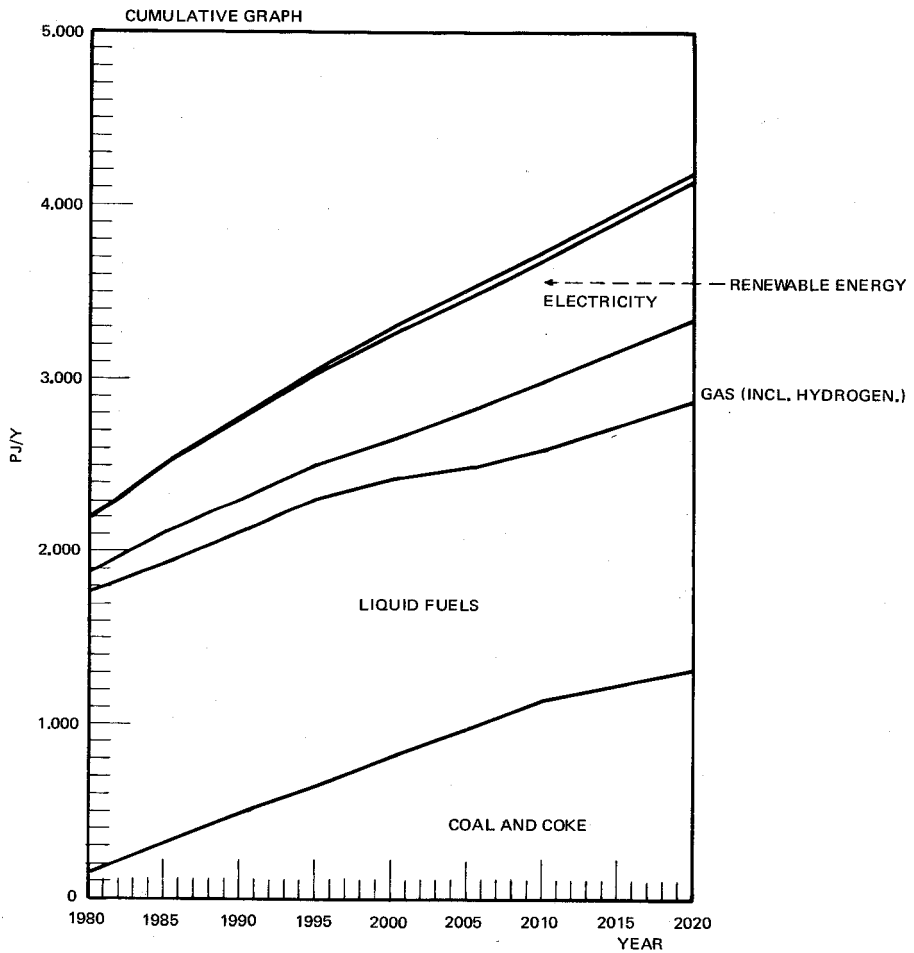


Figura 13

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

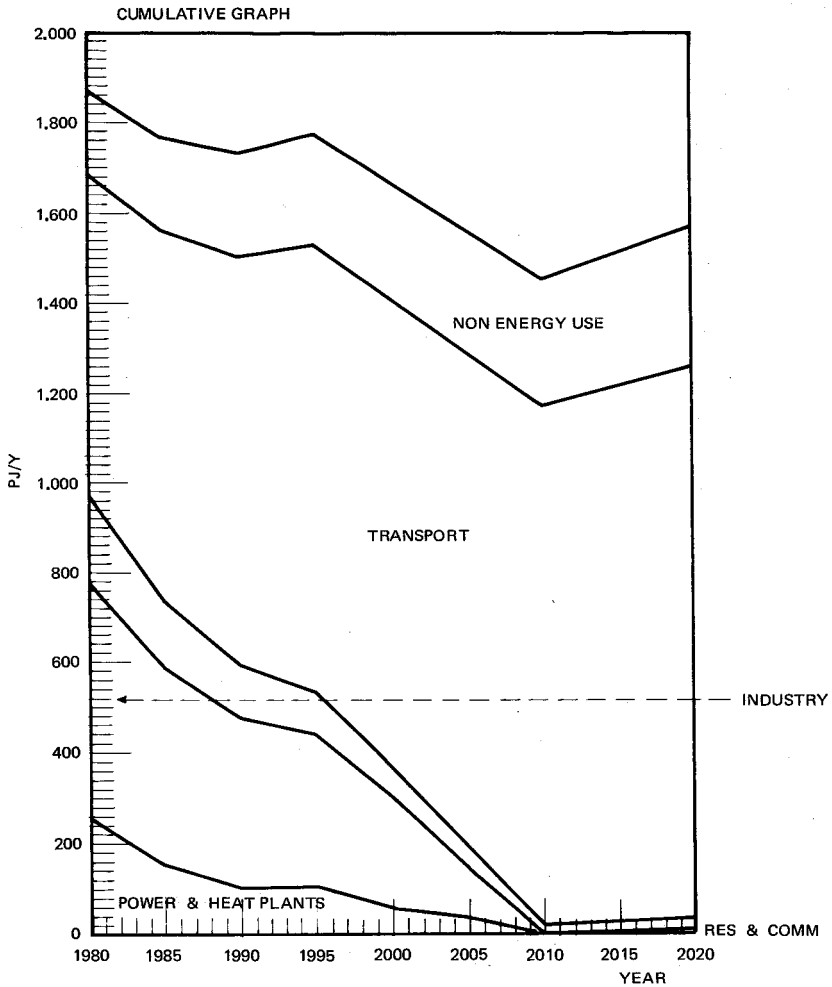
RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 13: LIQUID FUEL UST (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
258,4	153,6	101,5	105,3	57,6	36,7	0,0	4,7	11,0	1	- POWER & HEAT PLANTS
520,0	436,0	373,0	333,6	243,3	107,7	0,0	0,0	0,0	2	- INDUSTRY
195,1	149,7	119,1	93,5	68,6	44,4	20,5	21,7	22,8	3	- RES & COMM
713,2	820,5	911,0	997,6	1039,3	1100,8	1154,1	1192,3	1229,5	4	- TRANSPORT
186,2	206,1	228,6	244,7	261,6	272,3	282,6	297,6	312,7	5	- NON ENERGY USE
1872,9	1765,9	1733,2	1774,7	1670,4	1561,9	1457,2	1516,3	1576,0		- TOTAL



En cuanto a la utilización del gas, tanto natural como sintético, se ha recogido su evolución en la Figura n.º 14 que se adjunta. En ella puede verse que el empleo del gas se dirige fundamentalmente hacia el Sector Residencial y Comercial, suponiendo, claro está, un desarrollo importante de las actuales redes de distribución del mismo.

Un punto importante a considerar es el impacto que las tecnologías de gasificación y licuefacción del carbón pueden tener en nuestro sistema energético. Una evaluación de las mismas se ha representado en la Figura n.º 15 que se acompaña también. Puede observarse la importancia de las tecnologías nucleares para la producción mixta de electricidad y de gas procedente del carbón.

Finalmente, en las Figuras núms. 16, 17 y 18 se recogen los distintos consumos de cada uno de los tipos de energía final (en particular los diversos productos petrolíferos y el gas) para cada uno de los grandes sectores considerados. Obsérvese la importante sustitución del fuel-oil por el carbón en el Industrial, la sustitución de derivados del petróleo por electricidad y gas en el sector Residencial y Comercial, y la muy pequeña sustitutibilidad del petróleo en el sector Transporte.

Por último quiero reseñar, una vez más, la importancia que los hidrocarburos jugarán en el sistema energético de los países industrializados en general y en el español en particular, a pesar de las medidas de conservación energética que se tomen, y del fomento que se haga de la investigación y desarrollo de las nuevas tecnologías.

BIBLIOGRAFÍA

- *Plan Energético Nacional*. Julio 1979.
- *Previsiones sectoriales de la demanda de energía eléctrica para el modelo MARKAL*. UNESA, mayo 1979.
- *Energy Scenarios and Implementation of New Technologies for Spain*, del proyecto MARKAL de la Agencia Internacional de la Energía. Mayo 1980.
- *Global Prospects 1985-2000 (SAES)*. 1979. M.I.T.

Figura 14

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 14: GAS USE (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	— POWER & HEAT PLANTS
79.9	89.2	75.1	38.0	49.3	103.5	130.9	146.5	162.7	2	— INDUSTRY
26.5	80.3	102.5	132.2	148.9	184.7	223.3	245.1	266.7	3	— RES & COMM
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	— TRANSPORT
3.8	8.6	14.6	21.3	29.1	33.6	38.5	40.6	42.6	5	— NON ENERGY USE
110.2	178.1	192.2	191.5	227.3	321.8	392.7	432.2	472.6		TOTAL

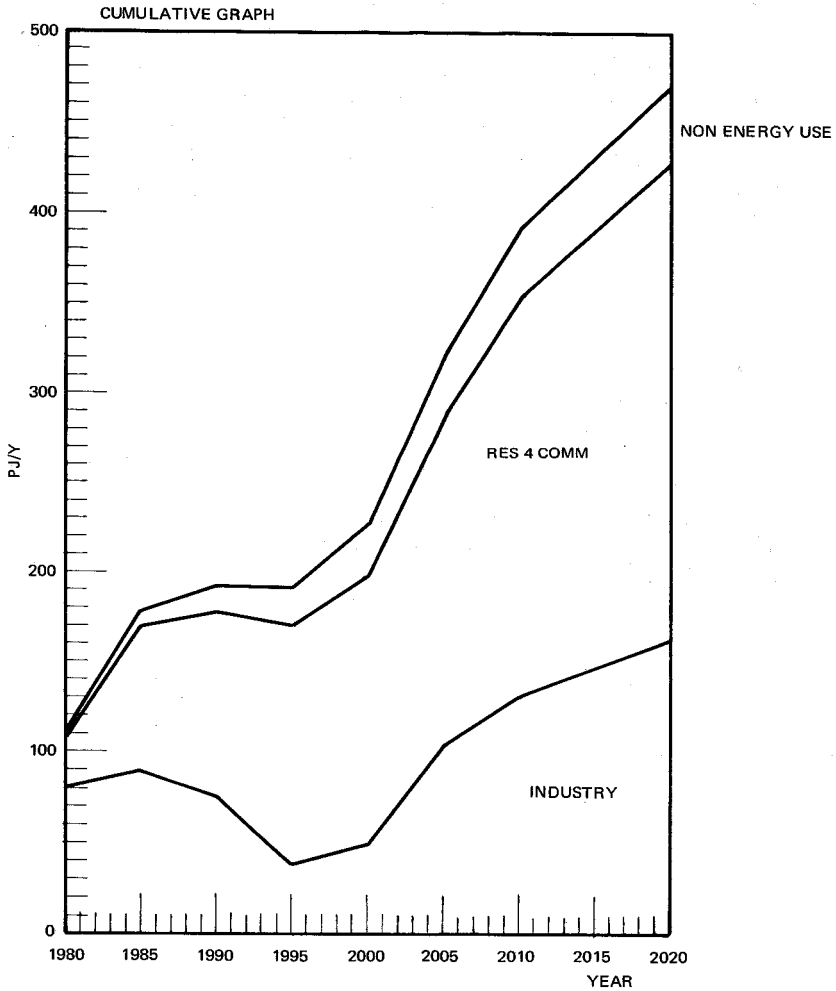


Figura 15

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN RUN TSP10M SCENARIO: PS-1 DATE: 11/11/79

TABLE 11: COAL GASIFICATION AND LIQUEFACTION (OUTPUT) (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1	- HCO LURGI
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2	- HCO MED BTU GASIF
0,0	0,0	0,0	13,8	51,7	106,8	182,6	244,6	282,5	3	- HCO HTR HYDROGASIF
0,0	0,0	0,0	14,3	53,6	110,7	189,2	185,2	145,9	4	- HCO HTR COMBIGASIF
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,1	99,9	157,8	215,7	5	- HCO HYDROGENATION
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6	- HCO LIQUEF SRC-2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7	- HCO FISCHER TROPSCHE
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	14,9	26,0	39,0	8	- HCO METHANOL
0,0	0,0	0,0	5,4	8,1	8,3	0,0	0,0	0,0	9	- BCO LURGI
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	A	- BCO MED BTU GASIF
0,0	0,0	0,0	16,6	62,2	98,7	82,3	63,4	127,7	B	- BCO HTR HYDROGASIF
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	C	- BCO HTR STEAMGASIF
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	D	- BCO HYDROGENATION
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	E	- BCO METHANOL
0,0	0,0	0,0	50,1	175,6	372,8	568,9	677,0	810,8		TOTAL

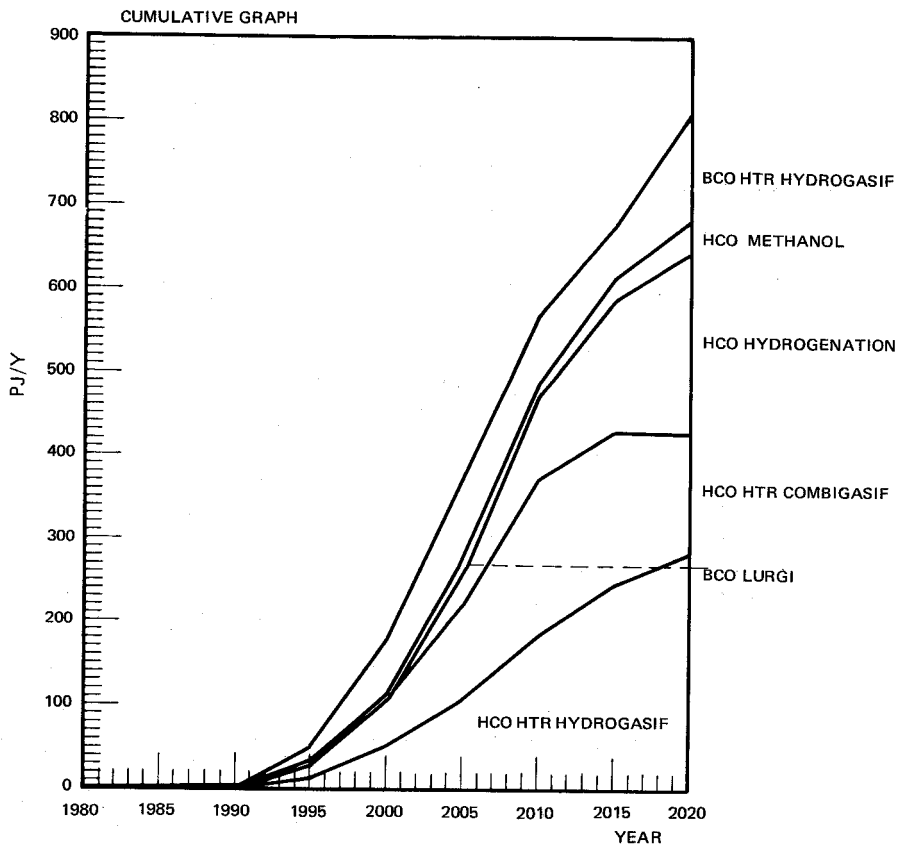


Figura 16

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 5: USEFUL ENERGY BY TECHNOLOGY: INDUSTRY (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
135,5	147,2	162,3	184,5	205,6	222,0	239,3	269,7	301,5	1	- EXISTING MIX
20,0	187,4	345,0	486,0	639,0	783,0	938,0	1003,0	1061,0	2	- COAL
495,0	415,0	356,0	320,6	234,3	103,7	0,0	0,0	0,0	3	- HEAVY DISTILL OIL
25,0	21,0	17,0	13,0	9,0	4,0	0,0	0,0	0,0	4	- LIGHT DISTILL OIL
79,9	89,2	75,1	38,0	49,3	103,5	130,9	146,5	162,7	5	- GAS
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6	- GAS HEAT PUMP
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7	- PROCESS HEAT
180,0	230,0	280,0	325,0	365,0	400,0	430,0	460,0	490,0	8	- ELECTRICITY
935,4	1089,8	1235,4	1367,1	1502,2	1616,2	1738,2	1879,2	2015,2		TOTAL

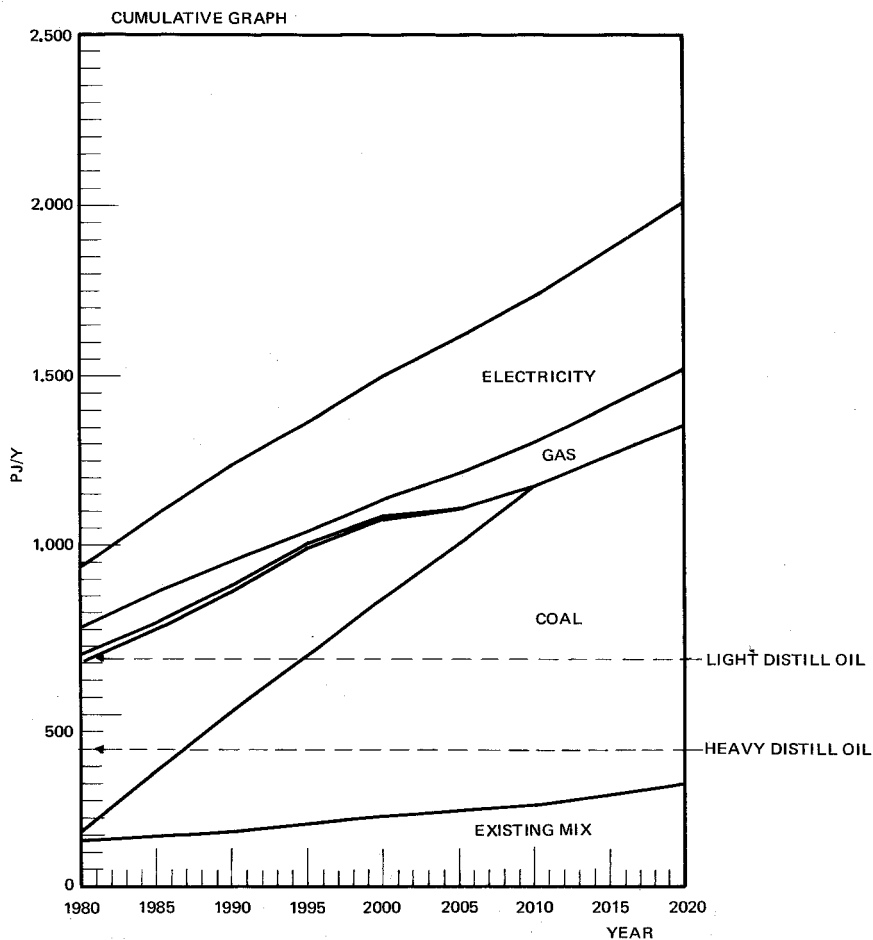


Figura 17

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 7: USEFUL ENERGY BY TECHNOLOGY: TRANSPORTATION (PJ/YR)

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
180.0	196.2	207.0	230.4	257.4	270.0	284.4	295.2	307.8	1	RAIL AIR SHIP, FUELS
308.0	365.0	413.0	449.0	480.2	501.1	523.5	539.5	543.0	2	ROAD, GASOLINE
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	14.9	26.0	39.0	3	ROAD, METHANOL
232.0	266.8	299.0	327.1	336.2	360.0	370.0	371.7	381.6	4	ROAD, DIESEL
0.0	0.0	0.8	1.5	4.4	7.5	15.0	24.0	30.0	5	ROAD, ELECTRIC
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	ROAD, HYDROGEN
720.0	828.0	919.8	1008.0	1078.2	1144.8	1207.8	1256.4	1301.4		TOTAL

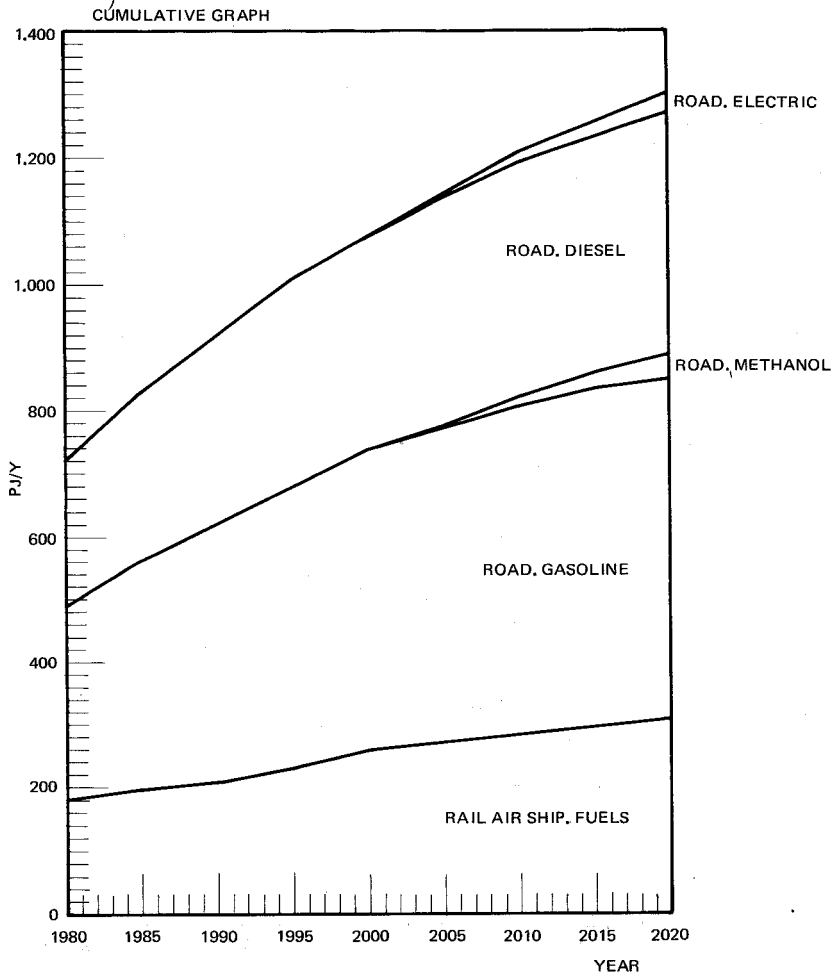


Figura 18

SINGLE SCENARIO FOR SPAIN

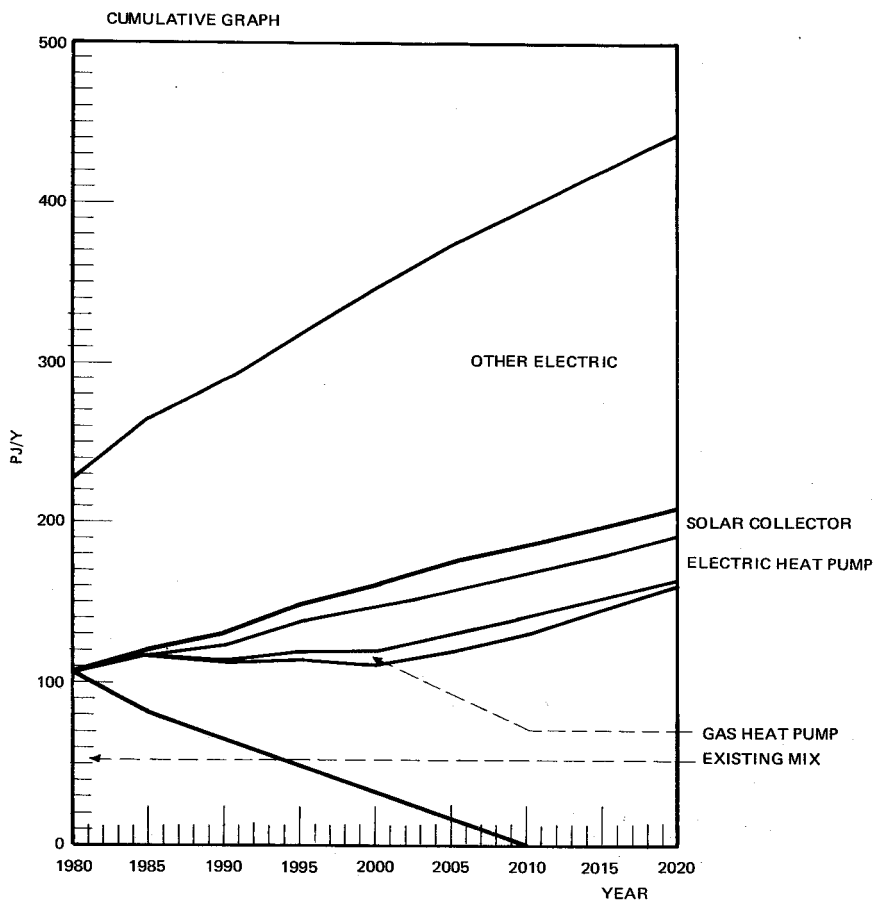
RUN TSP10M

SCENARIO: PS-1

DATE: 11/11/79

TABLE 6: USEFUL ENERGY BY TECHNOLOGY: RESIDENT. AND COMMERC.

1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	LINE	CODE
106.5	81.9	64.5	48.6	32.3	16.0	0.0	0.0	0.0	1	EXISTING MIX
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	MW OIL AND ELEC
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	MW GAS AND ELEC
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	LIGHT DISTILL OIL
0.0	34.5	48.1	65.8	78.7	103.2	130.2	145.1	160.0	5	GAS
0.0	0.0	1.4	4.9	8.4	10.5	10.5	7.0	3.5	6	GAS HEAT PUMP
0.0	0.0	9.0	18.0	27.0	27.0	27.0	27.0	28.0	7	ELECTRIC HEAT PUMP
0.0	3.8	7.1	10.7	14.2	17.8	17.8	17.8	17.8	8	SOLAR COLLECTOR
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	DISTRICT HEAT
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	A	ELECTRIC NIGHT STOR
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	B	OTHER ELECTRIC
121.	144.6	158.4	170.3	186.2	199.5	212.0	224.1	234.7		TOTAL
227.6	264.8	288.5	318.3	346.8	374.0	397.5	421.0	444.0		



ENERGÍA PRIMARIA DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR DE FISIÓN

Por

Amalio Saiz de Bustamante

Índice:

1. Concepto del reactor nuclear y de su combustible.
2. Sistemas nucleares de generación de energía.
3. El ciclo del combustible nuclear.
4. Reservas, producción y demanda de uranio.
 - 4.1. En el mundo.
 - 4.2. En España.

Bibliografía.

Figuras.

1. CONCEPTO DEL REACTOR NUCLEAR Y DE SU COMBUSTIBLE

Con el descubrimiento de la fisión nuclear en 1936 por Otto Hahn, una nueva fuente de energía de naturaleza totalmente diferente —conversión de una parte de la masa del uranio en energía, de acuerdo con la ecuación de Einstein, $E = mc^2$ — pone a disposición del hombre, una nueva fuente de energía primaria.

La formación de un núcleo atómico trae consigo una pérdida de masa equivalente a la energía que se libraría si sus constituyentes —nucleones: protones y neutrones—, se unieran para formarlo. Esta energía recibe el nombre de energía de enlace, que es función del número de nucleones —número másico— según se muestra en la Figura n.º 1, y alcanza un máximo entre 50-60, lo que indica que mediante el proceso de unión de varios núcleos ligeros en uno más pesado —fisión nuclear— o la rotura de un núcleo pesado en otros más ligeros —fisión nuclear— conduce a una producción de energía de acuerdo con la citada fórmula de Einstein.

El único proceso de fisión automantenido conseguido por el hombre es del tipo de reacción nuclear de captura de un neutrón por los nucleidos —especies atómicas— uranio 235, plutonio 239 ó uranio 233, llamados también fisibles, para los que la energía de enlace aportada por el neutrón, cualquiera que sea la energía cinética de éste, es suficiente para provocar la rotura del núcleo.

La fisión de un núcleo fisible da lugar a dos nuevos nucleidos de números másicos entre 70 y 160 (productos de fisión) en general radiactivos; a 2 ó 3 neutrones de 1,8 MeV de energía media; a radiación beta y gamma; y a la liberación de unos 200 MeV $-0,3 \cdot 2 \cdot 10^{-11}$ J—, energía equivalente a la disminución de masa que tiene lugar en la reacción nuclear. La liberación de energía citada es del orden de 10^8 veces superior a la que corresponde en una combustión química, o a unos 3.000.000 de veces la energía producida por la misma masa de carbón.

Dado que la fisión se provoca mediante la captura de un neutrón por un núcleo fisible y que por fisión se liberan de 2 a 3 neutrones, se concibe una masa o volumen de material fisible tal —masa o volumen crítico— que las reacciones de fisión sean automantenidas.

En esta situación, una masa de material fisible debidamente refrigerada es capaz de mantener un ritmo de reacciones nucleares de fisión, es decir de generación de potencia y soportar la correspondiente población neutrónica estacionaria.

La materia prima energética de fisión es el uranio y el torio, ambos muy distribuidos en la corteza terrestre y representan una fuente potencial de energía casi inagotable pero con la limitación de una utilización intensa de capital.

Sin embargo, de sus isótopos es únicamente fisible el uranio 235, siendo su abundancia el 0,7 % del uranio natural —mezcla isotópica uranio 238 y 235— que constituye, por tanto, la base de la industria nuclear. Industria que empieza a desarrollarse a principios de la década de los cincuenta. Existen, sin embargo, otros dos nucleidos mucho más abundantes —material fértil— que se transforman en nucleidos fisibles por captura de un neutrón.

Se trata del uranio 238 y del torio 232 que dan lugar al plutonio 239 y al uranio 233. A su vez los nucleidos fértiles son susceptibles de fisión por neutrones rápidos, con lo que pueden contribuir a soportar en alguna manera la reacción en cadena, aunque es imposible construir una masa crítica a partir de los mismos, ya que los neutrones de fisión pierden pronto parte de su energía —choques inelásticos— de forma que dejan de poder causar fisiones en los nucleidos fértiles —energía umbral 1,4 MeV.

En resumen, en un reactor nuclear se produce energía y radiación principalmente a partir del material fisible y también nuevo material fisible a partir del material fértil, conociéndose como factor de conversión —F.C.— la relación entre nucleidos fisibles generados y destruidos.

2. SISTEMAS NUCLEARES DE GENERACIÓN DE POTENCIA

En la Figura 2 se clasifican los diferentes sistemas nucleares de generación de potencia, hoy en explotación comercial o en desarrollo, de acuerdo con los dos criterios siguientes:

- a) Tipo de material fértil utilizado en el combustible y material fisible producido. Ciclos de uranio-plutonio y torio-uranio.

En el ciclo del uranio-plutonio el material fértil es uranio 238 y el material fisible producido, plutonio 239.

En el ciclo del torio-uranio el material fértil es torio 232 y el fisible, uranio 233.

- b) Espectro neutrónico que produce la casi totalidad de las fisiones. Convertidor térmico y reactor rápido.

El reactor convertidor térmico necesita un material moderador a fin de reducir la energía de los neutrones de fisión cuyo valor medio es 1,8 MeV, a la energía térmica del núcleo, es decir, a energías inferiores a 0,1 eV. Con ello se consigue aumentar la posibilidad de fisión y por tanto disminuir el inventario de material fisible en el núcleo. Sin embargo, el factor de conversión es inferior a la unidad, aunque parece que en los reactores moderados y refrigerados por agua pesada y que utilizan uranio 233 como material fisible y Th 232 como material fértil y torio 232 como material fértil podría conseguirse que el factor citado fuese igual a uno.

El reactor reactor rápido no tiene moderador, tratándose de mantener la energía de los neutrones tan elevada como sea posible —es inevita-

ble que los neutrones pierdan energía por choques inelásticos con el material pesado—. Con ello se consiguen factores de conversión mayores que la unidad a costa de un mayor inventario de material fisible.

En cualquiera de las soluciones técnicas que representan los sistemas nucleares de la Figura 2, la reacción en cadena se mantiene casi exclusivamente con el material fisible.

Como ya se ha indicado, el único nucleido natural fisible es el uranio 235 y en él se basan todos los proyectos nucleares iniciales. En una segunda etapa o etapa actual en algunos países, se dispone de plutonio 239, y en una tercera etapa se tendrá también uranio 233.

En la actualidad los programas nucleares comerciales están basados en convertidores térmicos y al esfuerzo de desarrollo a medio plazo en los reactores avanzados (factor de conversión > 1), única forma de utilizar de una manera importante las reservas de uranio y de torio.

A continuación se describen las principales familias de reactores nucleares, cuya designación se explica en la Figura 3.

I. Reactores moderados y refrigerados para agua ligera (LWR)

Estos reactores representan en la actualidad el mayor esfuerzo industrial a escala comercial para la generación de electricidad de origen nuclear, tanto en el mundo occidental como en las repúblicas socialistas. Su participación en la potencia mundial nuclear instalada —125 GW (e)— es el 78 %, porcentaje que pasará a ser el 91 %, de acuerdo con los programas nucleares en curso.

En los reactores de agua ligera (LWR) la energía de fisión se emplea en aumentar la entalpía del agua de refrigeración, sin que ésta cambie de fase —familia de los reactores de agua a presión o PWR—, o permitiendo la producción de vapor —familia de reactores de agua hirviendo o BWR—.

El combustible ha de ser de uranio enriquecido —2 a 4 %—, núcleo cuasi homogéneo, relación de conversión baja —máxima 0,6—, alta presión en el sistema de refrigeración del reactor —150 kg/cm²— en el PWR, presiones moderadas en el vapor —60 kg/cm²—, y utilización de un edificio de contención que incluye el sistema de refrigeración del reactor en evitación de la posible contaminación radiológica del medio ambiente por fallo de la integridad del sistema citado.

El fluido refrigerante en los LWR realiza asimismo la función de moderación. El núcleo del reactor está contenido en un recipiente de presión o vasija nuclear.

II. Reactores moderados por agua pesada (HWR)

Las propiedades nucleares del agua pesada hacen de este material una buena opción como moderador, permitiendo la utilización de uranio natural como combustible con un elevado factor de conversión — $\approx 0,75$ —.

En el sistema CANDU las funciones de moderación y refrigeración están separadas, utilizándose tubos de presión en vez de vasija de presión, estando situados en una calandria o recipiente que contiene el moderador.

En el interior de los tubos de presión se encuentra el combustible y circula el refrigerante. El moderador se mantiene a temperatura poco elevada, previéndose una barrera térmica para los tubos de presión.

El refrigerante —agua pesada a presión— circula por los tubos de presión o canales del combustible citados en el párrafo anterior, aumentando su entalpía sin

cambio de fase para producir vapor de agua natural en los generadores o intercambiadores de calor de tubos de U y eje vertical situados en el mismo edificio del reactor.

El sistema CANDU representa en la actualidad el 9 % de la potencia nuclear instalada y potencialmente una opción de reactor avanzado mediante la sustitución del uranio 235 por el uranio 233 y utilización del torio como material fértil, previéndose el poder alcanzar factores de conversión próximos a la unidad.

III. Reactores refrigerados por gas y moderados por grafito (GCR)

El desarrollo de los reactores moderados por grafito y refrigerados por gas está teniendo lugar en las tres etapas siguientes:

- Reactores de uranio natural (primer programa comercial inglés y francés), GCR.
- Reactores avanzados de gas (segundo programa comercial inglés), AGR.
- Reactores de alta temperatura —en etapa de desarrollo—, HTGR. Ciclo torio-uranio.

La potencia nuclear instalada en estos reactores es del 9 % del total mundial.

Las tres subfamilias de reactores se diferencian por el aumento de la temperatura del refrigerante y por el empleo de uranio natural, ligeramente enriquecido o muy enriquecido, y por el cambio consiguiente de material de vaina del combustible que incluso desaparece en el HTGR. Además, las dos primeras familias están basadas en el ciclo de combustibles uranio-plutonio mientras que la tercera es el torio-uranio.

El HTGR parece ser el procedimiento más idóneo para la transformación de la energía nuclear en otra forma de energía secundaria diferente de la eléctrica: el gas de síntesis, debido precisamente a la alta temperatura conseguida en el ciclo termodinámico. El reactor de Jülich, crítico en 1974, con temperatura de trabajo de 950° C, representa un hito importante en este desarrollo.

IV. Reactor reproductor rápido (FBLMR)

En esta familia de reactores el factor de conversión es superior a la unidad, es decir produce más material fisible por transformación del fértil que el que consume; lo que es debido al incremento del número medio de neutrones liberados por fisión por neutrón capturado en el combustible, si el neutrón causante de la reacción es rápido.

El empleo del reactor rápido permitirá la utilización del potencial energético de los recursos de uranio y torio en un 70 %, mientras que el reactor convertidor térmico sólo utiliza un 1 % del mismo.

En contrapartida a esta ventaja indudable del reactor reproductor, al ser la sección eficaz de fisión por los neutrones rápidos muy inferior a la correspondiente a los neutrones térmicos se hace necesario disponer de un núcleo con una gran densidad de material fisible, o sea combustible muy enriquecido, lo que a su vez trae consigo una gran densidad de potencia o exigencia complementaria de una buena refrigeración. Los proyectos actuales emplean sodio líquido como refrigerante con doble circuito en serie, además del circuito de trabajo. Otra opción es la refrigeración por gas.

Como consecuencia de que el factor de conversión es superior a la unidad aparece el concepto de tiempo de duplicación, definido como el tiempo necesario para que se produzca el plutonio contenido en el núcleo y el retenido en el ciclo de combustible. Los actuales prototipos tienen un factor de conversión de 1,13 —reactor francés Phenix de 250 MW (e), con explotación con éxito desde 1974 y tiempo de duplicación de unos 30 años.

La existencia de un programa de reactores reproductores está condicionada a las disponibilidades de plutonio producido en un programa previo de reactores convertidores térmicos (*), actualmente dominado por la familia PWR. El paso de uno a otro programa viene definido por la producción de plutonio en los PWR —unos 200 kg de plutonio fisible por 1.000 MW (e) año— y las necesidades de carga de plutonio en las FBLMR —2 kg de plutonio fisible por MW (t)—, lo que conduce a unas 15 a 18 centrales nucleares PWR por cada central FBLMR, todas de 1.000 MW (e). Además, este último producirá una cantidad de Pu equivalente al plutonio fisible contenido en su núcleo al finalizar el tiempo de duplicación.

3. CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

El combustible necesario para los diferentes sistemas nucleares de generación de potencia estudiados en el capítulo anterior, se fabrican a partir de determinadas proporciones de material fisible y de material fértil, según el sistema elegido y el diseño del reactor, y sólo se consume una pequeña parte de la materia prima energética que puede ser recuperada para futuras cargas. De ahí el concepto de ciclo de combustible nuclear.

El ciclo comienza en la minería de la materia energética uranio y torio, distinguiéndose tres etapas claramente definidas:

- **Etapla previa a la irradiación** neutrónica del combustible en el reactor nuclear con niveles de actividad bajos comprendiendo minería y obtención de concentrados, conversión a forma química adecuada, y enriquecimiento en isótopo fisible si es necesario para el sistema nuclear adoptado, y fabricación del elemento combustible.
- **Etapla de irradiación** neutrónica del combustible nuclear o de producción de energía, que constituye lo que se entiende generalmente por ingeniería nuclear.
- **Etapla posterior a la irradiación**, con niveles altos de actividad, e incluye operaciones con el combustible irradiado tales como almacenamiento temporal o definitivo, transporte, reelaboración para la recuperación de la materia energética fisible y fértil, y tratamiento de los residuos radiactivos.

La gestión del combustible nuclear durante estas tres etapas ocurre en un tiempo mínimo de dos años que puede prolongarse de una forma importante, según sea la decisión que se tome en relación con el combustible irradiado: su reelaboración o almacenamiento indefinido.

(*) Disponibilidades de Pu fisible estimadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica para 1990, 150 tm; y para el año 2000, 260 tm.

En este capítulo se consideran tres modalidades del ciclo de combustible producido a partir de los minerales de uranio, único en explotación comercial:

- Ciclo abierto o ciclo en que se suprime o se retrasa por un período indefinido la reelaboración del combustible (Fig. 5).
- Ciclo cerrado en base a reactores convertidores térmicos (Fig. 4).
- Ciclo cerrado con reactores reproductores rápidos acoplados sobre ellos mismos y con las generaciones anteriores de reactores convertidores térmicos (Fig. 6).

En las dos modalidades de ciclos cerrados existe una realimentación de la etapa de posirradiación a la de preirradiación a partir del uranio y plutonio obtenido en la reelaboración del combustible irradiado como materia prima para la fabricación del combustible nuclear.

A continuación se describen los principales procesos de las etapas de pre y posirradiación del combustible nuclear, sólo en forma general, es decir sin considerar las operaciones unitarias que las constituyen, como parte de la Ingeniería Química.

1. *Etapas de preirradiación* del combustible nuclear

La materia prima contiene en general del 1 % al 5 % de óxidos de uranio, aunque la riqueza media de los minerales hoy en explotación es del orden de 2,5 %.

El primer proceso consiste en la obtención de concentrados de U_3O_8 a pie de mina mediante la trituración y molienda del mineral, ataque con ácido para disolver los óxidos de uranio y extracción posterior en fase líquida mediante disolvente o intercambio iónico y calcinación para la eliminación del agua, obteniéndose la torta amarilla (*) con un contenido del 75 % al 85 % en U_3O_8 . El conjunto de estas operaciones unitarias se denomina "concentración" en las Figuras 4, 5 y 6.

La obtención de óxido de uranio de alta pureza a partir de los concentrados es el siguiente proceso del ciclo o purificación, que tiene lugar en fábricas especiales mediante extracción por disolvente o intercambio iónico seguido de una calcinación.

En el caso de reactores que utilicen uranio enriquecido en su isótopo fisible, y como paso previo a este proceso de enriquecimiento, es necesario convertir el óxido de uranio en hexafluoruro de uranio UF_6 , compuesto químico que aunque sólido a temperatura ambiente pasa a fase gaseosa en condiciones de temperatura y presión moderada.

Las técnicas de enriquecimiento o separación isotópica se basa o bien en las diferencias de masa de U-235 y del U-238 —difusión gaseosa, centrifugación y tobera— o en otro principio físico como rayo láser, intercambio químico y otros en desarrollo experimental.

Actualmente, el método principal de separación isotópica es el proceso de difusión gaseosa basado en que la difusión de un gas, mezcla de diferentes isótopos, a través de una pared porosa es superior en el caso del isótopo ligero, con lo que —ver Figura 7— de cada unidad de separación salen dos corrientes, una enriquecida en U-235 y otra empobrecida para una corriente de entrada. Cada unidad cons-

(*) "yellow cake".

ta de un compresor, seguido de un enfriador y el convertidor o recipiente con pared porosa interna.

En la Figura 8 se indica una cascada de unidades de separación en contracorriente, llamándose sección enriquecedora aquellas unidades en las que la corriente principal gaseosa va incrementando su enriquecimiento en el isótopo ligero (U-235); en contraposición la sección inferior se llama empobrecedora, pudiéndose establecer el siguiente balance de materia fisible y fértil

$$F = P + W \quad (1)$$

$$x_f F = P x_p + W x_w \quad (2)$$

donde

F = alimentación de uranio de x_f enriquecimiento (t/a).

P = producto o uranio enriquecido de x_p (t/a).

W = colas de uranio empobrecido al x_w .

Se define la unidad de trabajo de separación —UTS— como la relación entre el trabajo realizado por la cascada y la masa y enriquecimientos del producto, alimentación y colas.

$$\text{T.S.} = \text{Trabajo de separación} = PV(x_p) + WV(x_w) - FV(x_f) \quad (3)$$

donde la función de valor V depende del enriquecimiento del flujo gaseoso.

$$V(x) = (2x - 1) \ln \frac{x}{1-x} \quad (4)$$

El trabajo de separación —TS— se mide en kg y puede concebirse como el flujo multiplicado por el tiempo necesario para obtener una determinada cantidad de producto, representando la medida del coste de separación. Efectivamente, en una cascada ideal de difusión los flujos gaseosos, la demanda de energía y las áreas de superficie porosa son proporcionales a T.S.

En la tabla 1 se indican las necesidades de uranio natural y de T.S. por kg de uranio enriquecido —producto— para diferentes enriquecimientos — x_p — para colas enriquecidas al 2 %.

El precio del proceso de enriquecimiento se refiere a la U.T.S.

Como alternativa a las plantas de difusión están las plantas de centrifugación y el proceso de tobera, cuyos tamaños óptimos son notablemente inferiores a los de las plantas de difusión. En ambos procesos se consigue la separación de isótopos debido a que en un gas formado por moléculas pesadas y ligeras las primeras se alejan del centro de giro de la corriente gaseosa. Para conseguir dicho efecto se usan centrífugas —plantas de Capenhurst en Inglaterra y Almelo en Holanda— o toberas para conseguir una alta velocidad en una mezcla de UF_6 e hidrógeno (4 %) —proceso desarrollado en Karlsruhe.

Finalmente hay que mencionar la posibilidad de enriquecer con otros materiales fisibles diferentes del U-235, tales como el Pu-239 y el U-233, procedentes del combustible irradiado. En ambos casos se elimina el proceso de separación

Tabla 1. Servicio de enriquecimiento (separación isotópica)

Enriquecimiento del producto (P)	Alimentación (F) kg F/kg P	Trabajo de separación UTS/kg P
0.20	0	0
0.30	0.196	- 0.158
0.40	0.391	- 0.198
0.50	0.587	- 0.173
0.60	0.783	- 0.107
0.70	0.978	- 0.012
0.711 (normal)	1.000	0.000
0.80	1.174	0.104
0.90	1.370	0.236
1.00	1.566	0.380
1.20	1.957	0.698
1.40	2.348	1.045
1.60	2.740	1.413
1.80	3.131	1.797
2.00	3.523	2.194
2.20	3.914	2.602
2.40	4.305	3.018
2.60	4.697	3.441
2.80	5.088	3.871
3.00	5.479	4.306
3.40	6.262	5.191
3.80	7.045	6.090
4.00	7.436	6.544
5.00	9.393	8.851
10.00	19.178	20.863
90.00	175.734	227.341
98.00	191.389	269.982

Nota: Enriquecimiento de las colas $X_w = 0.2\%$

isotópica. Sin embargo, el Pu-239 encuentra su mejor utilización en los reactores reproductores rápidos, por lo que parece será aconsejable su almacenamiento temporal hasta que estos últimos entren en fase comercial. Con respecto al U-233, el ciclo del torio no está comercializado aunque se supone que su mejor opción está en los reactores convertidores avanzados refrigerados y moderados por agua pesada.

La fabricación de elementos combustibles comienza con la transformación del UF_6 , enriquecido con UO_2 , en polvo y obtención de las pastillas cilíndricas por sinterización.

El siguiente proceso incluye la fabricación de la barra combustible mediante carga de los tubos, presionado de los mismos y cierre. Finalmente, se montan los elementos combustibles.

II. Etapa de posirradiación

Existen dos posibilidades: almacenamiento indefinido del combustible irradiado o reelaboración del mismo a fin de separar el uranio, plutonio y productos de fisión.

El procedimiento más utilizado, denominado "PUREX", a partir de la operación unitaria extracción por disolvente en fase líquida, seguida de reacciones oxidación-reducción a fin de separar los diferentes constituyentes.

El tratamiento del combustible irradiado comienza con el troceado de las barras combustibles y ataque posterior con una solución de ácido nítrico que disuelve el uranio, plutonio y productos de fisión no atacando a los elementos de estructura, tales como vaina. A continuación, mediante un proceso continuo de extracción por fosfato de tributilo (TBP) en contracorriente, los metales pesados pasan a la fase orgánica mientras que los productos de fisión permanecen en la fase acuosa. Mediante una segunda extracción por disolvente se produce la partición de la corriente orgánica separándose el plutonio que pasa a una corriente acuosa, del uranio que permanece en la corriente orgánica; extracción de los metales pesados, purificación y concentración; siendo los productos finales soluciones de nitrato de uranio y nitrato de plutonio.

La gestión de los residuos radiactivos en la fase de posirradiación es la más importante en el ciclo del combustible, pues en esta etapa se separan el 99,9 % de los productos de fisión y activación producidos durante la irradiación del combustible nuclear.

Los residuos se encuentran en forma de disolución nítrica, produciéndose unos 5 m³ por cada tonelada de uranio tratado.

Las fases u operaciones unitarias más importantes en el tratamiento de los residuos radiactivos son concentración, solidificación y evacuación.

En el estado actual de la tecnología se recomienda la evacuación de los productos de fisión de vida larga en formaciones geológicas profundas, bien mediante perforaciones en la corteza terrestre, bien en formaciones salinas. Esta última solución parece que ofrece más ventajas, utilizándose minas de sal para esta finalidad.

4. RECURSOS, PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE URANIO

4.1. En el mundo

La crisis energética del otoño de 1973 conlleva un aumento de los precios de concentrados de uranio de 15 \$/kg a 80 \$/kg, lo que provoca un importante esfuerzo en la búsqueda de nuevos yacimientos de uranio.

Las estimaciones actuales (*) de las reservas de uranio, excluidas URSS, Europa Oriental y China, se cifran en 1,850 Mt con costes de extracción inferiores a 80 \$/kg y en 2,590 Mt con costes de extracción inferiores a 130 \$/kg. Valores a los que hay que añadir 1,450 Mt y 0,97 Mt como recursos adicionales para los mismos gastos de extracción —Figura 9—.

Los principales países productores (*) de uranio en miles de toneladas de concentrados por año, referidos a 1978, son los siguientes:

(*) *Uranium: Ressources, production et demande OECD/OIEA* (Dic. 79).

U.S.A.	14,2
Canadá	6,8
Africa del Sur	3,96
Namibia	2,34
Francia	2,18
Nigeria	2,08

En 1978, la producción total de concentrados de uranio excluidas URSS, Europa Oriental y China, fue 33,900 t; estimándose para 1980, unas 50,000 t; para el año 2000, unas 120,000 t; siendo el principal productor los EE.UU. seguido de Australia, Canadá, Nigeria, Africa del Sur y Namibia como principales productores.

Para establecer una comparación entre la oferta de concentrados de uranio y la demanda de esta energía primaria es necesario suponer una curva de crecimiento de la potencia nuclear instalada, así como de la familia o familias de reactores nucleares, siendo un hecho fundamental la entrada en servicio comercial del reactor reproductor rápido.

En el momento presente están en funcionamiento, construcción o bajo pedido 405.768 MW (e) —se incluye URSS y Europa oriental—, potencia que corresponde a 550 centrales nucleares.

La demanda actual de uranio es inferior a la oferta —30.000 t/año frente a 50.000 t/año—, situación que se conservará hasta mediados de la década de los noventa o principios del próximo siglo, según sea el crecimiento de la potencia nuclear instalada y la fecha de entrada en servicio comercial de los F.B.R. Asimismo se espera que entre 1995 y 2000 se alcanzará la máxima producción de uranio.

En resumen, puede decirse que las reservas de uranio garantizan los suministros de materia energética durante los próximos quince o veinte años utilizando reactores térmicos tradicionales y que si continúan estos sistemas (LWR - ciclo abierto de combustible), en el primer cuarto del próximo siglo se agotará esta fuente de energía.

Es, por lo tanto, de carácter prioritario la puesta a punto e introducción a escala industrial del reactor reproductor rápido, así como la exploración e investigación de nuevos recursos de uranio.

4.2. En España

Las reservas de uranio ascienden a unas 14.700 t U_3O_8 , a las que hay que añadir unas 15.300 t U_3O_8 clasificadas como recursos razonablemente asegurados con gastos de explotación comprendidos entre 80 y 130 \$/kg; encontrándose los yacimientos principales en la provincia de Salamanca.

Existe un Plan Nacional de Explotación del Uranio (1975-89), cuyo objetivo es delimitar los yacimientos económicamente explotables.

La capacidad actual de producción de concentrados es de unas 200 t U_3O_8 /año, estando previsto su incremento a 800 t U_3O_8 /año a partir de 1981.

La demanda de concentrados de uranio depende del crecimiento del parque de reactores nucleares —10.500 MWe para 1987—, de acuerdo con las siguientes previsiones:

- I. Centrales nucleares en funcionamiento: Zorita - Garoña - Vandellós: 1.100 MW.

II. Centrales en construcción: Almaraz - Lemoniz - Ascó - Cofrentes: 6.555 MW.

III. Nuevas centrales nucleares previstas en el PEN: 2.845 MW.

Se estima la demanda al final del actual programa nuclear (1987) en 2.100 t U_3O_8 /año.

BIBLIOGRAFÍA

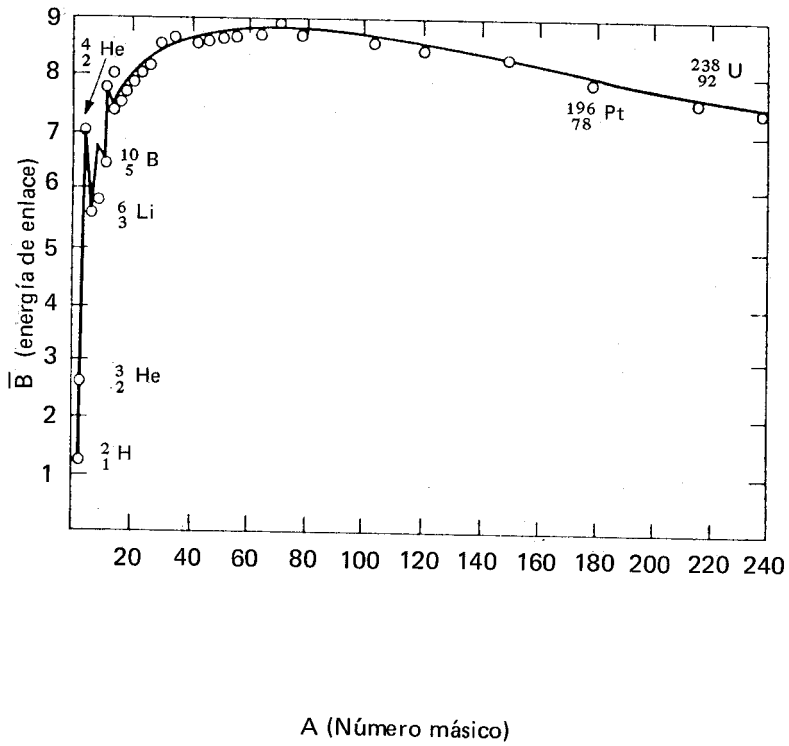
- Amalio Saiz de Bustamante. *Sistemas nucleares de generación de vapor*. Comisión Rectora de las Enseñanzas de Garantía de Calidad. Universidad Politécnica de Madrid (1978).
- Amalio Saiz de Bustamante. *Las centrales nucleares de fisión*. Ciclo: Física y tecnología energéticas (1980). Fundación Marcelino Botín.
- *El ciclo del combustible nuclear*. Forum Atómico Español (1978).
- Harvey W. Graves, Jr. *Nuclear Fuel Management*. John Wiley & Sons (1979).
- A. Sesonske. *Nuclear Power Plant Design Analysis*. TID-26241 (1973).
- A. R. Foster and R. L. Wright. *Basic Nuclear Engineering*. Allyn and Bacon, Inc. (1975).
- *Uranium: Ressources, production et demande*. OECD/OIEA (Dic. 79).

ÍNDICE DE FIGURAS

- Fig. n.º 1: Energía de enlace media por nucleón como función del número másico del nucleido.
- Fig. n.º 2: Sistemas nucleares de generación de potencia.
- Fig. n.º 3: Denominación internacional de los sistemas nucleares de generación de potencia.
- Fig. n.º 4: Ciclo cerrado del combustible nuclear (U-Pu). Reactores convertidores térmicos.
- Fig. n.º 5: Ciclo abierto del combustible nuclear (U-Pu). Reactores convertidores térmicos.
- Fig. n.º 6: Ciclo cerrado del combustible nuclear (U-Pu). Reactores convertidores térmicos/reproductores rápidos.
- Fig. n.º 7: Unidad de enriquecimiento por difusión gaseosa.
- Fig. n.º 8: Cascada en contracorriente de unidades de enriquecimiento.
- Fig. n.º 9: Recursos mundiales de uranio.

Designación de reactores nucleares a fisión.

LWR	Light-Water Cooled and Moderated Reactor Reactor de agua ligera.
PWR	Pressurized Water Reactor Reactor de agua a presión.
BWR	Boiling Water Reactor Reactor de agua en ebullición.



ENERGIA DE ENLACE MEDIA POR NUCLEON (\bar{B})
 EN FUNCION DEL NUMERO MASICO (A) DEL NUCLEIDO

Fig. 1. Energía de enlace.

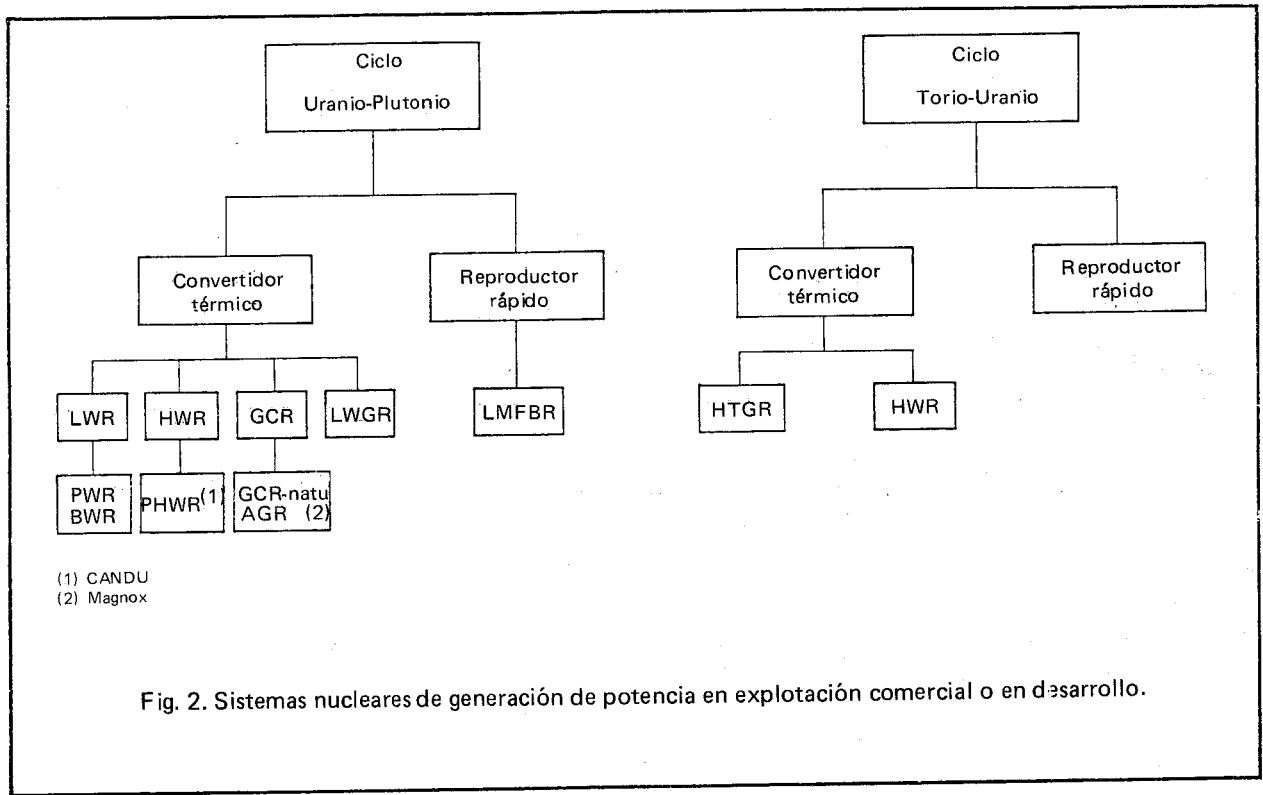


Fig. 2. Sistemas nucleares de generación de potencia en explotación comercial o en desarrollo.

HWR	Heavy Water Moderated Reactor Reactor de agua pesada.
PHWR	Pressurized Heavy Water Moderated and Cooled Reactor Reactor de agua pesada a presión.
CANDU	Canada Deuterium Uranium Reactor canadiense de uranio natural y agua pesada.
GCR	Gas Cooled Reactor Reactor refrigerado por gas.
AGR	Advanced Gas Cooled Reactor Reactor de gas avanzado.
LWGR	Light-Water Cooled, Graphite Moderated Reactor Reactor moderado por grafito y refrigerado por agua ligera.
LMFBR	Liquid Metal Fast Breeder Reactor Reactor reproductor rápido refrigerado por metal líquido.
HTGR	High Temperature Gas Cooled Reactor Reactor de gas de alta temperatura.

Figura 3. Denominación internacional de los sistemas nucleares de generación de potencia

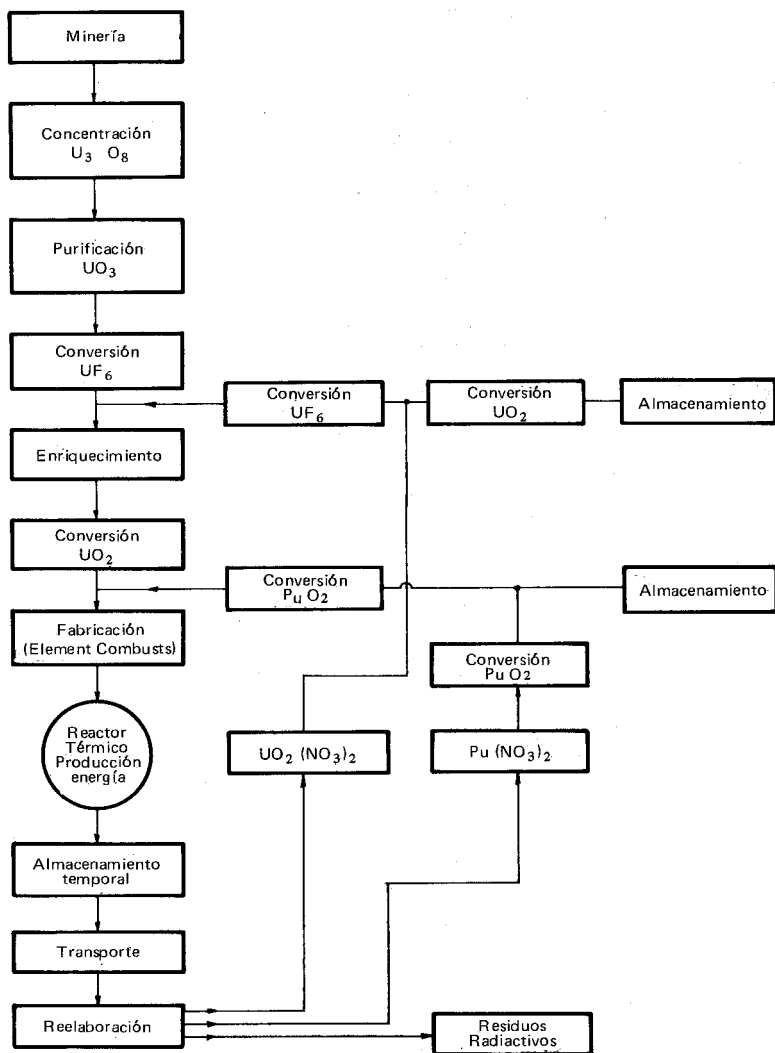


Fig. 4. Ciclo cerrado del combustible nuclear uranio-plutonio
Reactores convertidores térmicos

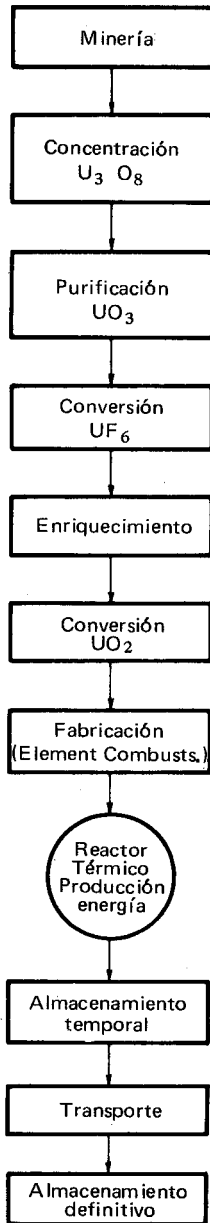


Fig. 5. Ciclo abierto del combustible nuclear uranio-plutonio

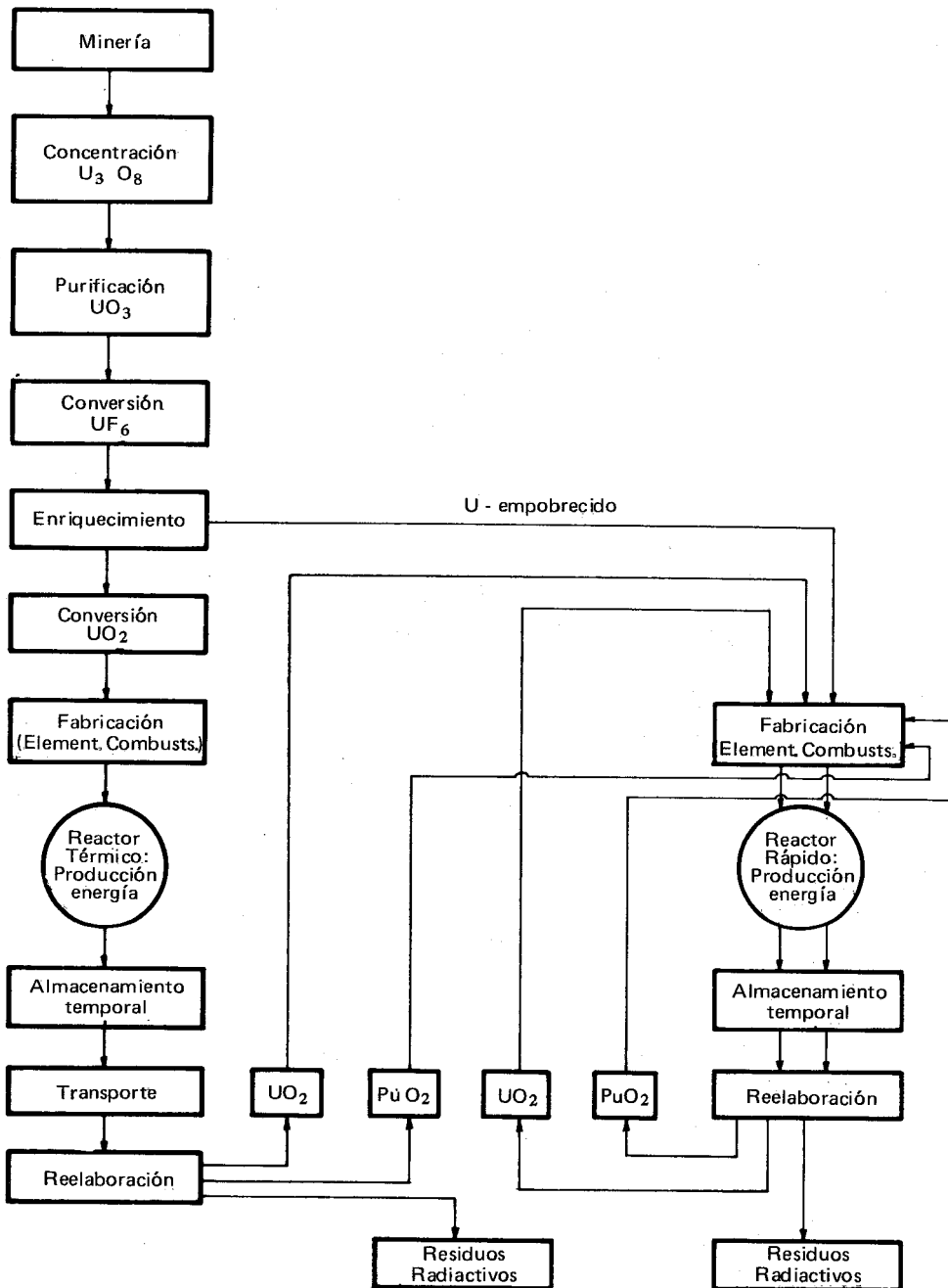
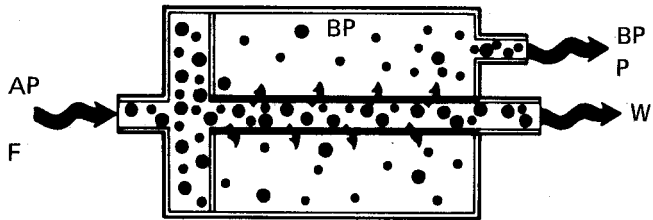


Fig. 6. Ciclo cerrado del combustible nuclear uranio-plutonio
 Reactor reproductor rápido - reactor convertidor térmico



AP Alta presión P Corriente enriquecida en U-235
 BP Baja presión W Corriente empobrecida en U-235
 F Alimentación

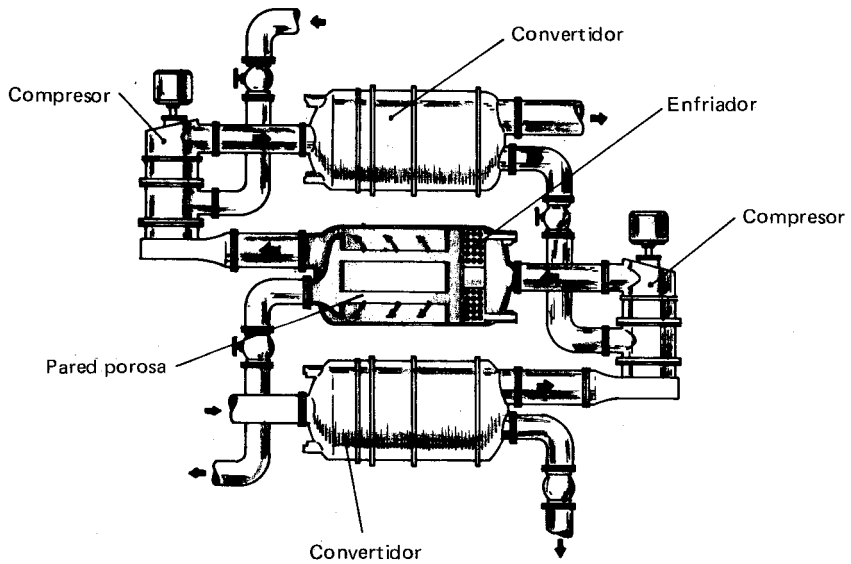


Fig. 7. Unidad de enriquecimiento por difusión gaseosa

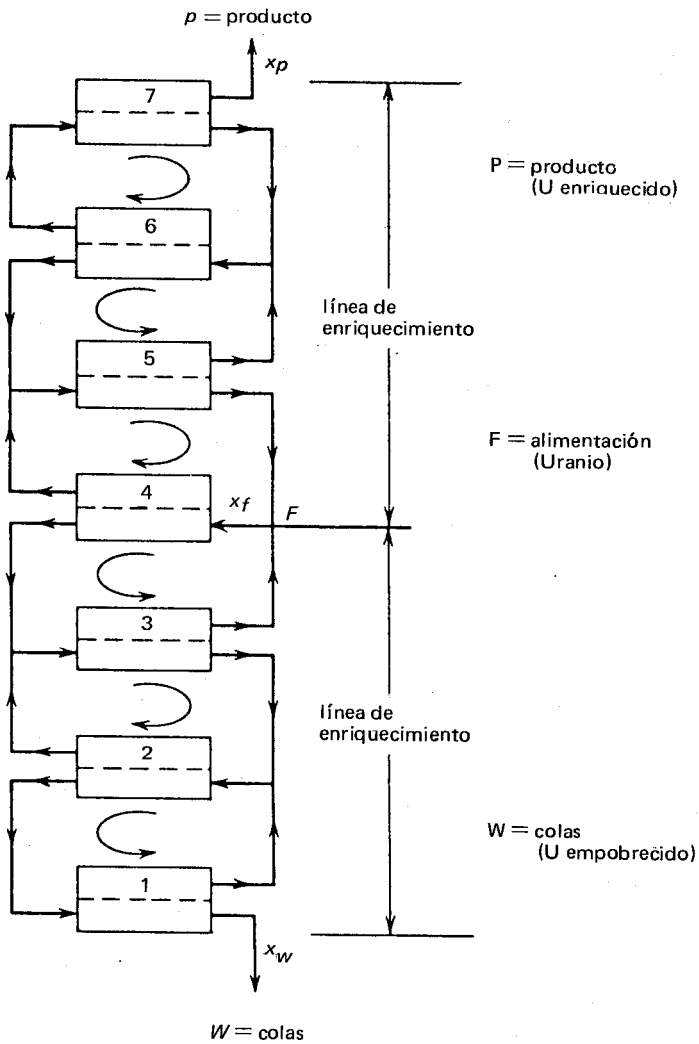


Figura 8. Cascada en contracorriente de unidades de enriquecimiento

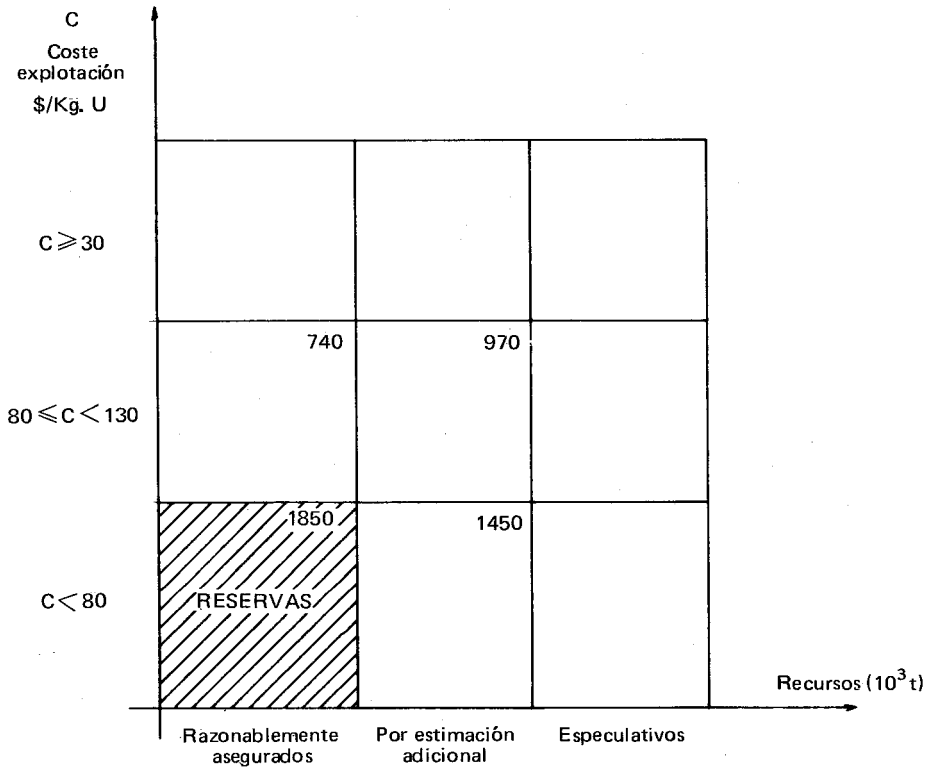


Fig. 9. Recursos mundiales de uranio
(Se excluyen URSS, Europa Oriental y China)

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Por

Pedro Rivero Torre

Índice:

- I. Introducción al Sector Eléctrico Español.
- II. Evolución histórica del Sistema Eléctrico.
- III. Perspectivas futuras del Sistema Eléctrico.

I. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Antes de centrarnos en el análisis del sistema hidroeléctrico conviene hacer un breve resumen sobre el desarrollo del Sector Eléctrico Español hasta el momento presente, dada la enorme importancia que ha tenido aquél desde los comienzos de la utilización de la energía. Es decir, existe una relación muy estrecha entre las evoluciones seguidas por el Sector Eléctrico Español y por su sistema hidroeléctrico.

Dos acontecimientos de relieve muy recientes merecen ser señalados: en primer lugar, el haber sobrepasado la producción de los 100.000 GWh, lo cual coloca a España entre los países más electrificados del mundo; el segundo hecho digno de resaltar ha sido la conmemoración simbólica, en el año 1975, del centenario de nuestro sistema eléctrico. La historia comenzó realmente en el año 1875, en que dos catalanes, los señores Xifré y Dalmau, montaron en Barcelona la que puede ser considerada como la primera central eléctrica española, y que daría lugar a la aparición de la Sociedad Española de Electricidad. La producción inicial de aquella central fue destinada al alumbrado de varios establecimientos y talleres, entre ellos Maquinista Terrestre y Marítima, que puede ser considerada como el primer abonado de España.

Durante los últimos veinticinco años del siglo XIX puede resumirse la historia de nuestro sector eléctrico exponiendo los siguientes hitos más sobresalientes: en 1881 se monta la primera central en Madrid, que sirve para iluminar la famosa Puerta del Sol y el Retiro; en 1883 se instala una central para iluminar el puerto de El Abra, en Bilbao; en 1886, Gerona se convierte en la segunda ciudad de Europa totalmente iluminada y en la primera del mundo alumbrada con corriente alterna.

Antes de entrar en el análisis de lo que puede ser calificado como el moderno desarrollo de la industria eléctrica en nuestro país, conviene recoger aquí algunos datos que resuman, de alguna manera, lo que ha sido la industria eléctrica desde comienzos del siglo hasta poco tiempo después de finalizada la guerra civil española.

Aunque las estadísticas de este período no son ni abundantes ni demasiado fiables, permiten al menos señalar algunas tendencias importantes. La producción de energía eléctrica pasa de 240 millones de kWh en 1922, a 2.609 millones de kWh en 1930, a 3.272 millones de kWh en 1935 y a 3.617 millones de kWh en 1940. Desde comienzos del siglo hasta el año 1922 el consumo creció a un ritmo

medio anual acumulativo del 8 %, que se eleva al 10 % anual para el período 1922-29, descendiendo al 5 % anual durante los años 1929 a 1936.

Hasta el año 1936 existía una gran debilidad del consumo, consecuencia tanto del grado de subdesarrollo económico del país como de la novedad que para muchos suponía todavía la electricidad. La potencia instalada existente en 1936 era de unos 1.500 MW. Como consecuencia de la guerra española se produjo una paralización en las construcciones y, por consiguiente la potencia del equipo instalado disminuye ligeramente.

Al terminar este conflicto, o sea a comienzo de los años cuarenta, la industria eléctrica se hallaba ante la necesidad de hacer frente a dos importantes problemas: la reconstrucción de aquellas instalaciones de producción, transformación y transporte que habían sido dañadas por la confrontación bélica y atender al rápido crecimiento del consumo. El marco en el que se iban a acometer estas tareas era altamente problemático, dada la situación existente tanto a nivel nacional como a nivel internacional ya que los países más industrializados estaban en guerra. Entre 1940 y 1944 la potencia instalada sólo aumentó el 5,5 %, en tanto que la producción lo hacía en el 30,5 %. Esta dicotomía entre los aumentos de la producción y de la potencia fue conseguida gracias a una mejor utilización de las instalaciones existentes; sin embargo, este aumento en la utilización del equipo no era suficiente para compensar el rápido crecimiento que se estaba manifestando en la demanda de energía eléctrica. A agravar la situación contribuyó también el hecho de que en los años 1944 y 1945 se produjeron las mayores sequías conocidas hasta entonces por la industria eléctrica española; la producción de 1944 fue un 2 % inferior a la de 1943 y la de 1945 un 11,6 % inferior a la de 1944.

Dentro de este marco de dificultades se inicia lo que podemos denominar como moderno desarrollo de la industria eléctrica española, que arranca con la creación de UNESA en agosto de 1944. Unidad Eléctrica, S. A. (UNESA) jugaría desde el primer momento un importante papel en la coordinación de la producción de las centrales de las distintas zonas eléctricas, para realizar intercambios entre ellas y, de este modo, alcanzar un reparto mejor de la energía eléctrica disponible. Los objetivos de UNESA, tal y como recogen sus estatutos, pueden resumirse en los siguientes puntos.

- a) Conjugación de las producciones eléctricas de las Sociedades integradas en UNESA mediante programas coordinados de instalación y utilización de sus sistemas energéticos.
- b) Planificación de la red eléctrica de interconexión de los sistemas regionales, necesaria para la optimización de la producción de energía eléctrica.
- c) Estudiar la normalización de materiales e instalaciones eléctricas de más frecuente aplicación, con vistas a reducir su coste, nacionalizar su fabricación y perfeccionar los servicios eléctricos.
- d) Estudiar, asimismo, cuantas cuestiones de carácter general interesen al sector eléctrico con vistas a su mejor desarrollo (creación de centros de investigación y asesoramiento, etc.).
- e) En sus comienzos, difundir e intensificar la utilización de la energía eléctrica.

De UNESA formaban parte entonces las 17 empresas más importantes del

sector eléctrico, lo que venía a representar el 80 % de la producción total de España. (Actualmente están integradas sociedades tanto públicas como privadas que representan aproximadamente el 97 % de la producción total española.)

La creación de UNESA ha sido también fundamental para el establecimiento de una colaboración eficaz entre las empresas privadas y la Administración Pública, compatibilizando ambos tipos de interés en favor del mejor servicio a los consumidores y del óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos.

Dentro de la labor coordinadora realizada por UNESA destaca la llevada a cabo por el Repartidor Central de Cargas (RECA)*, el cual viene a ser la oficina centralizada desde la que se dirige la explotación conjunta del sistema eléctrico nacional, teniendo en cuenta siempre las directrices de la Dirección General de la Energía. En estrecha conexión con dicha Dirección General, el RECA realiza, entre otras, las misiones siguientes:

- Prepara los programas diarios de intercambios y trasvases de energía entre las distintas empresas y zonas.
- Vigila —y modifica si fuera necesario— diariamente el cumplimiento horario de estos programas.
- Prepara las liquidaciones de la energía intercambiada entre las Sociedades, teniendo en cuenta los peajes y las pérdidas técnicas del transporte eléctrico.

Como demostración de la labor realizada por el RECA, diremos que los intercambios de energía eléctrica entre zonas que, como ha quedado indicado son una consecuencia de la política coordinadora seguida por el sector, pasaron de 157 millones de kWh en 1945 a 3.844 millones de kWh en 1959 y a más de 36.000 millones de kWh en 1979; estas cifras representan, por ejemplo, que el crecimiento medio anual del volumen de intercambios durante el período 1959-79 ha sido del 11,8 % anual. En la Figura 1 que se adjunta, se han representado estos intercambios para el período 1945-1979.

Lógicamente las líneas de transporte eléctrico necesarias para hacer realidad la interconexión de los centros de producción y consumo, han tenido también un aumento muy importante; por ejemplo, de los 13.844 kilómetros de más de 100 kV que había en 1959, se ha pasado a los 38.990 kilómetros en 1979, con un crecimiento medio anual del 5,3 %.

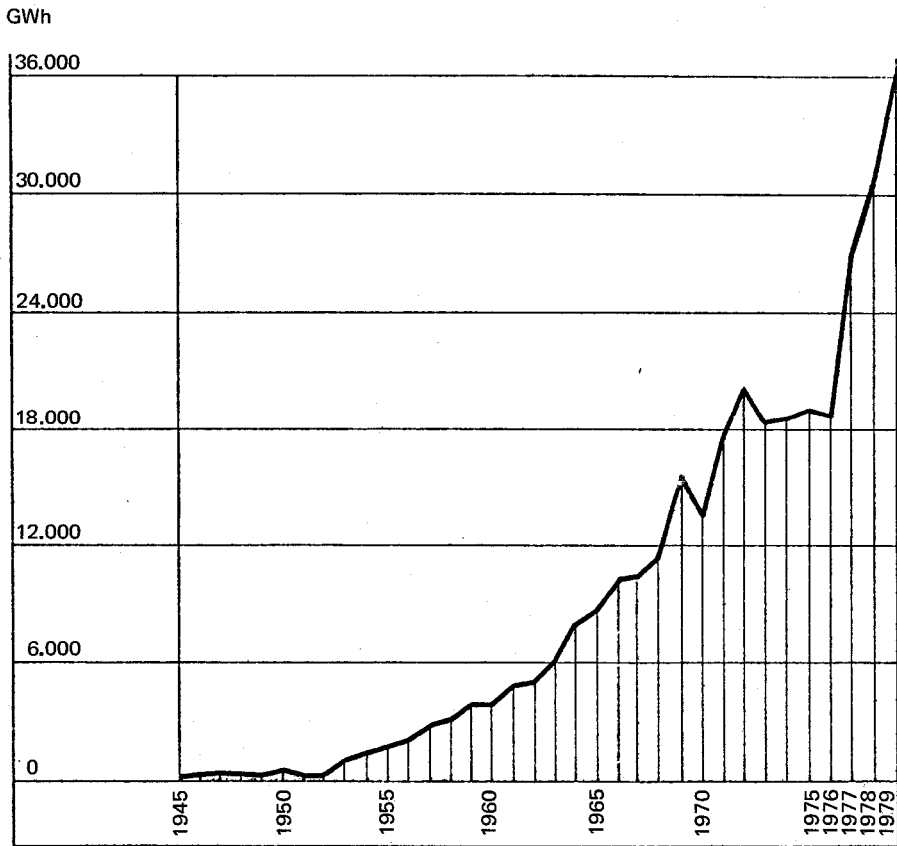
A partir de 1945 se produce ya un rápido desarrollo del sector eléctrico. La producción pasa, por ejemplo, de 4.173 millones de kWh en 1945 a 17.353 millones de kWh en 1959 y a 105.934 millones de kWh en 1979; esto supone una tasa de crecimiento medio anual acumulativo del 10,7 % para el período 1945-1959 y del 9,5 % entre esta última fecha y el año 1979. Téngase en cuenta además, que en el último período citado, en los años 1973-74, apareció la crisis energética del petróleo, a partir de la cual el crecimiento del sector se modera, teniéndose una tasa media del orden del 6 %, para el período 1975 a 1979.

(*) Actualmente, y como consecuencia de la aprobación por el Parlamento español del último Plan Energético Nacional, se está llevando a efecto una reestructuración de este servicio.

Figura 1. Evolución de los intercambios de energía eléctrica entre zonas

Período 1945-1979

Unidad: GWh



II. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Analicemos ahora la evolución seguida por el sistema hidroeléctrico español a lo largo de los últimos treinta años.

Entre los años 1950 y 1970, se registró en España una intensa actividad en la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos, desarrollándose una gran proporción de los recursos disponibles. A pesar de ello, su participación porcentual en este período ha ido disminuyendo como consecuencia de una serie de factores, de los que luego se hablará, y que originaron la utilización de otras fuentes energéticas alternativas.

La potencia instalada en centrales hidroeléctricas pasó de 1.906 MW, en el año 1950, a 4.600 MW en el año 1960, alcanzando 10.883 MW en el año 1970, mientras que en la actualidad la potencia instalada en las centrales hidráulicas españolas es de 13.580 MW. Esto significa que, mientras en 1950 el equipo hidráulico representaba un 74,7 % de la potencia total instalada, en 1960 bajó al 70,0 %, en 1970 era del 60,7 % y actualmente representa solamente un 45,4 %. Actualmente la potencia térmica convencional representa algo más del 50 % y la potencia nuclear el 3,7 % de la potencia total instalada. Véanse la Tabla n.º 1 y la Figura n.º 2 que se adjuntan.

Tabla N.º 1

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL EQUIPO GENERADOR

Período 1950-1979

Unidades: MW y %

	Años			
	1950	1960	1970	1979
E. Hidroeléctrico	1.906 (74,7)	4.600 (70,0)	10.883 (60,7)	13.580 (45,4)
Térm. Convencio.	647 (25,3)	1.967 (30,0)	6.888 (38,4)	15.239 (50,9)
Térm. Nuclear	—	—	153 (0,9)	1.120 (3,7)
TOTAL	2.553 (100,0)	6.567 (100,0)	17.924 (100,0)	29.939 (100,0)

Por lo que respecta a las cifras sobre la producción de energía hidroeléctrica, hay que decir que las deducidas de las estadísticas históricas no pueden considerarse como índices estables para analizar la evolución de la capacidad de la producción hidráulica y su participación en el abastecimiento energético, debido a la irregularidad de las condiciones hidrológicas y que afectan notablemente a la producción hidroeléctrica anual del equipo instalado.

En la Tabla n.º 2 se recoge también la evolución histórica de la producción eléctrica, explicitando las cifras correspondientes a los años 1950, 1960, 1970 y 1979. En la Figura n.º 3 se ha hecho una representación gráfica de esta evolución.

Puede verse en esta Tabla n.º 2 (cifras entre corchetes), que en condiciones hidrológicas medias el equipo hidroeléctrico disponible en cada época podría haber aportado —de haberse dado estas condiciones de hidraulicidad media—, los siguientes porcentajes: el 93 % de la producción total de energía eléctrica a comienzo de la década de los años 1950, el 70 % al comenzar los años 60, reduciéndose

Figura 2. Evolución de la potencia instalada

Período 1940-1979

Unidad: MW

MW

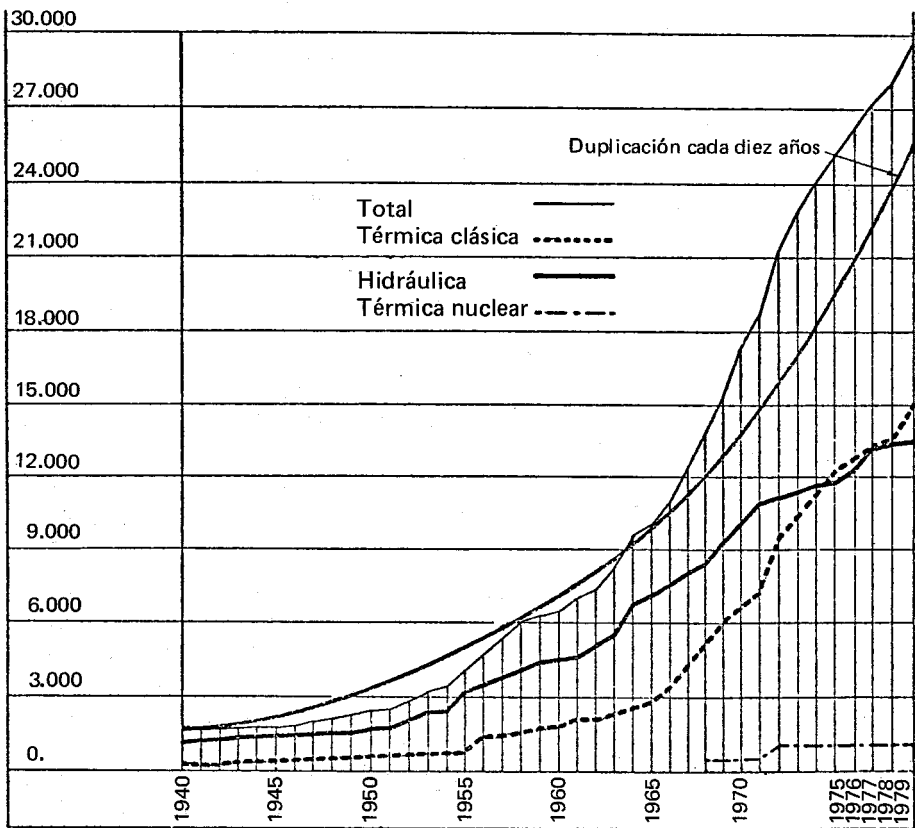


Figura 3. Evolución de la producción anual de electricidad

Período 1940-1979

Unidad: GWh

GWh

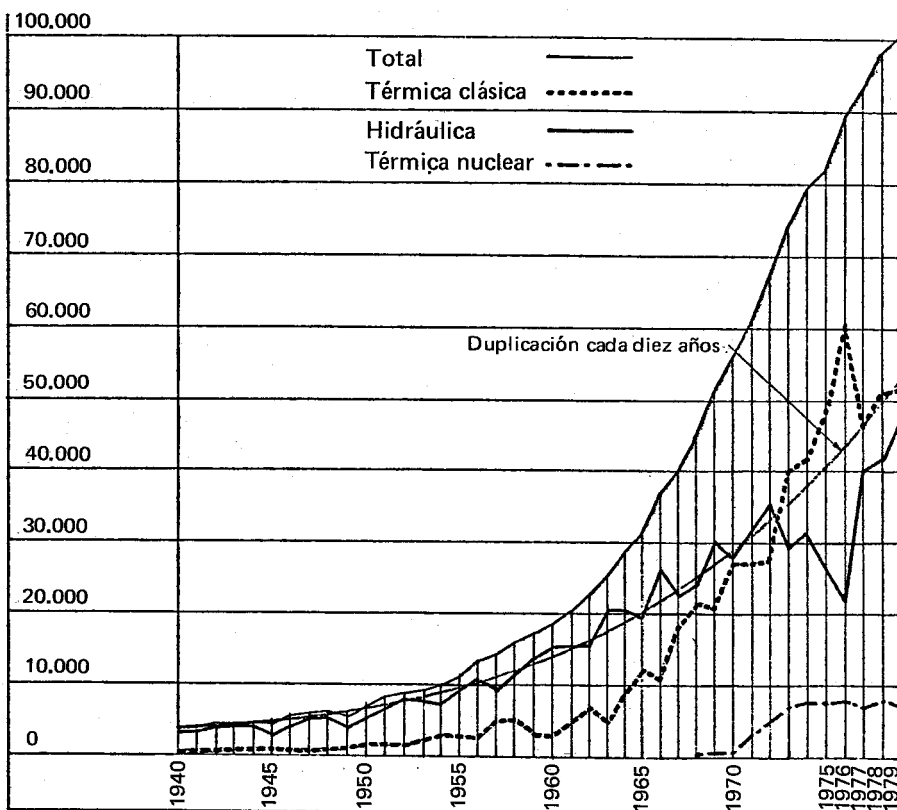


Tabla N.º 2

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION ELECTRICA

Período 1950-1979

Unidad: GWh y %

	Años			
	1950	1960	1970	1979
Pr. Hidroeléctrica:				
— Real	5.017 (73,2)	15.625 (83,9)	27.959 (49,5)	47.611 (45,0)
— Hidráulica				
media	6.400 (93,4)	13.000 [69,8]	30.000 [53,1]	35.900 [33,9]
Pr. Térm. Conven.	1.836 (26,8)	2.989 (16,1)	27.608 (48,9)	51.623 (48,7)
Pr. Térm. Nuclear	—	—	923 (1,6)	6.700 (6,3)
TOTAL	6.853 (100,0)	18.614 (100,0)	56.490 (100,0)	105.934 (100,0)

la participación de la energía hidroeléctrica en el abastecimiento de energía eléctrica al 53 % en el año 1970. En la actualidad, la producción media anual de energía hidroeléctrica cubre aproximadamente una tercera parte de la demanda de energía eléctrica, proporción que irá reduciéndose en el futuro como luego veremos.

Como ya se ha indicado anteriormente, estos cambios de estructura del parque generador se deben a una serie de factores que fueron evolucionando a lo largo del período; estos mismos factores actuaron de forma análoga en los sistemas hidroeléctricos de otros países, por lo que conviene analizar en detalle este punto, dada la validez de sus conclusiones para otras naciones.

Durante las décadas transcurridas desde los años 40, los importantes y ampliamente repartidos recursos hidroeléctricos de los distintos países en general, y de España en particular, han ido incorporándose en buena parte a los diversos sistemas nacionales productores de energía eléctrica. Sin embargo, la incorporación de estos recursos a la producción de energía eléctrica ha ido realizándose de acuerdo con criterios diferentes a lo largo del período citado.

Durante la primera parte del mismo, hasta principios de la década de los años 1960, buena parte de los aprovechamientos puestos en servicio lo fueron a través de instalaciones que permitían producir una energía barata, integrable en la base del diagrama de cargas del mercado, constituyendo una alternativa económica con respecto al consumo de combustibles fósiles —especialmente petróleo— que, en la mayoría de los casos, debían ser importados de otras áreas geográficas; este hecho constituía un factor importante para mejorar el coste de producción del kWh y para ayudar a mantener un saldo favorable en sus balanzas de pagos. Bajo esta óptica, en muchos países (entre ellos España) se desarrolló una intensa actividad en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, como consecuencia de la cual comenzaron a aprovecharse buena parte de los emplazamientos hidroeléctricos más interesantes, en especial de agua fluyente y con grandes caudales.

A lo largo de la década de los años 1960, sin embargo, se produjeron ciertos hechos que alteraron la línea de desarrollo llevada hasta entonces de los sistemas eléctricos.

El consumo de electricidad venía registrando fuertes incrementos anuales

—eran frecuentes tasas del orden del 10 % e incluso más (en España del orden del 11 %)—. Los recursos hidráulicos disponibles resultaban, en muchos casos, insuficientes para seguir a estos espectaculares incrementos de la demanda, por lo que se hacía necesario afrontar la cobertura de la demanda recurriendo a medios de generación térmicos. Por lo que a éstos respecta, el hecho de tener que atender a la cobertura de importantes cargas de base con crecimiento constante se tradujo, por un lado, en la posibilidad de construir grupos generadores cada vez mayores con las consiguientes economías de escala en la inversión de los equipos; y, por otro, en el hecho de obtener factores de carga elevados, circunstancias que permitieron mejorar considerablemente la rentabilidad de los equipos térmicos convencionales. Como además, aquélla era una época en la que se podía disponer de petróleo abundante y barato, las centrales térmicas clásicas —especialmente las de combustibles líquidos— comenzaron a resultar económicamente competitivas e interesantes.

En este contexto, durante la segunda parte del período que se está considerando, el protagonismo inicial de los recursos hidroeléctricos se vio moderado, en una parte por la limitación de su volumen y en la otra por las circunstancias que acaban de reseñarse. No obstante, los recursos hidroeléctricos continuaron en esta época integrándose en mayor o menor ritmo en los parques productores de los diversos países, ya que en unos casos aún existían aprovechamientos competitivos económicamente, y en otros —en los que la mejor parte del potencial disponible estaba ya utilizada— a causas de ciertas características especiales de muchas instalaciones hidroeléctricas que las hacen especialmente interesantes para la explotación del conjunto del sistema productor de energía eléctrica.

En efecto, muchas instalaciones hidroeléctricas disponen de una flexibilidad de operación —posibilidad de arranque y parada casi instantáneas— que les da una capacidad para modular en el tiempo la energía que almacenan, lo que les hace especialmente idóneos para seguir las variaciones de la curva de carga del mercado, cubriendo las puntas de la misma y completando así la cobertura de la base que corre, normalmente, a cargo de las centrales térmicas convencionales y nucleares; además, pueden también sustituir temporalmente a estas últimas en caso de fallos imprevistos, hasta que arranquen nuevos grupos térmicos de reserva, evitando por tanto la caída del sistema. Es decir, que muchos aprovechamientos hidroeléctricos son capaces de producir energías de muy diferentes calidades y de desempeñar funciones muy distintas en la cobertura del diagrama de cargas, funciones cuya realización a base de otros equipos implicaría, en muchas ocasiones, unos costes alternativos tales que harían admisibles una amplia gama de costes de generación hidráulicos.

Con esta última finalidad han sido incorporadas durante los últimos años muchas instalaciones hidroeléctricas al sistema productor español, habiéndose también aumentado la potencia de otras centrales ya existentes y equipado a algunas de ellas con instalaciones de bombas para acumulación por bombeo de ciclo diario, semanal y hasta estacional.

Por lo que respecta al equipo hidroeléctrico actualmente en explotación, es bien sabida la dificultad que existe respecto a sintetizar de forma sencilla las características y comportamientos de los distintos elementos que componen un sistema hidroeléctrico tan importante como el español. La evaluación de variables tales como energía producible, potencia garantizada, equivalencia energética de las re-

servas hidroeléctricas, etc., exigen, para sistemas hidroeléctricos grandes, estudios profundos.

Además, debe tenerse en cuenta también un factor importante en la definición del sistema hidráulico español: la enorme irregularidad de su hidraulicidad que, aunque ha sido paliada en parte mediante la construcción de embalses con una gran capacidad reguladora, juega todavía un papel realmente importante en la producción de energía eléctrica. Esta irregularidad en la hidraulicidad debe estudiarse a través de variables que estén más directamente vinculadas con la productividad hidroeléctrica que con la propia precipitación hidrológica, debido tanto a su irregular distribución geográfica, como a la falta de linealidad entre caudales registrados y utilizados.

Junto a la aleatoriedad del fenómeno hidrológico existen también otras variables aleatorias como son las averías de los grupos generadores, la demanda del mercado, etc., que hacen todavía más difícil el problema. Todas estas dificultades conllevan el que se manejen, algunas veces, valoraciones distintas de estos factores para un mismo sistema hidroeléctrico.

Una variable muy importante y que puede representar, en cierto modo, el potencial de un aprovechamiento aislado o de un sistema hidrológico global, es el concepto de energía producible (se utiliza la definición de la UNIPEDE).

La energía producible de un aprovechamiento hidrológico, durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de las aportaciones corregidas, correspondientes al intervalo de tiempo considerado, le permitiría producir en las condiciones más favorables (normalmente en la práctica no se dan estas condiciones tan favorables del enunciado, por lo que esta definición de energía producible es una variable teórica). Este concepto puede extrapolarse igualmente a un conjunto de centrales que constituyen un sistema, una zona, o bien la totalidad de los aprovechamientos hidroeléctricos del país sin más que considerar como términos integrantes de la energía producible los relativos al conjunto de los aprovechamientos considerados.

En general pueden considerarse, fundamentalmente, dos métodos para la evaluación de la energía producible asociada a un determinado sistema hidroeléctrico:

- 1.º Utilización de un modelo de simulación que tuviera en cuenta las características técnicas de los aprovechamientos, el régimen de caudales y unas determinadas consignas de explotación. Este método debe utilizarse para hacer previsiones y, en general, para sistemas recientemente instalados que no tengan las suficientes series históricas de datos. Se adapta mejor a sistemas pequeños.
- 2.º Análisis estadístico de los resultados reales de la explotación del sistema y que, lógicamente, es el camino más idóneo cuando existe el suficiente número de datos históricos. Si en el futuro hubiera consignas de explotación diferentes de las habidas en el pasado, habría que tener en cuenta este hecho a la hora de evaluar este producible teórico.

En el Sector Eléctrico Español se ha hecho recientemente un trabajo que analiza la producción del sistema hidroeléctrico actualmente en servicio, basándose en las series históricas de los años pasados y correlacionando esta producción con los caudales aforados en determinados puntos del sistema, teniendo en cuenta, claro está, la evolución estructural del equipo generador.

Para dar una idea de la variación de la energía producible del Sistema Hidroeléctrico Español actualmente en explotación (centrales > 5 MW), se ha representado, en la Figura n.º 4, la función de densidad de la variable aleatoria correspondiente. Puede observarse la gran variación de valores existentes; por ejemplo se tiene que el intervalo comprendido entre 27.700 GWh y 42.000 GWh tiene el 80 % del área de la curva.

Para dar también una idea de la capacidad de reservas que tiene nuestro sistema, así como de su evolución mensual, se ha recogido en la Figura n.º 5 que se adjunta, el valor mensual que han tenido las reservas hidráulicas durante los tres últimos años.

Las anteriores consideraciones siguen poniendo de manifiesto la importancia que aún tienen las centrales que queman combustibles líquidos en la producción termoeléctrica, importancia que continuará en los años venideros, hasta que las centrales nucleares y térmicas de carbón, en construcción y programadas, vayan entrando en servicio.

Los combustibles consumidos para obtener la ya indicada producción termoeléctrica en los tres últimos años, son los siguientes:

Combustible	1977	1978	1979
Hulla (Tm)	5.295.191	5.415.846	5.446.884
Antracita (Tm)	1.951.998	1.965.878	2.203.125
Lignito (Tm)	5.907.323	7.469.331	10.051.427
Líquidos (Tm)	5.411.746	6.732.456	6.299.464

Debido a la magnífica hidraulicidad de los tres últimos años, el tonelaje de los combustibles líquidos está lejos de los 10 millones de Tm consumidas en el año 1975. Concretamente en el año 1979 se han ahorrado más de 400.000 Tm de combustibles líquidos, gracias también al mayor consumo de lignito, que supera la cifra de los 10 millones de Tm.

Resumimiento, las centrales termoeléctricas de las empresas de UNESA en 1979 consumieron:

Combustibles sólidos.	17.701.436 Tm
Combustibles líquidos	6.299,464 Tm
Combustibles gaseosos	1.801.249.322 m ³

A continuación analizaremos las inversiones del sector:

La inversión acumulada del sector eléctrico, incluidas las regularizaciones de balances, asciende, al 31-12-1978, aproximadamente a 1,7 billones de pesetas, de las cuales 321,7 miles de millones corresponden exclusivamente a las regularizaciones de balances hasta el Decreto-Ley 12/1973.

La estructura financiera que, excluida la regularización de balances, presenta el sector eléctrico al finalizar el ejercicio económico de 1978, queda como sigue: el 29 % son recursos procedentes de capital, acciones y reservas; el 45,68 %, obligaciones y créditos a largo plazo; el 7,47 %, créditos a corto plazo, y el 17,85 % de amortizaciones.

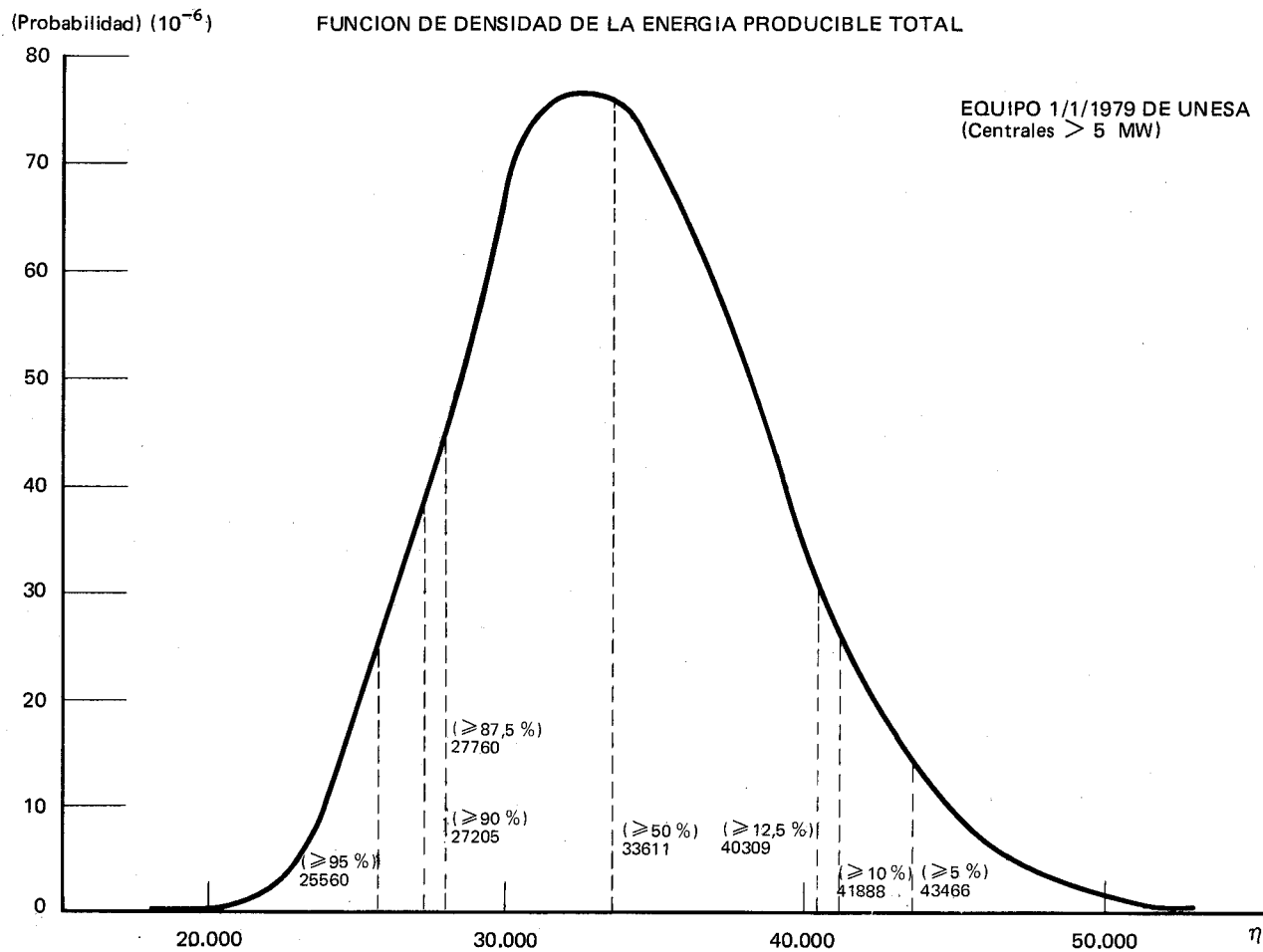
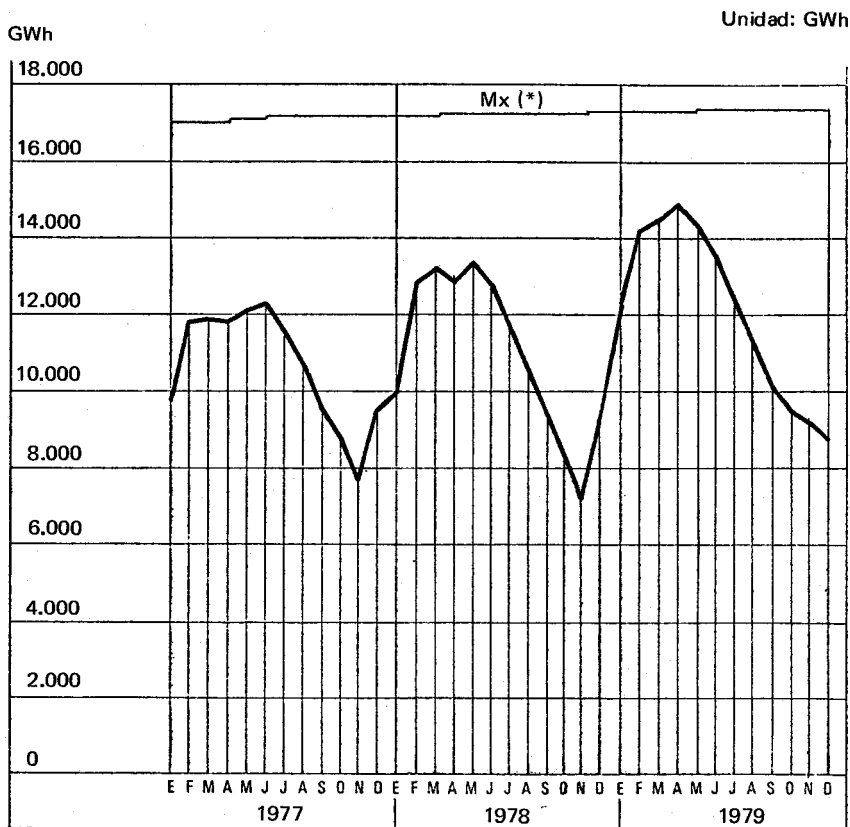


Figura 4. Energía producible (GWh)

Figura 5. Energía mensual embalsada en los años 1977 - 78 y 79



(*) Mx = Máxima capacidad de reserva 17.323.949 millones de kWh

Las empresas eléctricas continúan absorbiendo, pues, nuevos recursos financieros para hacer frente a los proyectos de inversión que ya están en marcha y que están, además, aprobados por el Plan Energético Nacional; como es el caso de las centrales nucleares y los programas de carbón que permitirán atender a la demanda y además ahorrarán importantes sumas de fuel-oil y, por lo tanto, ayudarán al equilibrio de la balanza de pagos. Para cubrir estas inversiones, aunque las condiciones de plazo y coste se han endurecido en los últimos años, las empresas eléctricas han seguido apelando a los mercados de préstamos, tanto nacionales como extranjeros, en volúmenes de recursos importantes, ya que los recursos procedentes de otras fuentes financieras no fueron suficientes. En este sentido hay que señalar que los recursos procedentes de la autofinanciación no alcanzaron la cifra de 1.000 millones de pesetas en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 1979, cifra que no representa tan siquiera el 0,5 % de los nuevos recursos financieros absorbidos por el sector eléctrico en el mencionado año.

La necesaria entrada en servicio de grandes unidades, actualmente en avanzado estado de construcción, para poder atender a la demanda de energía eléctrica en los próximos ejercicios, comportará también desde el punto de vista financiero un gran alivio relativo consecuente de la disminución de la proporción del inmovilizado en curso de instalación en relación con el inmovilizado total.

Ahora vamos a analizar las expresiones, bien conocidas por todos, que nos señalan los consumos históricos de energía eléctrica en la evolución de la renta nacional.

Las primeras estimaciones del crecimiento de la Renta Nacional durante el ejercicio económico de 1979, la sitúan en torno al 2 % respecto del año 1978, medida en moneda constante. Este crecimiento es inferior al registrado durante 1978, que supuso un 3,4 % de incremento, e incluso inferior al registrado en el ejercicio de 1977, que fue del orden del 3 %. En este año cambia de nuevo la tendencia de la serie, lo que indica claramente que los efectos de la crisis económico-energética no solamente persisten, sino que incluso se han agravado como consecuencia de las últimas decisiones adoptadas por los países de la OPEP.

La tasa de crecimiento del Producto Interior Bruto, en términos reales, se sitúa, según las distintas estimaciones, entre el 1,5 % y el 2 % para el ejercicio de 1979, frente al 3,1 % registrado durante 1978. Esta tasa de crecimiento es bastante más moderada que las que se vienen alcanzando en España antes de la crisis económica, pero dadas las características de esta crisis es bastante difícil que las economías europeas vuelvan a las tasas de crecimiento anteriores a 1974. La tasa registrada durante el ejercicio que se analiza es similar a la media de los países de la OCDE (crecimiento del PNB alrededor del 3,2 %). La tasa española de crecimiento ha estado condicionada tanto por los acontecimientos políticos y económicos como internacionales, que han afectado de forma importante a las expectativas de producción y al comportamiento de los distintos agentes económicos.

Hay que resaltar que uno de los principales problemas con que se enfrenta la economía nacional, y que todavía ha persistido en 1979, es la inflación. Durante el ejercicio de 1979 el Índice de Precios al Consumo se ha incrementado en un 15,5 % (de diciembre a diciembre), frente a los incrementos de 16,5 % en 1978 y 26,4 % en 1977.

España sigue encontrándose en una posición desfavorable con respecto de los países de la OCDE, los cuales han registrado un incremento de precios en torno al 8 % durante el año 1979, con lo cual el esfuerzo que queda pendiente por hacer en España para poder salir de la crisis es superior al de ellos.

Estos altos niveles de inflación influyen de una manera decisiva en sectores como el eléctrico, sometido a un estricto control administrativo de los precios de venta de la electricidad y con unos costes sometidos a un intenso crecimiento.

El Consumo Interior Bruto de energía eléctrica, medido en barras de central, se elevó a 2.624,3 kWh por habitante suponiendo, por tanto, un crecimiento durante el año del 5,11 %, frente al incremento del 4,77 en el año anterior.

Frente a este crecimiento del consumo de energía eléctrica puede apreciarse un incremento de la Renta Nacional per cápita, en pesetas constantes, del orden del 1,27 %, muy inferior al incremento medio anual acumulativo del 6,6 % experimentado a lo largo del período 1959-79.

En la Figura 7 puede observarse la tendencia existente en la evolución de ambos crecimientos, es decir, el de la Renta Nacional per cápita, en pesetas co-

Figura 6. Inversiones totales acumuladas en la industria eléctrica.
 Detalle del período 1969 - 1978 (Total de España)
 (Cifras sin regularización de Balances)

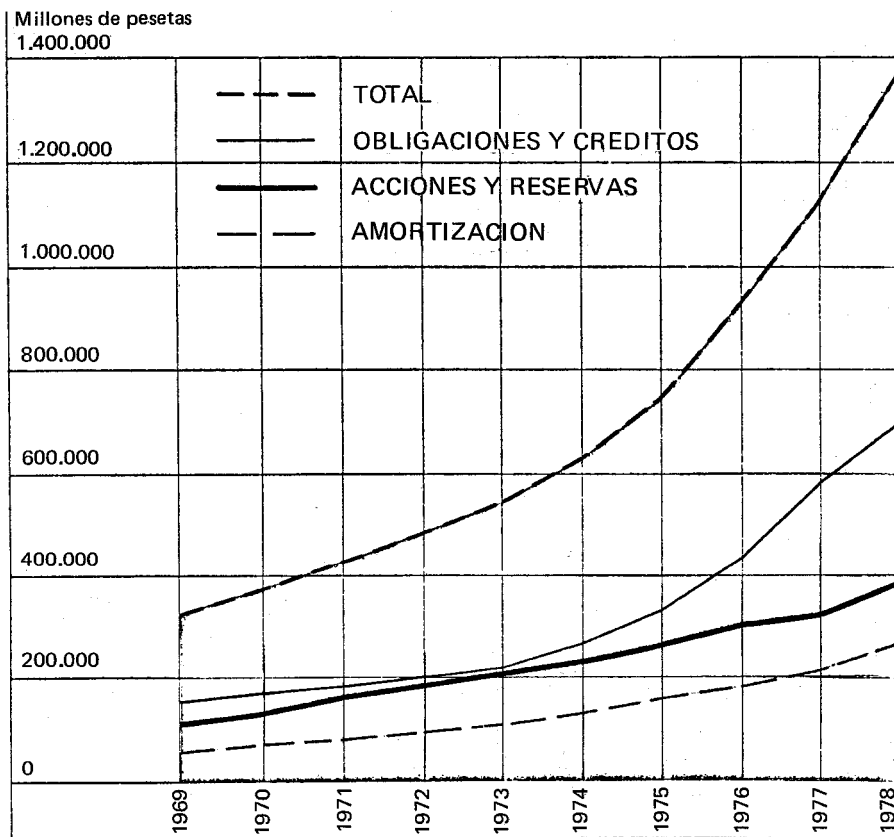
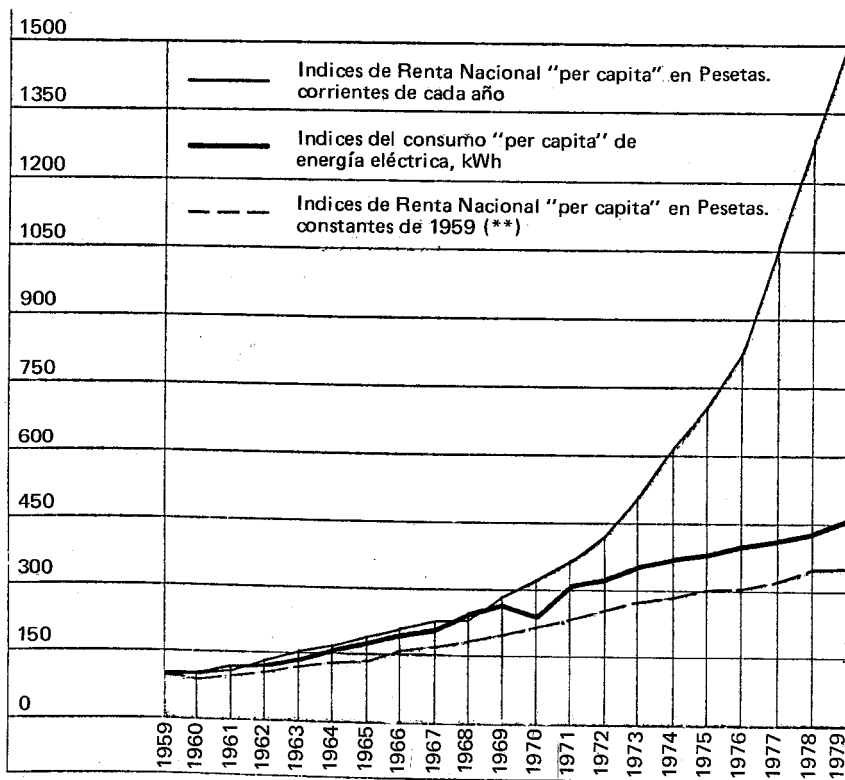


Figura 7. Evolución de la renta nacional "per capita" y del consumo de energía eléctrica, por habitante, en el período 1959 - 1978 (Total de España)

INDICES BASE 1959 = 100



(*) Estimado

(**) Deflactados según índices de precios al por mayor del INE.

rrientes y en pesetas constantes, y el del consumo de energía eléctrica. Asimismo, puede observarse en dicha figura la estrecha relación existente entre unos y otros incrementos, manteniéndose por encima el del consumo de energía eléctrica y, consecuentemente, su ritmo de crecimiento.

III. PERSPECTIVAS FUTURAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En julio de 1979, tras un dilatado período de preparación y discusiones, fueron aprobadas por el Parlamento una serie de resoluciones sobre el Plan Energético Nacional que trazan las líneas maestras que habrá de seguir la futura política energética del país a corto y medio plazo.

La problemática que tiene planteada la nación en el ámbito energético es similar a la de la mayoría de los países industrializados del mundo occidental y está centrada en la fuerte dependencia del exterior en el abastecimiento energético y en la elevada participación del petróleo en la cobertura de la demanda energética. Consecuentemente, el objetivo de nuestra política energética ha de consistir básicamente, y así lo establece el Plan Energético, en reducir en lo posible la citada dependencia del exterior y en tratar de disminuir el papel preponderante del petróleo en el sistema energético nacional, de modo que pueda asegurarse un crecimiento económico sostenido.

Las medidas a adoptar se enmarcan también dentro del cuadro de acciones que internacionalmente se reconocen como eficaces para afrontar la situación descrita y pueden concretarse en los siguientes puntos:

- Moderación efectiva de los incrementos de la demanda energética, conjugando el fomento de medidas conducentes al ahorro y uso racional de la energía con una política de precios energéticos que responda a los costes reales del suministro.
- Propugnar la máxima utilización de los recursos energéticos autóctonos.
- Potenciar los esfuerzos para hacer posible la utilización de las llamadas nuevas energías.
- Sustituir, en la medida de lo posible, los consumos actuales y futuros de fuel-oil por otros recursos energéticos, tales como energía nuclear y carbón.

Estos criterios generales que enmarcan el desarrollo del sistema energético nacional son también aplicables al subsector eléctrico, teniendo en cuenta, claro está, las características específicas de este subsector. Por consiguiente, podríamos resumir también en los cuatro puntos siguientes las guías maestras en las que se ha basado la planificación de las nuevas centrales eléctricas:

- 1.º Construcción de un número de centrales de carbón que permita la máxima utilización de la producción nacional previsible de carbones. Complementariamente se ha tenido en cuenta la utilización de carbón importado.
- 2.º Definición de nuevos aprovechamientos hidráulicos, teniendo muy en cuenta la función preponderantemente reguladora que en el futuro ha de tener este tipo de energía y cuya utilización habrá de compatibilizarse

progresivamente con otras necesidades prioritarias como abastecimientos, riegos y otros usos.

- 3.º No consideración de la instalación de ninguna nueva central para utilización exclusiva de fuel-oil o de gas natural, con excepción de los territorios insulares.

La utilización de las centrales térmicas de fuel-oil será más reducida para disminuir las importaciones de crudos, compatible con:

- Requerimiento mínimo impuesto por limitaciones técnicas de la estructura de refino.
 - Requerimiento por necesidades de regulación del sistema eléctrico.
- 4.º Utilización de la energía nuclear en la cuantía requerida por la demanda, después de aplicar los criterios descritos en los puntos anteriores.

Teniendo en cuenta toda la filosofía encerrada en los puntos anteriores, y de acuerdo con las posibilidades energéticas autóctonas de España y del comercio energético futuro, es necesario la utilización de un modelo energético que nos optimice la estructura de nuestra oferta energética.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), creó en mayo de 1977 un grupo de trabajo a nivel internacional para que preparase y pusiese a punto un modelo energético —MARKAL— que permitiese estudiar el desarrollo energético de cada país de la AIE, y del conjunto de ellos.

El modelo MARKAL se desarrolló en los laboratorios de BROOKHAVEN (EE.UU.) y JÜLICH (Alemania). Muchas características de este modelo han sido adoptadas de modelos energéticos ya existentes en estos laboratorios como son el BESOM (1), DESOM (2) y KFA ENERGY SUPPLY OPTIMISATION MODEL (3); sin embargo, han sido introducidas importantes características para satisfacer los requerimientos específicos de los sistemas energéticos de la AIE.

Pues bien, este modelo MARKAL, ha sido aplicado al sistema energético español y sus resultados muestran lógicamente, una coherencia con los valores recogidos en el PEN. Pueden existir pequeñas diferencias debido a que alguna hipótesis de desarrollo de ciertas variables no coinciden exactamente en el caso del PEN y en el del proyecto de la AIE (téngase en cuenta que en este caso hubo 18 países para definir las citadas hipótesis).

Antes de pasar a comentar los resultados obtenidos con este modelo, quiero estudiar en detalle, dadas sus características específicas, el desarrollo del sistema hidroeléctrico. El desarrollo del sistema hidroeléctrico puede descomponerse en las siguientes etapas:

- 1.º **Evaluación** de los potenciales brutos hidroeléctricos y del potencial técnicamente desarrollable en el sistema.
- 2.º **Clasificación** funcional detallada de este potencial hidroeléctrico técni-

(1) *Brookhaven Energy Systems Optimisation Model (BESOM)*. E. A. Cherniavsky, BNL-19569, December 1974.

(2) *A dynamic time dependent model for the analysis of alternative energy policies*. W. Marcuse et al. (In: K. B. Haley, ed. *Operational Research 1975*, North Holland Publishing Company, 1976).

(3) *The KFA Energy Supply Optimisation Model and its Underlying Software Concept*, Internal Paper, G. Egberts, KFA Jülich, June 1977.

co, basándose en sus características de explotación. También es necesario analizar sus variables económicas y sus tipos de condicionantes para su explotación.

3.º **Planificación** de su desarrollo, basándose en su competitividad técnica, económica y social con otros tipos de generación eléctrica.

Las evaluaciones del potencial bruto y del técnicamente desarrollable es un paso previo muy importante, puesto que ellos definen los techos de desarrollo del sistema hidroeléctrico estudiado. Existen metodologías para su evaluación basadas en criterios homogéneos y que permiten la agregación de los potenciales obtenidos de las distintas cuencas, subsistemas, etc., en que se divide el sistema total.

En España se ha hecho recientemente un estudio muy detallado por subcuencas, que ha dado los siguientes valores:

– Potencial de Aguas de Superficie	≈	226.000 GWh
– Potencial Fluvial Bruto	≈	146.000 GWh
– Potencial Bruto Hidroeléctrico Actual (con las actuales prioridades del agua)	≈	137.000 GWh
– Potencial Técnicamente Desarrollable	≈	63.000 GWh

Teniendo en cuenta que el potencial hidroeléctrico del equipo actualmente en explotación es de unos 36.000 GWh, quedan otros 26.000 GWh que pueden ser técnicamente aprovechables.

La segunda etapa consiste, de acuerdo con lo dicho anteriormente, en hacer una clasificación de este potencial hidroeléctrico. Para ello vamos, primeramente, a exponer muy brevemente las características peculiares que tienen los aprovechamientos hidráulicos y que deben tenerse muy presentes a la hora de clasificar los posibles aprovechamientos y poder evaluar su competitividad con las otras centrales eléctricas. Podrían resumirse en los siguientes puntos:

- Tienen una gran dependencia de los factores meteorológicos, pudiendo afectar simultáneamente a una gran parte del sistema.
- En general, se encuentran situadas lejos de los centros de consumo.
- Algunos aprovechamientos tienen una gran flexibilidad de explotación, lo que les hace idóneos para el seguimiento de la curva de carga diaria y para cubrir fallos no programados en algún elemento del sistema de producción o transporte eléctrico.
- Los embalses destinados a la regulación de sus caudales son verdaderos almacenamientos de energía que permiten regular la explotación de todo el sistema productor.
- Desde el punto de vista de impacto en el medio ambiente tienen, en general, ventaja sobre las otras alternativas energéticas (aunque no debe olvidarse el caso de Noruega).
- Las inversiones requeridas por kW instalado son normalmente mayores a las de las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles. Este es un punto muy importante en un momento en que las empresas tienen muchas limitaciones para la obtención de recursos financieros.

- Los gastos de operación y mantenimiento son moderados frente a los requeridos en las centrales térmicas.
- Finalmente, los recursos hidroeléctricos son autóctonos, por lo que su desarrollo conlleva ventajas desde el punto de vista de balanza de pagos, generación de empleo y seguridad en el abastecimiento energético. Por lo que respecta a la generación de empleo debe señalarse que un gran porcentaje de la inversión total va dirigido a obra civil, sector que tiene la ventaja de generar más empleo en un plazo de tiempo muy corto, si se compara con otras áreas económicas.

Además, como ya se ha indicado anteriormente, la utilización de este potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable tendrá, fundamentalmente, estas dos finalidades funcionales:

- 1.º Aprovechamientos cuyo objetivo más importante será el de la cobertura en potencia de las curvas de carga, es decir, tendrán una función reguladora.
- 2.º Aprovechamientos que actuarán como simples centrales generadoras de electricidad, y que estarán destinadas a sustituir o limitar el consumo de otras energías.

De acuerdo con las consideraciones anteriores y con las características técnicas de explotación —energía producible anual y potencia garantizada fundamentalmente— de los distintos aprovechamientos hidroeléctricos, podría clasificarse el Potencial Hidroeléctrico Utilizable en los siguientes tipos de aprovechamientos hidroeléctricos:

a) Tipo H-1

Están comprendidas las centrales con elevada utilización, superior a las 5.000 horas/año. Pueden incluirse en esta clase centrales pequeñas o medianas que utilizan desniveles en circuitos hidráulicos de abastecimiento de agua, así como aprovechamientos ubicados en los tramos inferiores de ríos caudalosos sin posibilidades de regulación diaria.

b) Tipo H-2

Comprende a centrales que no garantizan su potencia instalada durante gran parte del año. Pueden incluirse aprovechamientos ubicados en ríos de fuerte irregularidad hidrológica o en saltos de pie de presa en embalses destinados a otros fines (regadíos).

c) Tipo H-3

Incluye las centrales destinadas a funcionar en las horas punta y llano de los días laborables; deberán garantizar, por tanto, una utilización de su potencia instalada del orden de las 3.000 horas/año. La garantía de su energía y potencia es consecuencia de la existencia de embalses reguladores con ciclo anual o hiperanual o bien tienen una instalación de equipos reversibles.

d) Tipo H-4

Comprende las centrales de punta, con funcionamiento de unas 1.000 horas anuales. Estas centrales no funcionan con programas predeterminados, sino que deberán adaptarse a las potencias demandadas en cada momento, haciendo frente a las desviaciones que se produzcan como consecuencia de las indisponibilidades no programadas de los medios de producción y transporte.

e) Tipo H-5

Por último, se incluyen en este grupo las ampliaciones de potencia en aprovechamientos hidroeléctricos en servicio. Mediante estas ampliaciones pueden transformarse aprovechamientos de base, en centrales destinadas a suministrar energía de punta y llano. También pueden aumentar algo la energía producible para caudales en aguas altas, que de otra forma se verterían por insuficiencia de equipo.

También capítulo aparte merece la energía nuclear.

Todos los países industrializados tenían en funcionamiento y/o en construcción programas de centrales nucleares en el momento de la crisis energética de 1973, programas que se han procurado impulsar desde entonces. Nuestro país, que ocupa uno de los primeros lugares en la relación de países industriales, está en la dirección marcada por los países más desarrollados industrialmente.

Los Gobiernos, al autorizar la construcción de las centrales nucleares, exigen adecuadas garantías en cuanto a los problemas técnicos relativos al control y seguridad de esta energía. Por otra parte, el análisis y comparación de los costos de explotación de energía requiere algunas precisiones.

Ambos aspectos, económico y técnico, se desarrollan a continuación:

Características económicas

La energía eléctrica puede, en principio, generarse con las siguientes energías primarias:

- Hidroeléctrica.
- Térmica de carbón nacional.
- Térmica de carbón importado.
- Térmica de fuel-oil o gas natural.
- Nuclear.
- Nuevas energías (solar, geotérmica, etc.).

La situación española a este respecto es, esquemáticamente, la siguiente:

- Carbón y energía hidráulica: en este sector, la limitación de los recursos energéticos nacionales es manifiesta. Por una parte, el potencial hidráulico español económicamente explotable es reducido, y, según estimaciones razonables, no podrán alcanzarse con él producciones eléctricas muy superiores a 40.000 millones de kWh. Por otra parte, con la explotación al máximo de nuestras reservas carboníferas hoy conocidas, se podrían lograr unas producciones de energía eléctrica del orden de 41.000 millones de kWh hacia 1987. Estas disponibilidades han sido estimadas sobre la base de un crecimiento de los precios energéticos durante el período moderada-

mente más elevado que la tasa de inflación mundial, y debe señalarse que, en todo caso, diez años es aproximadamente el período necesario para la puesta en explotación de nuevos yacimientos.

De acuerdo con tales estimaciones, la diferencia entre la demanda interior y la producción eléctrica correspondiente a los recursos hidráulicos y carboníferos es importante ya a corto plazo, y según los datos disponibles se irá incrementando en los próximos veinticinco años, por lo que resulta que, si en ese plazo no entran en servicio nuevas fuentes de energía primaria, quedan como únicas posibilidades de suministro eléctrico los dos grandes bloques constituidos por los productos petrolíferos y la energía nuclear.

- Nuevas fuentes de energía: entre los nuevos recursos energéticos o energías no convencionales, que hoy son objeto de investigación y desarrollo en mayor o menor escala, merecen destacarse la energía solar, la energía geotérmica, la energía eólica y la fusión termonuclear. No cabe esperar, sin embargo, que ninguna de estas fuentes energéticas alternativas llegue a estar plenamente desarrollada antes de que finalice el presente siglo. En particular, durante los próximos diez años, la energía solar no podrá sustituir más que en muy pequeña proporción a las fuentes energéticas tradicionales, y en aplicaciones a pequeña escala, como son la calefacción doméstica y el calentamiento de agua.

Es evidente, por tanto, que una vez utilizados razonablemente los recursos nacionales carboníferos e hidráulicos, sólo queda la posibilidad de cubrir la demanda eléctrica restante con fuel-oil, energía nuclear o carbón importado. Los cuadros n.º 1 y 2, y las Figuras 8 y 9, resumen la comparación económica de los principales parámetros de las diferentes soluciones, así como su incidencia en la balanza de pagos.

Cuadro N.º 1
PARTICIPACION ESPAÑOLA EN UNA CENTRAL QUE SE INICIE EN 1977
(Porcentaje del coste)

	Nuclear	Térmica carbón importado	Térmica fuel-oil
Inversión	80	85	85
Mantenimiento	90	90	90
Combustible	45	10	5

Para una producción de 61.000 millones de kWh, que es la que se prevé obtener en 1987 de origen nuclear, sería preciso gastar anualmente 1.300 millones de dólares de 1977 si la totalidad de esta energía se obtuviese por vía del fuel-oil, frente a 420 millones de dólares por vía nuclear a los precios actuales. Evidentemente, un incremento sustancial de los precios del petróleo por parte de la OPEP produciría un drenaje de divisas absolutamente insostenible.

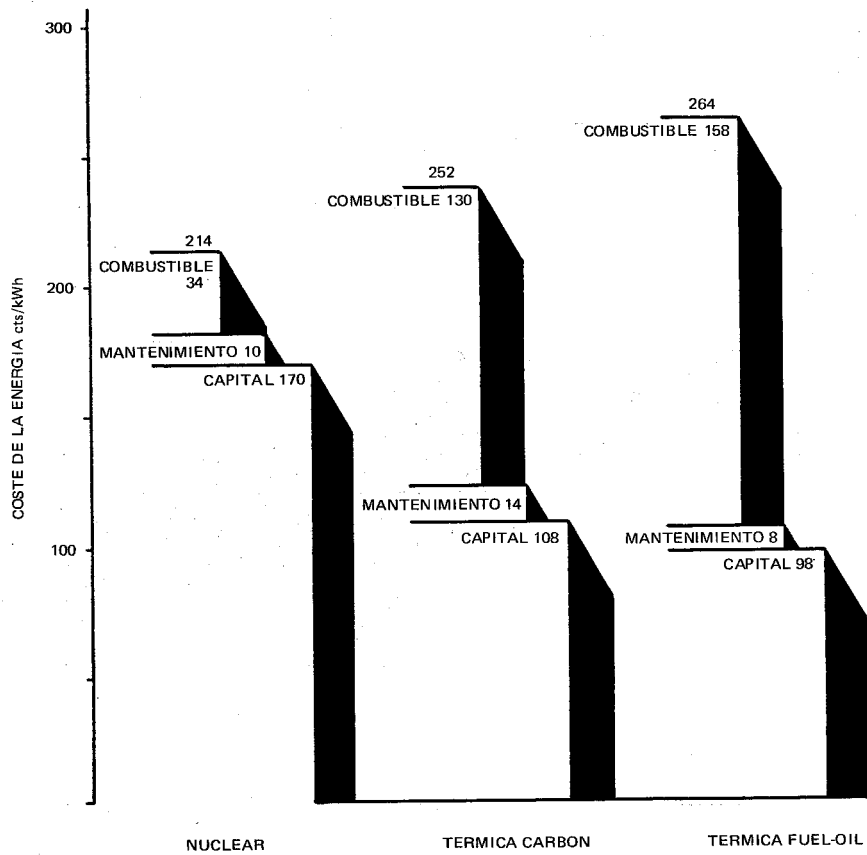


Fig. 8. Coste de la energía en centrales nucleares y térmicas (6.000 h/año de utilización).

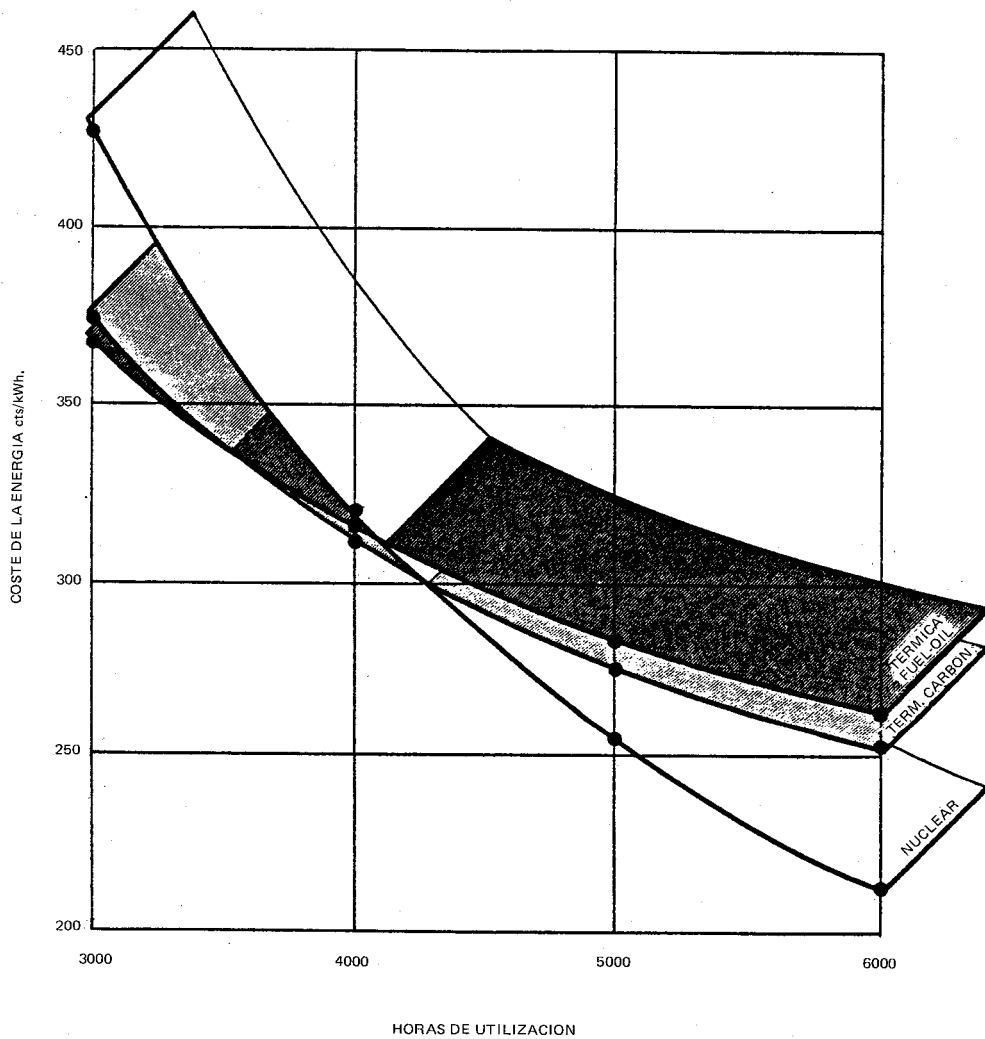


Fig. 9. Coste de la energía en las centrales nucleares y térmicas en función de la utilización.

Cuadro N.º 2
EFFECTOS DE DIFERENTES TIPOS DE CENTRALES
SOBRE LA BALANZA DE PAGOS

	Coste kWh en divisas		Coste total en divisas de una central de 1.000 MW y 6.000 horas de utilización (Millones de pesetas)
	%	cts/kWh	
Nuclear	26	56	3.360
Térmica de carbón importado	56	141	8.460
Térmica de fuel-oil	66	174	10.440

De otro lado, las Figuras muestran cómo a partir de una utilización de cuatro mil trescientas horas anuales, la solución nuclear resulta inferior en costes al resto, con un coste de producción inferior en un 20 % al del fuel-oil en el caso de una utilización de seis mil horas anuales.

Finalmente, desde el punto de vista de la sensibilidad del coste del kWh a una elevación de precios de los combustibles (uranio, carbón o fuel-oil), un incremento de un 100 % en el coste de los mismos produciría un incremento del 16 % en el coste del kWh generado por una central nuclear, frente a un incremento del 50 % en una central que queme carbón, o del 60 % en una central que queme fuel-oil. La sensibilidad de los costes a una elevación de precios de la materia prima es, pues, máxima en el caso del fuel-oil y mínima en el del uranio, con una diferencia de 4 a 1.

Es evidente, por tanto, que desde un punto de vista estrictamente económico, la solución nuclear es superior a las restantes alternativas. Por ello, es por lo que a nivel mundial el 50 % de la nueva potencia hasta 1990 estará constituida por centrales nucleares. Entre 1975 y 1985 entrarán en funcionamiento 280 nuevos reactores (sobre la base de 1.000 MW cada uno), y 260 más entre 1985 y 1990, siendo su reparto por áreas el que figura en el cuadro n.º 3.

Cuadro N.º 3
CAPACIDAD INSTALADA A NIVEL MUNDIAL (1)
(Miles de MW)

	1975	1980	1985	1990
Estados Unidos	39	80	160	260
Europa Occidental	19	55	115	220
Japón	5	15	35	60
Otros	4	15	35	70
TOTAL	67	165	345	610

(1) Excluidos los países del Este.

De la voluminosa información obtenida en este análisis, se ha recogido en la Tabla n.º 3 que se adjunta, la evaluación estructural de energías primarias para el período 1985-2000 que ha resultado de la aplicación del modelo MARKAL al sistema energético español.

Tabla N.º 3

EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA UTILIZACION DE ENERGIAS PRIMARIAS

Período 1985-2000 Unidad: %

	1985	1990	1995	2000
Renovables { Hidráulicas	10	9	9	8
{ Nuevas Energías				
Carbón	18	21	25	27
Petróleo	55	49	44	38
Gas Natural	5	5	4	2
Nuclear	12	16	18	25
TOTAL	100	100	100	100

También para el subsector eléctrico, se recoge la evolución de la producción eléctrica obtenida en este mismo análisis.

En la Figura n.º 10 se han representado gráficamente estas evoluciones.

Naturalmente ha sido obtenida mucha más información muy interesante, pero su exposición sale fuera de este trabajo. En resumen, puede decirse con todo rigor que la definición de desarrollo energético recogida en el PEN, es coherente con los resultados de este modelo MARKAL que ha sido desarrollado conjuntamente por dieciocho países de la Agencia Internacional de la Energía.

Tabla N.º 4

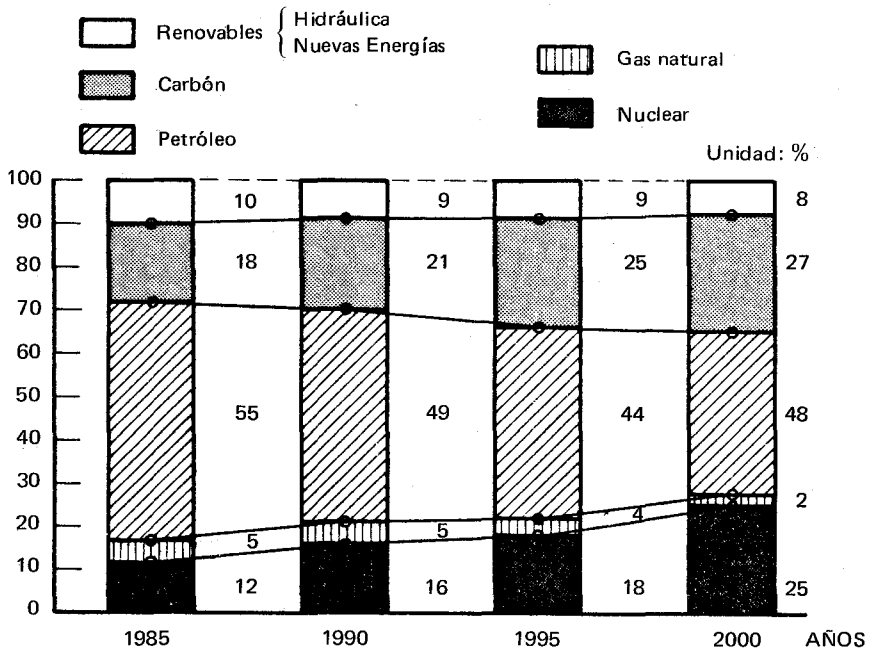
EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Período 1985-2000 Unidad: %

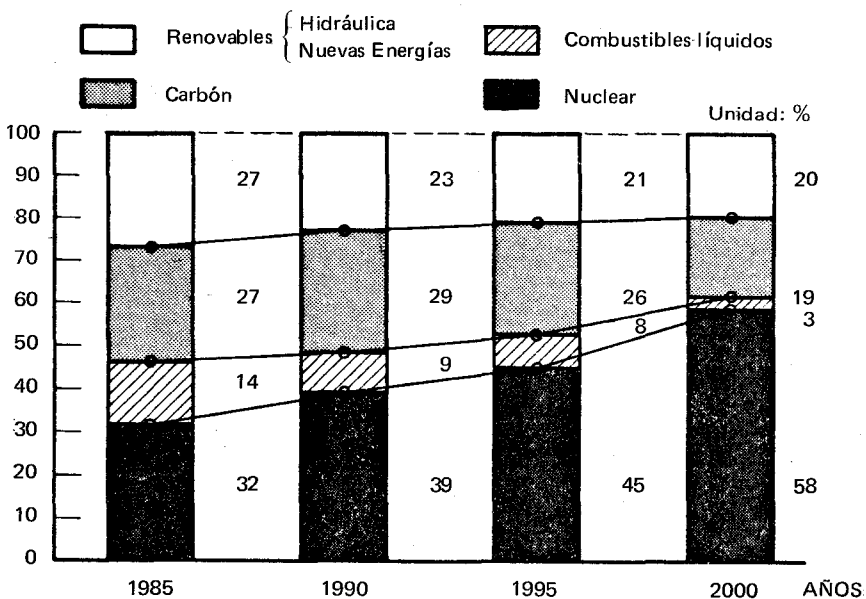
	1985	1990	1995	2000
Renovables { Hidráulica	27	23	21	20
{ Nuevas Energías				
Carbón	27	29	26	19
Combustibles líquidos	14	9	8	3
Nuclear	32	39	45	58
TOTAL	100	100	100	100

Figura 10

EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA UTILIZACION DE ENERGIAS PRIMARIAS



EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA



PROBLEMATICA ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO ESPAÑOL

Por

Pedro Rivero Torre

Indice:

- I. Descripción del sector eléctrico.
- II. Perspectivas de la demanda de energía eléctrica.
- III. Perspectivas del abastecimiento.
- IV. Política sectorial:
 - IV.1. En relación con la oferta.
 - IV.2. Tarifas.
 - IV.3. Inversiones y financiación.
 - IV.4. Situación Institucional y Control.
- V. Problemas específicos de la integración del sector en la Comunidad Económica Europea.

I. DESCRIPCION DEL SECTOR ELECTRICO

De acuerdo con los datos contenidos en la Memoria Estadística de UNESA, referente al pasado año 1978, la demanda de energía eléctrica referida a barras de central correspondiente al mencionado año, puede cifrarse en 91.640 Gwh.

La producción de la energía eléctrica en bornes de alternador correspondiente a esa demanda fue de: 97.814 Gwh y la energía primaria consumida para obtener dicha generación eléctrica puede cifrarse en 32,5 millones de tec, lo que supone aproximadamente 1/3 del consumo total de energía primaria en España.

La estructura del equipo productor en 31-XII-78, era la siguiente:

POTENCIA INSTALADA EN 31-XII-1978

	<u>Mw</u>	<u>%</u>
Hidráulica	13.504	48
Nuclear	995	4
Carbón	4.274	15
Fuel-Oil	9.259	33
	<u>28.032</u>	<u>100</u>

De haber sido el año 1978 hidrológicamente medio —en la realidad el año fue húmedo— la estructura de la producción hubiera sido del orden de la que se indica a continuación:

	<u>% de la producción</u>
Hidráulica	35
Nuclear	7
Carbón	22
Fuel-Oil	36
TOTAL	<u>100</u>

Se puede observar que en condiciones de hidraulicidad media, el fuel-oil desempeña, juntamente con el equipo hidráulico, el papel preponderante en la cobertura de la demanda.

Hay también que indicar que este subsector tiene en curso de construcción muy avanzado 7 grandes grupos nucleares —del orden de 1.000 MW cada uno—, existiendo además otros 8 emplazamientos nucleares con autorización previa de construcción, en 5 de los cuales se está ya en fase de construcción.

Además hay que señalar que en la parte transcurrida en el año 1979 han entrado en servicio 2 grupos de 350 MW destinados a funcionar con carbón nacional, estando otros 3 grupos de 350 MW, otro de 500 MW y uno de 300 MW destinados también a funcionar con carbón nacional en estado muy avanzado de construcción. Finalmente, se prevén otros siete grupos de carbón nacional de 350 MW de potencia unitaria, en algunos de los cuales se han iniciado ya las obras de instalación. Están también en curso de instalación varias centrales hidráulicas convencionales y de bombeo.

Desde el punto de vista de condiciones de marco económico, cabe señalar, que como consecuencia de las condiciones económicas creadas por los factores analizados en la primera parte de este estudio, el Sector ha de afrontar:

- Unos costes constantemente crecientes de combustibles.
- Una escalada de costes de instalación de los equipos generadores, que supera la tasa media de inflación general.
- Unos fuertes incrementos de costes financieros, como consecuencia de la situación de los mercados financieros nacional e internacional, que en este sector, tiene una particular incidencia, dado el volumen de obra en curso.

Estas características que constituyen en mayor o menor grado una problemática a nivel internacional de los subsectores eléctricos de los diversos países, vienen agravadas en el caso particular de España, por el hecho de que el sistema tarifario vigente en la actualidad fija el precio del KWh por debajo de los costes reales de producción del mismo.

II. PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Como ya se ha indicado en el apartado anterior, la demanda del mercado eléctrico medida en barras de central, fue en el año 1978 de 91.640 GWh, y su cobertura supuso aproximadamente 1/3 del consumo total de energía primaria en España. Si partiendo de este año se pretende estimar la demanda previsible en determinados años de un futuro próximo o a medio plazo, es preciso, en primer lugar, conjeturar el grado de crecimiento económico que se proyecta o espera conseguir en ese período, ya que el incremento del consumo de energía está íntimamente ligado a este crecimiento.

La actual coyuntura económica no invita al optimismo en este terreno; no obstante, es claro, que si España se propone entrar en la Comunidad Económica Europea, tendrá que fijarse, y esforzarse en conseguir unos niveles de crecimiento económico que a lo largo de un período de tiempo razonable, hacia 1990 por ejemplo, le acerquen al grado de desarrollo medio de dicha Comunidad. Para lograr esto, dadas las tasas de crecimiento que se prevén en los demás países, parece razonable proponerse un incremento medio acumulativo anual del Producto Interior Bruto, desde la actualidad hasta 1990, del orden de un 5 %.

Fijado este incremento, es claro, que sin producir estrangulamiento en las actividades productivas que impidan alcanzarlo, se ha de tratar de moderar el consumo energético correspondiente, lo cual, como es sabido, puede lograrse en cierto grado por los siguientes medios:

- Estableciendo los planes razonables de ahorro y conservación de la energía.
- Completando estas medidas con un sistema de precios que responda a los costes reales de producción de cada una de las formas de la energía que impida un abaratamiento de la misma en términos reales, sin que incite a su despilfarro. Esto permitirá también que los precios jueguen su verdadero papel en una economía de mercado, procurando una adecuada elección de las inversiones en las distintas alternativas de producción, evitando subvenciones encubiertas al consumo que provocan una competencia desleal entre los sectores, según sean más o menos consumidores de energía. Se lograría además con ello, sanear o paliar la situación creciente de deterioro que experimentan las empresas del subsector, como consecuencia de los desajustes entre tarifas y costes reales en los años precedentes.

La previsión de la demanda en las hipótesis que se acaban de describir, teniendo en cuenta las políticas de desarrollo de los sectores que la tienen definida, se obtienen cifras del orden de las que se indican a continuación:

	<u>Año 1985</u>	<u>Año 1990</u>
Demanda eléctrica en barras de central (GWh)	143.000	205.000

III. PERSPECTIVAS DEL ABASTECIMIENTO

A continuación se analizan la disponibilidad de recursos y su idoneidad para este fin.

En el momento actual, los recursos naturales clásicos para producir energía eléctrica en gran escala son los cinco siguientes: hidroelectricidad, carbones, energía nuclear, petróleo y gas natural. Además, cuando se mira hacia el futuro, debe tenerse en cuenta también la aportación que puedan realizar las llamadas nuevas tecnologías: energía solar, energía geotérmica, fusión nuclear, etc.

La selección entre estos diversos recursos debe hacerse atendiendo a su disponibilidad, coste, características técnicas e incidencias de los mismos sobre el medio ambiente. No obstante, como se indicó en la introducción, entre ellos merecen un tratamiento preferente los que sean recursos autóctonos, a los que debe tratar de darse la máxima utilización que razonablemente se pueda conseguir, porque aumentan la seguridad del suministro energético al disminuir el grado de dependencia del exterior, protegen la balanza de pagos y generan empleo en el interior del país.

En sentido estricto, puede decirse que en España se dispone, aunque no desgraciadamente en la medida que sería de desear, de dos tipos de recursos autóctonos: hidroelectricidad y carbón. En un sentido más lato, también se puede considerar recurso autóctono los considerables recursos de uranio natural, si bien la totali-

dad del ciclo del combustible que ha de seguir dicho mineral, no se realiza, por el momento, en suelo español.

Seguidamente se consideran las posibilidades de los diferentes recursos indicados, comenzando por los autóctonos.

En cuanto a los recursos hidroeléctricos se refiere, en la actualidad, los mejores emplazamientos, los más idóneos técnica y económicamente han sido ya utilizados. El potencial aún utilizable se presenta en general con un grado importante de dispersión, es decir, queda constituido por numerosas centrales de pequeño tamaño y con costes de instalación muy elevados. Este hecho supone ya un primer serio inconveniente para su utilización masiva.

Además, conviene observar que buena parte de los recursos hidroeléctricos aún utilizables se podrían aprovechar de dos formas diferentes: como instalaciones con capacidad de modulación y seguimiento de la curva de la demanda, proporcionando energía de alta calidad para atender a las puntas y regular el sistema, o como simples centrales generadoras de energía que sustituyan los consumos de combustibles importados.

En este último sentido, la cantidad de combustible que ahorrarían sería pequeña y además la sustitución podría lograrse de forma mucho más económica por otros recursos —nuclear, por ejemplo—.

En cuanto a su utilización como instalaciones de modulación y seguimiento de la demanda, cabe decir que conjuntamente con las centrales de bombeo, constituyen las centrales técnicamente más idóneas para este fin. Además cualquier otra alternativa no hidráulica para esta misión resulta muy cara, por lo que cabe concluir que la mejor utilización del potencial hidráulico disponible es incorporarlo paulatinamente con esta función, al sistema generador, a medida que éste y la demanda lo requieran.

En cuanto al carbón nacional, las perspectivas actuales son alentadoras. La producción del mismo ha aumentado considerablemente durante los años transcurridos desde 1973. En la actualidad están ya en servicio, o proyectadas instalaciones para absorber toda la producción de lignitos pardos y negros de los yacimientos conocidos, así como las centrales necesarias para absorber los incrementos esperables en la extracción de hullas y antracitas nacionales. Con todo ello se espera poder alcanzar hacia 1990 una producción del orden de los 43.300 GWh que supone duplicar pasadamente la producción actual.

Evidentemente el resto del incremento de producción previsto como necesario habrá de realizarse a base de otros recursos.

En lo que respecta al petróleo, se producen las siguientes circunstancias:

- Como es sabido, la mayoría de los países con capacidad para exportar petróleo en forma continua, no se comportan en régimen de libre competencia económica, sino que forman una agrupación —la OPEP— que puede suprimir o controlar sus exportaciones a otros países, por móviles no económicos, por lo menos coyunturalmente, como pusieron de manifiesto los sucesos de 1973. El suministro, por lo tanto, presenta riesgos.
- Además, independientemente de lo anterior, diversos estudios realizados por diferentes organismos internacionales de la máxima solvencia, que salvo que se descubran nuevos yacimientos, con reservas excepcionales, acontecimiento con el que no se puede contar "a priori", la máxima capacidad de producción se alcanzará, año más o menos, hacia la mitad de la

próxima década, siendo la misma insuficiente para cubrir la demanda previsible de este recurso en esas fechas, si se sigue manteniendo la tendencia del consumo registrada hasta la actualidad.

Además el petróleo o sus derivados tienen aplicaciones específicas importantes en las cuales son insustituibles, por lo menos a corto y medio plazo, como ocurre en la industria petroquímica y la de carburantes para el transporte. Esta característica hace esperar que cada vez será menor la fracción del petróleo producido que se pueda destinar a la producción de electricidad, ya que el fuel-oil disponible, tendrá que ser transformado en productos más ligeros, para el óptimo aprovechamiento del limitado petróleo disponible.

- Por último, cabe señalar que el coste de producción de KWh obtenido con fuel-oil, es superior al obtenido con combustible nuclear o carbón importado.

Por todas estas razones no parece prudente contar con el petróleo para atender los incrementos futuros de demanda eléctrica, sino, más bien, lo aconsejable resulta tratar de reducir su participación en la cobertura actual.

El gas natural es un producto que por una parte tiene aplicaciones no energéticas importantes y, por otra, en cuanto a su utilización energética se refiere, es un excelente combustible, limpio y de manejo cómodo, características que lo hacen idóneo para su utilización directa en el sector residencial y comercial y en muchas áreas del sector industrial. Por todo ello y por razones de coste, no parece lógico contar con él para la producción de electricidad, salvo de forma muy accidental, en coyunturas en que se produzcan pequeños desajustes entre las capacidades de absorción del mercado y la de transporte, distribución y almacenamiento de este combustible, lo que puede suponer únicamente pequeñas aportaciones marginales al suministro eléctrico.

En lo que respecta a las llamadas "nuevas fuentes de energía", es de desear que la investigación tecnológica continúe y se intensifique, pero en el período que contempla este estudio, no parece que puedan esperarse aportaciones apreciables de las mismas a la producción de energía eléctrica en gran escala.

En estas condiciones, para cubrir la parte del incremento de demanda no atendida por los recursos analizados, hasta el momento, restan únicamente dos recursos disponibles: el carbón importado y la energía nuclear.

En consecuencia el resto de la demanda no cubierta por los recursos anteriores habrá de atenderse a base de carbón y energía nuclear.

Complementarias de los grupos nucleares, y en general, de todos los grandes grupos térmicos de base son las centrales de bombeo, mixtas o puras, que mejoran el rendimiento de aquellos permitiéndoles mantener su régimen de carga durante las horas de demanda baja y devuelven energía de punta, en las horas en que la demanda crece. Por ello, deben planificarse conjuntamente con los grupos de base.

CONCLUSIONES

En síntesis, las líneas directrices para la evolución del subsector son las siguientes:

- Utilizar los recursos de carbón nacional al máximo posible.
- Reducir en lo posible, el consumo de fuel-oil, asignando al equipo existente misiones de reserva ante la coyuntura hidráulica y colaboración en la cobertura de las puntas de demanda.
- Recurrir a la energía nuclear para atender la mayor parte del incremento futuro de la demanda, no cubierta por los recursos autóctonos.
- Utilizar carbón importado como complemento de la energía nuclear, con lo que se diversifican las fuentes de suministro y se flexibiliza el sistema productor.
- Emplear la energía hidráulica y las centrales de bombeo para modulación y seguimiento de la carga, en la medida en que el sistema lo necesite.

En estas condiciones, el análisis detallado de la cobertura de los años 1985 y 1990, arroja los siguientes resultados:

BALANCE PREVISIBLE EN ENERGIA

Unidad: GWh en barras

	Año 1985		Año 1990	
	GWh	% sobre prod. Total	GWh	% sobre prod. Total
Prod. hidráulica y bombeo	40.400	27	46.500	22
Producción nuclear	42.700	29	86.500	41
Produc. de carbón nacional	40.800	30	43.300	28
Produc. de carbón importado	3.700		15.700	
Producción de fuel-oil	20.100	14	20.000	9
Producción total	147.700	100	212.000	100
Demanda	143.000		205.000	
Consumo en bombeo	4.700		7.000	
Consumo total	147.700		212.000	

De acuerdo con el anterior balance energético, el equipo productor previsible es el siguiente:

PREVISION DE EQUIPO INSTALADO

	Año 1985		Año 1990	
	MW	% s/Total	MW	% s/Total
Hidra. y bombeo	17.000	37	20.000	34
Nuclear	9.500	21	16.600	28
Carbón	10.041	22	11.700	20
Fuel-Oil	9.080	20	10.700	18
TOTAL	45.621	100	59.000	100

IV. POLITICA SECTORIAL

IV.1. En relación con la oferta

Las directrices fundamentales a tener en cuenta respecto a la planificación de las instalaciones necesarias para atender la demanda de energía eléctrica, están recogidas en el Plan Energético presentado por el Gobierno a las Cortes, son aceptadas por los Organismos Internacionales competentes en materia energética (Agencia Internacional de la Energía, OCDE, CEE; etc.), y son asimismo asumidos por el sector eléctrico, respondiendo a dichas directrices las previsiones establecidas que, además, son coincidentes con las seguidas en los demás países occidentales que sufren igualmente las consecuencias de la crisis energética.

Básicamente, en los modelos de planificación se ha tenido en cuenta:

- Evitar en lo posible la dependencia del petróleo, diversificar las fuentes de abastecimiento de energías primarias importadas a fin de asegurar el suministro, aprovechamiento al máximo posible de energías primarias nacionales (carbón e hidráulicas fundamentalmente), atención a las posibilidades de nuevas fuentes energéticas, especialmente las renovables, si bien estas últimas no pueden representar una oferta apreciable de energía transformada en electricidad durante el período analizado, pero deben ser tenidas en cuenta para su incorporación a partir del momento en que entren en fase comercial.

Por otra parte, y con el fin de lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos disponibles, se prevén las ampliaciones necesarias de la red de transporte interconectada, de modo que pueda asegurarse el suministro en todo momento, tanto en condiciones de normalidad como en distintas alternativas de hidraulicidad y de disponibilidades de equipo extremadamente desfavorables, mediante los necesarios trasvases de energía entre zonas. Para el estudio de las soluciones posibles se ha simulado mediante los adecuados modelos las condiciones de explotación de la Red y su seguridad, proyectando, como se ha indicado, a la vista de los citados estudios las instalaciones de transporte necesarias a medida que entran en funcionamiento los nuevos equipos previstos.

En relación con las instalaciones actualmente en construcción, es necesario la aprobación urgente de las centrales que cuentan con autorización previa a fin de no demorar más su terminación y puesta en servicio. Asimismo, es necesario que por el Gobierno se vayan autorizando las nuevas instalaciones proyectadas, evitando la existencia de demoras que puedan arriesgar el suministro futuro necesario. No puede olvidarse que, tanto para las instalaciones en curso como para las proyectadas, el ritmo de instalación afecta no sólo a la seguridad futura del propio suministro eléctrico sino también a las programaciones de las empresas complementarias (ingenierías, constructoras, bienes de equipo, etc.).

Es necesario también agilizar los trámites de expropiación para la realización y puesta en servicio de instalaciones, especialmente en lo que respecta a centrales hidráulicas y líneas de transporte.

Por último debe garantizarse que, en tanto que responsable directo de la ejecución de los Planes, el sector sea suficientemente oído en la elaboración y discusión de los Planes eléctricos a realizar en el futuro.

IV.2. Tarifas

Las tarifas eléctricas deben ser suficientes para cubrir todos los costes reales de producción y suministro de la energía eléctrica.

Este principio es necesario, tanto para mantener el adecuado equilibrio económico y financiero de las empresas, como para que el conjunto de la economía pueda asumir los efectos reales de la crisis energética, evitando que la existencia de precios artificialmente bajos supongan subvenciones encubiertas a los distintos sectores productivos y provoquen una competencia desleal en función del mayor o menor componente energético de sus producciones. Asimismo, el paso a una política realista de ahorro y conservación de la energía, acorde con las nuevas circunstancias impuestas por la crisis, exige el establecimiento de dichos precios, en función de los costes reales, como medida principal que evite el despilfarro de energía.

El coste real del suministro incluye tanto los costes explícitos (personal, combustibles, impuestos, etc.), como la adecuada dotación a las amortizaciones calculadas en base a valores actuales de los activos en explotación y según la tasa representativa de la vida útil de dichos activos, así como también los costes del capital dedicado a la explotación, incluidas las tasas de conservación del mismo por razón de la inflación; evitando que, por escasez de ingresos, las instalaciones en curso tengan que soportar costes que correspondan tanto en sentido económico como financiero, a los capitales invertidos en la explotación.

Dado que la explotación racional del sistema eléctrico debe de efectuarse sobre la base del año hidráulico medio, a este criterio deben de responder asimismo las tarifas fijadas en cada momento, adaptándolas periódicamente y sin retraso a la evolución real de los costes.

En relación con su estructura, las tarifas eléctricas deben responder a una estructura binomia pura, con un término de potencia acorde con los costes reales fijos de cada tipo de suministro, y un solo término de energía en función de sus costes variables. Dicha estructura es la que se tiene implantada o tiende a conseguirse en prácticamente todos los países europeos y evita además la excesiva regresividad de las tarifas con más de un bloque de energía para cada tipo de suministro.

La política de precios disuasorios, es decir, por encima de los costes reales, como medida tendente a la reducción del consumo de electricidad, no responde a criterios económicos de costes del suministro y, en consecuencia, si se implanta, deben separarse claramente del concepto de tarifa, el exceso y éste debe orientarse por vía fiscal u otras ajenas al precio real del suministro. Igualmente, debe diferenciarse claramente de las tarifas cualquier tipo de ayuda o subvención que no responda claramente al coste del suministro.

Con el fin de evitar desfases temporales en la adaptación de las tarifas a la evolución de los costes reales, deben establecerse fórmulas automáticas y objetivas de revisión, o bien comisiones especializadas de precios que puedan seguir con la suficiente agilidad dichas evoluciones.

IV.3. Inversiones y financiación

El sector debe responsabilizarse y se responsabiliza de la realización de las inversiones necesarias para asegurar el cumplimiento de los planes precisos para garantizar el suministro de energía eléctrica de acuerdo con los programas de ins-

instalaciones aprobados por el Gobierno, para lo cual recurrirá a las distintas alternativas de fuentes de financiación existentes en los mercados monetarios y de capitales, buscando el óptimo económico y el necesario equilibrio financiero entre ellas.

El programa de inversiones necesario para realizar las instalaciones que se precisan a fin de cubrir la demanda previsible en el período que contempla el Plan Eléctrico, puede ser realizado por el sector si se dan unas condiciones mínimas de normalidad en los mercados financieros. Hay que tener en cuenta que el mayor esfuerzo financiero en términos relativos ya ha sido realizado, por cuanto existen en construcción avanzada y con inversiones realizadas que superan al 50% del total necesario hasta su puesta en servicio, la mayor parte de las instalaciones más intensivas en capital, como son las centrales nucleares, habiéndose efectuado estas inversiones en condiciones, durante los últimos años, de clara inestabilidad de los mercados financieros, en plena crisis económica y con unas tarifas eléctricas muy por debajo de los costes reales de producción del KWh.

La continuación del plan de inversiones exige pues, en los momentos actuales, ese mínimo de equilibrio financiero que debe basarse en los siguientes puntos principales:

- a) No demorar más las autorizaciones pendientes para las instalaciones en avanzado estado de construcción a fin de que puedan ser terminadas, garantizando así la cobertura de la demanda y transformando en inmovilizado productivo buena parte del actual inmovilizado en curso de instalación.
- b) Saneamiento y estabilidad de los mercados de capitales de forma que el sector eléctrico y los demás, puedan encontrar en él los recursos, vía ampliaciones de capital y empréstitos, que han venido siendo normales para la captación del ahorro.
- c) Unas tarifas de acuerdo con los costes reales que, además de evitar la descapitalización paulatina de las empresas, evite el encarecimiento artificial de las obras en curso al hacerlas soportar mayores cargas financieras que las que les corresponde por costes que no les son estrictamente imputables, y permitan también una adecuada dotación de recursos autogenerados vía amortizaciones sobre costes actualizados y previsiones de conservación del capital invertido, que pueden ser dedicados por las empresas, transitoriamente hasta la reposición, a constituir uno de los flujos de recursos necesarios para lograr la estabilidad financiera.

Las ampliaciones de capitales y los recursos autogenerados, son imprescindibles para conseguir el necesario equilibrio y estabilidad en la estructura financiera, de forma que la relación entre capitales propios y ajenos, haga posible el normal desarrollo financiero de las empresas. Téngase en cuenta que esta adecuada proporcionalidad viene impuesta, tanto para evitar un excesivo endeudamiento que haga difícil el acceder a nuevos préstamos, empréstitos y créditos de proveedores, nacionales o extranjeros, como para evitar los problemas que presenta la refinanciación de dichos fondos tomados a préstamo, habida cuenta del largo período medio de maduración de las construcciones y de la vida útil de las instalaciones del sector eléctrico en comparación con los plazos por los que se obtienen dichos fondos ajenos. Este desfase temporal exige pues la participación

en la composición de la estructura financiera de una adecuada participación de recursos propios permanentes, es decir, no sujetos a devolución, de forma que se establezca, en la mayor medida posible, el equilibrio anual entre amortizaciones técnicas por depreciación de activos y amortizaciones financieras por devolución de préstamos y empréstitos, dedicando los nuevos recursos obtenidos en cada ejercicio de los mercados financieros, a la expansión de las inversiones necesarias.

- d) Una política financiera y monetaria que, si bien puede estar justificada coyunturalmente como medida de reactivación económica y lucha contra la inflación, sea lo suficientemente flexible como para no afectar gravemente a la financiación necesaria para inversiones productivas a medio y largo plazo. En el sector eléctrico, como se ha dicho, dado que las inversiones tienen un dilatado período de maduración, las políticas monetarias coyunturales pueden afectar muy desfavorablemente a su financiación, a través, por ejemplo, de variaciones a corto plazo en los tipos de interés, regulación coyuntural de créditos extranjeros, restricción de los créditos nacionales, etc. Es preciso que, programada una inversión, ésta pueda ser finalizada en las condiciones proyectadas, con independencia de situaciones cambiantes a corto plazo.

IV.4. Situación Institucional y Control

El sector eléctrico considera que la situación actual en la que conviven empresas privadas, públicas y mixtas de producción y distribución, es perfectamente adecuada a las exigencias de desarrollo y explotación óptimos del sistema eléctrico, es homologable con las existentes en los demás países, y perfectamente incorporable a otras áreas supranacionales como es el caso de la Comunidad Económica Europea.

La existencia de este sistema mixto con mayor participación relativa de la iniciativa privada ha garantizado el suministro eléctrico en condiciones ventajosas en comparación con otros países desarrollados y debe ser potenciado en su funcionamiento para consolidar los logros alcanzados, tales como la existencia de una red interconectada que garantice el óptimo de la explotación de los recursos existentes y la realización de los Planes de expansión acordes con las necesidades y disponibilidades energéticas de nuestro país, siguiendo las directrices y objetivos definidos por el Gobierno en cada momento.

El sector considera que es potestad del Estado, a través de los órganos competentes, la fijación de objetivos y el control de su realización, y que éstos pueden ser desarrollados más eficazmente en servicio del interés general, si se realiza en base a la iniciativa privada con participación de empresas públicas como lo prueba la situación actual.

En este sentido y en tanto el sector cumpla eficazmente con los objetivos que tiene asignados es claro que el cambio institucional supone un despilfarro de medios y recursos sin contrapartida que lo justifique de cara al interés general.

Es misión del Estado asegurar el control del sistema, pero el intervencionismo, además de no garantizar necesariamente un aumento del control, supone indudablemente una pérdida de eficacia al no existir la conveniente separación de poderes.

En la situación actual, el Estado, a través del Gobierno, cuenta con instrumentos adecuados de control en las tres áreas básicas de funcionamiento y desarrollo del sector: explotación, expansión y económico-financiera; ya que, entre otros, vigila y aprueba los planes diarios de explotación, aprueba los Planes Energéticos autorizando o no cada instalación, y fija los precios de venta de la energía así como las demás regulaciones de los mercados financieros, a parte como se ha dicho, de la presencia de empresas públicas en todas las actividades del sector.

En función de todo lo anterior, es claro que resulte una actuación lógica de control por ejemplo, la creación del Consejo de Seguridad Nuclear, pero representaría un claro intervencionismo no justificado ni por razones de eficacia ni por razones de control, la creación de una Sociedad Pública propietaria de la Red de Transporte, ya que dicha Red existe sin necesidad de haber creado esa Sociedad Pública y funciona de acuerdo con un óptimo de eficacia como lo demuestran los estudios que se realizan periódicamente y su interconexión con la Red Europea, ofreciendo además posibilidades de control no sólo por parte de los órganos correspondientes del Gobierno, sino también de las distintas empresas entre sí, ya que las actuaciones afectan a unas y otras en sentido distinto.

No es pues el control sino un afán de intervencionismo lo que da lugar a la propuesta de creación de una empresa pública para la nacionalización de la Red de Transporte, lo que implica necesariamente una ideología distinta de la correspondiente a la economía de mercado.

El proceso institucional de actuación eficaz de las empresas eléctricas se ha mostrado no sólo en la existencia de dicha Red interconectada que garantiza el suministro en calidad óptima y permite asimismo el aprovechamiento más adecuado de los recursos disponibles en cada momento, sino también en la consecución de las agrupaciones de esfuerzos entre empresas cuando lo exigen las condiciones económicas; así por ejemplo, se han realizado sociedades en participación para la construcción y mejor aprovechamiento conjunto de las grandes instalaciones, entre ellas las nucleares, y se está en proceso de concentración de pequeñas empresas que por su dimensión o por no poseer la producción necesaria para sus mercados, no pueden garantizar la calidad del servicio o las inversiones necesarias para mantenerlo.

V. PROBLEMAS ESPECIFICOS DE LA INTEGRACION DEL SECTOR EN LA COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA

En el caso del Subsector Eléctrico no existen problemas especiales o necesidades de adaptación para su incorporación a la Comunidad Económica Europea.

De hecho desde hace ya bastantes años, el Subsector Español pertenece a los Organismos Europeos, tales como UNIPEDE, UCPT, EURODIF, etc., en condiciones de igualdad con el Subsector Eléctrico de los demás países y, como se conoce, la red de transporte de energía eléctrica está interconectada, asimismo, con la europea.

Salvo lo indicado en relación con la normalización de algunos materiales, que precisará algún período de adaptación, lo mismo que ocurre con otros países que ya pertenecen a la Comunidad Económica Europea, puede afirmarse que, tanto en sus aspectos institucionales, como técnicos, financieros, de explotación, fiscales,

de comercio exterior, etc., la integración del Subsector Eléctrico Español en la Comunidad Económica Europea no presentará problemas o negociaciones especiales ni serán precisos plazos de integración paulatina o de acomodación a los aprobados de la Comunidad por cuanto, como se ha repetido, este subsector es ya actualmente homologable para su integración.

Con independencia de lo anterior ha de tenerse en cuenta que para que la entrada del Sector Eléctrico en la Comunidad Económica Europea no plantee problemas adicionales será necesario que la misma goce de la consistencia y solidez económico-financiera necesaria, ya que los demás países de la Comunidad no consentirán la existencia de sectores de la importancia del eléctrico en situación económica desfavorable sin razones concretas que lo justifiquen. Por ejemplo se considera importante que antes del momento de la adhesión se tengan en cuenta todos los aspectos indicados en este informe tanto en relación con la oferta como con la demanda de energía eléctrica, y asimismo, los recogidos en el Capítulo de Política Sectorial.

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO Y NUEVAS ENERGIAS

Por

Agustín Presmanes de la Vega-Hazas

Indice:

Introducción.

Consideraciones generales.

Análisis del mercado eléctrico.

Cobertura de la demanda eléctrica
con distintos tipos de centrales.

Perspectivas de regulación de los sistemas
eléctricos en el futuro.

INTRODUCCION

Saludo con afecto y complacencia a todos los participantes en este Curso de Opciones Energéticas organizado por la Universidad Internacional Menéndez Pelayo, de Santander, durante el cual se está desarrollando, por profesores competentes y experimentados, un amplio y completo programa que cubre prácticamente toda la gran variedad de energías tradicionales y de nuevas energías previsibles con un plazo relativamente amplio, si bien es muy posible que este plazo en algunos casos comprenda tan sólo un número reducido de años, habida cuenta de la intensa actividad científica y técnica que se viene estimulando y desarrollando en relación con las nuevas energías y de la velocidad con que en la era actual los científicos y técnicos obtienen nuevos resultados y logros, algunos realmente espectaculares.

Por estas causas, estimo oportuno destacar que, a mi juicio, la Universidad Internacional Menéndez Pelayo, en este Curso de Opciones Energéticas ha tenido el gran acierto de incluir un temario muy amplio, sobre todo, en lo que se refiere a las nuevas energías, pues en la perspectiva actual es conveniente y oportuno considerar todas las posibles opciones al alcance científico actual que permitan resolver o atenuar la grave crisis que está ya presente y con perspectivas de agudizarse progresivamente debido, principalmente, más que al encarecimiento galopante de los precios, a la previsible escasez relativa y absoluta de la principal fuente de energía tradicional, que como todos sabéis, en la situación actual, es el petróleo y sus productos derivados.

Confío que el gran interés absoluto de estos temas, unido al estímulo adicional que todos los participantes en este Curso sin duda recibiréis, os animará a trabajar en la investigación y desarrollo de las diferentes opciones analizadas, y que también sean determinantes de que en años sucesivos la Universidad Internacional Menéndez Pelayo vuelva a considerar estos temas con el enfoque y la perspectiva en cada momento más adecuados.

CONSIDERACIONES GENERALES

Destacada anteriormente la variedad de los diferentes temas a tratar, pasaremos ahora a considerar el tema que vamos a tratar esta tarde, y que en el programa

ma se ha denominado: "CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO Y NUEVAS ENERGIAS".

Indudablemente, a mi juicio, este tema requiere algunas explicaciones previas para dejarle debidamente enmarcado, pues se trata simplemente de una aportación adicional y complementaria a las distintas exposiciones que comprende el Curso y que incluye algunas observaciones que estimo de importancia, y en cierto modo necesarias, para que reflexionando sobre ellas se puedan enfocar con mayor acierto y realismo las soluciones prácticas que sucesivamente hay que ir adoptando.

En primer lugar, debemos tener en cuenta que en el Sector Energético, como en tantos otros sectores, se deben tener en cuenta aportaciones procedentes de diferentes tipos o clases de energía, pues con diversas ponderaciones, cada una de ellas complementa las restantes en la cobertura de las necesidades globales.

Pero, al mismo tiempo que se analizan las diferentes producciones que en su conjunto cubran las necesidades energéticas, es necesario reflexionar sobre la forma, modalidad y oportunidad de la utilización de cada una de ellas, aspectos estos que creo son de primacía máxima, pues de ellos se deriva y, en definitiva, se decide la producción necesaria de cada tipo, contando, desde luego, con el conveniente complemento que mutuamente se prestan y con las peculiaridades de la especialización de cada clase de energía desde el punto de vista de la elasticidad de su utilización.

En realidad, resulta que en esta fase de la *utilización*, la decisión corresponde principalmente a quienes la efectúen, es decir, a los usuarios. Es, pues, de carácter preferente, pensar en que deben resolverse todos los problemas que se pueden plantear como consecuencia de la elección definitiva de los usuarios, incluso de una forma amplia, pues es pequeña, relativamente, la influencia que sobre las costumbres y conveniencias del usuario, pueda ejercer toda la información posible que se le facilite, aun contando con los avances técnicos que la psicología está consiguiendo con el apoyo de los diferentes medios de comunicación.

En pocas palabras, podemos resumir que para proyectar, desarrollar y establecer los sistemas productores de energía, es fundamental considerar la forma de *utilización* de la misma por parte del usuario.

Evidentemente las utilidades energéticas son múltiples, y en algunas de ellas, por tratarse de utilidades *directas*, prácticamente ni siquiera se suelen tomar en consideración. Por ejemplo, utilidades básicamente deportivas de energía aérea, como son: navegación a vela, vuelos sin motor y aeroestación.

En general, en todas las formas de energía, la utilización se ha venido y continúa desarrollándose mediante máquinas productoras, las cuales se perfeccionan progresivamente para mejorar todo lo posible sus rendimientos, siempre, claro está, dentro de los límites peculiares de cada clase de energía y de los avances científicos y técnicos que son posibles en cada momento. Pero, al mismo tiempo, este perfeccionamiento de las máquinas incluye, igualmente, todas las mejoras posibles que permitan facilitar y adecuar su funcionamiento a las necesidades, conveniencias o, incluso, comodidades del usuario.

Como ejemplo típico, podemos pensar en el impresionante desarrollo de los vehículos mecánicos dotados de motor de explosión y que emplean energía en forma de consumo directo de combustible. Estos vehículos han avanzado técnica-

mente de forma considerable, consiguiendo, por una parte, una serie de perfeccionamientos y de equipos complementarios adecuados a fin de obtener un rendimiento relativamente elevado en el aprovechamiento energético. Pero al mismo tiempo, como la utilización energética de combustible que utilizan es directa, se han conseguido también avances notables para conseguir la fácil disponibilidad del combustible necesario en la oportunidad y según la conveniencia del usuario. Los depósitos propios de los vehículos, en los cuales se almacena una cantidad limitada de combustible, se han incrementado relativamente por los mejores rendimientos obtenidos en el conjunto del vehículo, pero además esta mayor autonomía de recorrido se completa con la existencia progresivamente creciente de amplias redes de depósitos de almacenamientos de características diferentes, pero complementarias entre sí, y que, en definitiva, son determinantes de que en un espacio de tiempo muy corto permiten reponer el combustible según las conveniencias peculiares de cada usuario y prácticamente en cualquier punto geográfico.

Existen también múltiples aplicaciones energéticas y en su mayor parte utilizaciones de calor de forma casi siempre indirecta (calefacción, agua caliente, etc.). Aclaremos, como un inciso, que este tipo de aplicaciones probablemente tienen ahora un rendimiento bajo y, además, elevadas pérdidas en muchas instalaciones, que habrá que reducir por ser posible y por ser necesidad ineludible en el período actual de energía, cada vez más cara, y en algunas formas cada vez más escasa. Pues bien, este tipo de instalaciones también están equipados con sistemas de almacenamiento y de conservación y disponen, asimismo, de instalaciones reguladoras más o menos perfectas y más o menos eficientes, todo ello, como es natural, con el fin de facilitar la mayor libertad posible de elección para su aprovechamiento por los usuarios.

No es preciso extendernos más en esta introducción analizando lo que ocurre en otros sistemas de aprovechamientos energéticos, y por otra parte, fácilmente podéis obtener más detalles técnicos y complementarios de los tipos de instalaciones de aprovechamientos de utilización energética que como ejemplo acabo de enunciaros.

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Cerramos este preámbulo, que estimo era necesario, para pasar seguidamente a considerar el tema específico que hoy debemos analizar.

Siguiendo con la preferente atención a la posible elección del usuario que condiciona la producción de energía, tenemos que analizar ahora con más detalle el sistema de utilización de energía, cuando se efectúa precisamente en forma de energía eléctrica, y a este sistema nos referiremos ya de forma exclusiva en el resto de esta exposición.

Desde el punto de vista cuantitativo su influencia es importante. Su utilización se inicia a finales del siglo pasado y desde entonces se desarrolla incesantemente, abarcando progresivamente a todos los sectores, que incluyen usos domésticos, usos industriales, servicios agrícolas y transporte. En el momento actual la energía utilizada a través del sistema eléctrico representa en España más de la tercera parte del consumo total de energía primaria, participación porcentual que es creciente cada año con una tendencia que se estima se ha de mantener, e inclu-

so incrementar, en el próximo período. La importancia de esta modalidad es, por consiguiente, bien clara.

Pues bien, en esta forma de utilización de la energía es donde más se aprecia la decisiva influencia del usuario. La energía eléctrica se produce precisamente en el mismo momento y en la cuantía que decide el usuario (dentro, naturalmente, de los límites correspondientes a la capacidad de la instalación), para lo cual le basta manipular a su libre albedrío un interruptor más o menos complejo, y en algunos casos también manipula, según su conveniencia, algún dispositivo de regulación, asimismo más o menos complejo.

Esta realidad representa una gran servidumbre del sistema eléctrico, pues evidentemente tiene que estar preparado para atender instantáneamente las peticiones de todos y cada uno de los usuarios y, además, de forma que las características del servicio (frecuencia, tensión, forma de onda) sean lo más perfectas dentro de los límites técnicos posibles, dado que la maquinaria e instalaciones consumidoras se perfeccionan también constantemente y algunas de sus operaciones llevan consigo la exigencia de una gran estabilidad en las características del sistema eléctrico productor.

Claro está que en un mercado eléctrico, sobre todo si es de gran extensión y diversidad de usuarios, las decisiones de cada uno de éstos no son completamente coincidentes o simultáneas. También debemos aclarar que el desarrollo y amplitud crecientes de las interconexiones, en alguna medida equivale a una mayor dimensión y a una mayor diversidad de un mercado eléctrico determinado, aparte, claro está, del importante papel que desarrolla para evitar una gran parte de las situaciones límite en caso de emergencia o en periodos de hidraulicidad seca, por ejemplo.

La necesidad real de producción, que exige en cada instante la elección libre del conjunto de los usuarios en un mercado eléctrico, se puede conocer, aproximadamente, analizando estadísticamente las situaciones reales convenientemente registradas, así como también las influencias de algunos otros factores que también pueden ser objeto de análisis estadísticos con resultados, desde luego, aproximados, y de conveniencia práctica solamente en aquellos casos cuya influencia es importante. Algunos son conocidos con suficiente anticipación, como por ejemplo, la jornada laboral en industrias, incluyendo domingos, días festivos, periodos de vacaciones y también, cada vez más, los sábados; y los servicios de alumbrado según la evolución de las estaciones del año. Y también con un conocimiento relativamente insuficiente y con antelación muy corta (que se espera pueda completarse y mejorar a medida que se perfeccionan las observaciones, evaluaciones y pronósticos meteorológicos) otros factores que al influir en las necesidades de los usuarios deciden la elección de su demanda (que, repetimos, es como decidir la producción), tales como las variaciones de temperatura o las condiciones de visibilidad diurna que en ocasiones se alteran bruscamente sobre la situación previsible en cada momento del año.

Estos análisis conducen a los conocidos gráficos diarios de producción, que en realidad son gráficos no de producción de *energía*, sino de *potencias* sucesivas.

En cada día se observa que la necesidad de potencia es más elevada en la parte media de la jornada laboral de la mañana, y en la tarde en unas horas que varían según las necesidades de los usos de alumbrado. Existe un mínimo relativo un poco después de mediodía y un mínimo mucho mayor y más prolongado durante las horas de madrugada.

Estos diagramas de potencia también tienen variación según los días de la semana. El día central, que es el miércoles, suele ser el que exige mayores potencias y por ello el diagrama del miércoles es el que se suele analizar con mayor detalle. Las potencias necesarias disminuyen notablemente durante la tarde de los sábados y son muy bajas durante todas las horas de domingos y días festivos, salvo las horas de alumbrado.

Es curioso señalar, a estos efectos, la influencia relativamente importante que registran las curvas de carga, por ejemplo, con los programas de televisión de gran audiencia. De forma muy clara esto se ha podido comprobar en algunas retransmisiones deportivas desde el continente americano, pues debido a la diferencia de horas el programa se transmite en las madrugadas, cuando el consumo es normalmente menor y más constante y, por lo tanto, se aprecian mejor las variaciones absolutas.

Además de las variaciones semanales, hay también variaciones a lo largo de año con máximos en nuestro país y en Europa en los meses de enero y diciembre y con mínimos profundos en el mes de agosto, estos últimos influidos por los períodos normales de vacaciones.

Todo este conjunto se puede apreciar muy bien, como muchos conoceréis, en el diagrama denominado "montaña de cargas" que anualmente publica "Electricité de France", utilizando un sistema similar al topográfico de planos acotados.

La influencia de una tarificación adecuada que establezca medidas para estimular aumentos de consumos eléctricos en los períodos que habitualmente se denominan de horas huecas, o de horas de valle, al mismo tiempo que se pretende influir para reducir las potencias resultantes en los períodos de horas de carga, o de "picos", como frecuentemente se dice, desde luego pueden producir algunos resultados para atenuar las irregularidades de las curvas de carga, pero prácticamente se ha comprobado que estos resultados son muy moderados, debido probablemente a que las ventajas de tipo económico que podría llegar a obtener el usuario quedan anuladas o incluso superadas por otra serie de inconvenientes que se provocarían al cambiar su planificación del consumo. De forma simplificada podemos concluir que en realidad sólo es posible atender en una mínima parte los estímulos para las modificaciones que en cada caso se establezcan.

Por otra parte, habida cuenta de que los sistemas de tarificación vigentes actualmente están establecidos desde hace varios años y en alguna forma consideran las posibles influencias antes mencionadas, se puede estimar como probable que de los cambios que puedan imaginarse sobre la estructura de tarifas eléctricas no se pueden derivar mejoras sustanciales en la estructura de las curvas de carga.

Por consiguiente, la utilización de la energía en la modalidad eléctrica está determinada, en definitiva, sobre la *potencia* que en cada momento solicita del sistema el conjunto de usuarios, cada uno de los cuales dispone de la facultad de decisión. Y la potencia que así resulta debe ser producida instantáneamente por el sistema generador.

Al analizar las curvas de carga que se registran en la realidad, y que es donde queda reflejada la potencia demandada por los usuarios, se aprecian también variaciones de bastante amplitud en cortos espacios de tiempo. Este resultado se explica fácilmente si pensamos en los cortos períodos en que se produce el arranque de las máquinas o aparatos consumidores cuya dimensión y potencia eléctrica necesaria está creciendo constantemente, y aunque también es cierto que continua-

mente se viene mejorando el conjunto de dispositivos que se instalan en la propia maquinaria con el fin, entre otros, de atenuar en la medida posible los efectos que su arranque y su funcionamiento producen sobre la red del sistema eléctrico, se comprueba la existencia de rapidísimas variaciones de la potencia demandada. También hay que pensar, desde luego, que estas alteraciones bruscas y amplias que en cada máquina se producen, se compensen en cierta manera al tener en cuenta el gran número de variedad de aparatos e instalaciones que están conectados a un gran sistema. Existe, efectivamente, una cierta compensación entre las diferentes oscilaciones o alteraciones en la potencia demandada por cada instalación, pero la compensación que se consigue en realidad es muy limitada, aun en los sistemas grandes y con una gran diversificación del tipo de consumidores.

En fin, en breves palabras conviene destacar que la potencia eléctrica demandada por los usuarios sólo es posible estimarla anticipadamente de forma aproximada, varía apreciablemente en las horas del día, según el día de la semana y a lo largo del año. Y bajo esta perspectiva, es necesario que el sistema eléctrico esté constantemente preparado para generar en cada momento la potencia que en conjunto deciden los usuarios, para lo cual precisa disponer de un cierto margen de amplitud y de una flexibilidad suficiente para adaptarse rápidamente a las variaciones inmediatas de potencia que en cualquier sentido se producen.

En resumen, podemos establecer la siguiente CONCLUSION:

El suministro de *energía* por medio de la electricidad, es una modalidad cuya importancia relativa crece continuamente en nuestra época; su servicio requiere primordialmente atender a una demanda de *potencia* que está definida en cada instante por la decisión del conjunto de usuarios, y que esta característica equivale a una servidumbre muy estricta que exige un sistema generador de gran flexibilidad, es decir dotado de amplia capacidad de regulación instantánea.

COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA CON DISTINTOS TIPOS DE CENTRALES

En líneas generales y prescindiendo de detalles y de características específicas peculiares que no afectan esencialmente al enfoque que ahora realizamos, se puede comprobar que el suministro energético por medio de electricidad durante un dilatado primer período histórico ha sido cubierto con la generación de centrales hidroeléctricas complementada con la generación de centrales termoeléctricas.

Las características técnicas y la capacidad de regulación de los grupos generadores de ambos tipos de centrales estaban concebidos para proporcionar una gran elasticidad en su funcionamiento, por lo cual de una forma normal podían atender sin dificultades a las exigencias procedentes de los usuarios en cada momento.

Las turbinas hidráulicas siempre han estado dotadas de reguladores automáticos eficaces. La evolución técnica de estas máquinas, sus sucesivos perfeccionamientos y el desarrollo de nuevos tipos han permitido obtener rendimientos relativamente elevados, en una amplia gama de potencias generadoras. Y acaso han sido aún superiores los avances conseguidos en los sistemas de regulación automática, más completos cada día y con mayor rapidez de respuesta a las necesidades variables de la potencia que las máquinas deben generar.

Con este tipo de maquinaria, los problemas de la variabilidad de la demanda eléctrica que resultan de las curvas de carga, como antes ha quedado expuesto, prácticamente están resueltos por lo que se refiere a las centrales hidroeléctricas y, por consiguiente, durante un largo período de tiempo en los sistemas eléctricos ha sido suficiente efectuar simplemente análisis globales energéticos sin necesidad de preocuparse excesivamente de cómo se atendía la potencia en cada instante, siempre que hubiese máquinas de suficiente capacidad conectadas en cada momento a la red.

El análisis energético, por otra parte, era obligado debido a la variabilidad estacional y anual de los recursos energéticos hidráulicos, que normalmente queda materializada en la cifra del caudal fluvial disponible en cada momento. Como es bien sabido, y este es el caso, por ejemplo, de la península ibérica, la fluctuación de los caudales de los ríos en algunas zonas es realmente extremada. Esta dificultad se ha resuelto de forma apreciable con la construcción de embalses reguladores, cuya capacidad absoluta y relativa ha sido también creciente en el tiempo. Y la eficacia del funcionamiento de los embalses reguladores se ha venido ampliando con un funcionamiento coordinado de las centrales termoeléctricas.

Por su parte, este grupo de centrales termoeléctricas, en sus primeras realizaciones utilizaban combustibles de buena calidad y de fácil combustión, combustión que se realizaba en calderas de presión muy moderada que permitían una regulación en la producción de vapor relativamente amplia, por todo lo cual las centrales termoeléctricas también disponían de cierta amplitud para regular la potencia generada con bastante facilidad, pues así lo hacían posible los diseños y los dispositivos de las instalaciones y de la maquinaria empleada. Conviene a este respecto matizar, sin embargo, que la agilidad en realizar la función reguladora en los grupos termoeléctricos ha sido siempre claramente menor a la que técnicamente se conseguía realizar con las turbinas hidráulicas.

Al existir en los sistemas eléctricos una cierta combinación más o menos adecuada de ambos tipos de centrales, hidroeléctricas y termoeléctricas, ha sido posible cubrir con normalidad las necesidades energéticas eléctricas durante un largo período de tiempo, con una mínima preocupación por la cobertura de potencia, dado que se comprobaba en realidad que prácticamente estaba asegurada, salvo situaciones especiales de emergencia. El problema básico consistía en que, en cada período, hubiese suficiente disponibilidad de energía, y para ello era necesario dedicar una cuidadosa atención a la coordinación y a la explotación optimizada de los diferentes tipos de centrales y de los embalses disponibles (el volumen de éstos crecía apreciablemente en el transcurso del tiempo, tanto en su número como en su capacidad individual, y se ha llegado incluso a los del tipo denominado hiperanual). En este análisis las centrales termoeléctricas, por obvias razones económicas, se consideraban principalmente con carácter complementario y de reserva.

Por su parte, las centrales termoeléctricas para su funcionamiento normal requieren una capacidad de almacenamiento de combustible suficiente y, como es natural, de forma primordial, no sólo la posibilidad, sino la seguridad de disponer de un abastecimiento regular de combustible con el volumen necesario y con el ritmo adecuado, teniendo en cuenta la capacidad reguladora del almacenamiento disponible.

En resumen, los problemas que se presentaban en la práctica y los corres-

pondientes análisis siempre se aplicaban al concepto ENERGÍA, mientras que con los elementos disponibles para la cobertura de las grandes variaciones de POTENCIA en pequeños lapsos de tiempo, estos problemas quedaban solucionados casi automáticamente sin necesidad de análisis específicos.

En el transcurso del tiempo esta situación ha de cambiar y evolucionará progresivamente.

Veamos cómo son los cambios que se han producido y la evolución que es probable en un futuro próximo, según los distintos tipos de centrales eléctricas:

Primero

En las centrales hidroeléctricas convencionales la evolución ha continuado siendo favorable por lo que se refiere a las características técnicas de la maquinaria, cada día de mayor rendimiento y de más perfeccionada posibilidad de regulación de la potencia generada.

Ahora bien, en numerosas zonas de mayor desarrollo y por diversas motivaciones, se ha llegado a desarrollar ampliamente este tipo de centrales, por lo que la posibilidad de nuevos incrementos de las aportaciones energéticas de tipo hidráulico deben calificarse de moderadas.

Segundo

En las centrales termoeléctricas, últimamente denominadas convencionales, los cambios difieren según el tipo de combustible, si bien es común para todas ellas la característica de elevado incremento de presión y de temperatura, en calderas y turbinas, con objeto de conseguir incrementos máximos de rendimiento, aprovechando así mejor las disponibilidades del combustible (que en mayor o menor amplitud son limitadas) y abaratando, por otra parte, de forma relativa, el costo de la energía generada.

Debido a la conveniencia de una óptima utilización de los recursos carboníferos autóctonos de cada territorio, en las centrales que emplean este tipo de combustible se ha ido incrementando de forma cada vez más acentuada la utilización de carbones pobres, incluso muy pobres, con elevados porcentajes de cenizas y de humedad. Esta evolución ha llevado aparejada la necesidad de ubicar las centrales en las proximidades de las explotaciones mineras para limitar al máximo el costo del transporte, muy importante en este caso por el gran volumen de materia, no útil como combustible, que también habría que transportar y que representaría un apreciable lastre económico.

El aumento de presión y temperatura, unido sobre todo a la baja calidad de los carbones empleados, ha sido determinante del desarrollo técnico de las nuevas calderas, cada vez más complejas y de mucha menor elasticidad de regulación.

Esta menor elasticidad de regulación se refleja tanto en el menor porcentaje de variación de potencia admisible, por aumentar apreciablemente el denominado "mínimo técnico" de cada grupo, como en la rapidez o velocidad posible de cambio de régimen de potencia, que ha pasado a ser muy lenta en relación con las variaciones que exige el mercado, pues de otra forma peligra la estabilidad de regulación de la caldera.

El mayor alejamiento de los centros de consumo principal y la pérdida de aptitud técnica para apoyar eficazmente la regulación instantánea son determinantes

de que en la situación actual la colaboración de este tipo de centrales para las funciones de regulación en un sistema eléctrico es reducida para los cambios de potencia esperados con cierto plazo, y prácticamente nula para la regulación fina instantánea.

Aunque menos acentuado, algo similar sucede con las centrales termoeléctricas que queman combustible de calidad. Además, en la perspectiva actual se trata de sustituir las que consumen combustibles petrolíferos, y por lo que se refiere a las que queman carbón importado, localizadas en puertos y que ahora están en período de rápido desarrollo, tendrán también el tope de las disponibilidades que realmente existan y que indiscutiblemente no son ilimitadas.

Tercero

Las centrales de turbinas de gas tienen también el gran inconveniente de necesitar productos petrolíferos, pero en realidad su función reguladora, por razones técnicas, está limitada a colaborar en la cobertura de potencia solamente en la zona de las puntas de la curva de carga, colaboración limitada debido a la gran rigidez de su funcionamiento que no permite una regulación instantánea de potencia.

Cuarto

En las centrales nucleares de fisión, tanto en las que actualmente funcionan como en las que se construyen y se proyectan para el futuro, la rigidez de funcionamiento todavía es mucho mayor que en las centrales convencionales modernas a que antes nos referíamos.

No sólo no se puede contar con su colaboración en cualquier operación de regulación, tanto instantánea como a plazo, sino que además su funcionamiento se realiza normalmente a potencia constante de forma prácticamente permanente, lo que de hecho puede producir excedentes de potencia en las horas de valle y en días festivos, que no son de utilidad en la curva de demanda.

Una perspectiva similar es previsible en las nuevas centrales nucleares del futuro que se consideran actualmente, como son las basadas en los reactores reproductores rápidos y los reactores de fusión.

Quinto

Las nuevas fuentes de energía que se esperan para un futuro próximo o inmediato, tal como se ha analizado en este Curso, aunque no exclusivamente, se basan principalmente en alguna de las alternativas siguientes:

- a) Energía solar.
- b) Energía eólica.
- c) Energía de las mareas.
- d) Energía de las olas.

En todas estas clases de energía es probable, dadas las características propias de la fuente originaria, que para los sistemas eléctricos su aportación será de mayor o menor proporción en cuanto a *energía* (personalmente opino que la aportación será más bien muy reducida, al menos durante un plazo relativamente amplio), pero en todo caso esta energía tendrá que generarse con una gran rigidez en

cuanto a *potencia*, al no vislumbrarse la posibilidad ni de un almacenamiento directo ni de un sistema de regulación eficaz y adecuado.

En consecuencia, no se puede pensar que los tipos de centrales eléctricas de nuevas energías colaboren en la necesaria regulación de un sistema *eléctrico*, es decir, en los casos en que se aplican energías de las clases enunciadas a la generación de electricidad para ser utilizadas por los usuarios en esta modalidad.

Por otra parte, la disponibilidad real que en cada momento puedan aportar, con la seguridad normalmente exigible, este tipo de centrales o es muy aleatoria o no tiene características de adaptación a las necesidades de potencia de un mercado eléctrico (caso éste de la energía de mareas).

En definitiva, con la visión que ahora podemos contemplar sobre las posibilidades de estas clases de nuevas fuentes de energía, en relación con las necesarias y diversas funciones de regulación de un sistema eléctrico, podemos deducir que son nulas y además que agravarán los problemas por su posible influencia en la producción de excedentes de potencia, con características aún más desfavorables, efectivamente, que las de las centrales nucleares de todos los tipos.

PERSPECTIVAS DE REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN EL FUTURO

En toda la exposición anterior hemos analizado, con la máxima objetividad a nuestro alcance, las perspectivas futuras de todas las circunstancias que concurren en el abastecimiento mediante energía eléctrica de las necesidades energéticas. Se han definido también, en líneas generales, la evolución histórica anterior y la situación actual.

Si pensamos ahora que las necesidades de energía seguirán aumentando y que el ritmo de aumento de la fracción de la energía total que se aproveche en forma de electricidad será superior al ritmo medio de aumento (hipótesis que coincide con las tendencias del momento actual en mayor o menor grado), llegamos a la conclusión de que progresivamente se complicará y dificultará la necesaria regulación de los sistemas eléctricos con la gran rapidez y agilidad exigida por el conjunto de usuarios, los cuales, en definitiva, deciden de manera directa la potencia de cada instante. Y esta potencia demandada, como hemos visto, coincide precisamente con la potencia que en el mismo momento hay que generar (contando con el correspondiente coeficiente de pérdidas, como es natural).

Y paralelamente al incremento de las necesidades de regulación, se contempla la perspectiva de que las centrales generadoras que tienen que efectuar esa misión, habida cuenta del tipo energético básico de cada una de ellas, no sólo se reducen paulatinamente sino que, además, las nuevas opciones de energía que se pueden aprovechar crean problemas adicionales de posibles excedentes de potencia en momentos inoportunos, excedentes que a fin de conseguir un rendimiento conjunto más favorable conviene que sean absorbidos de alguna manera.

Efectivamente, los principales tipos de nuevas formas de energía, incluyendo las centrales nucleares de cualquier clase, que se apliquen a la generación de energía eléctrica de hecho son incapaces de participar en las complejas funciones de regulación y, por añadidura, debido a la gran rigidez de funcionamiento de todos ellos son causantes de originar potencia eléctrica excedentaria en los períodos que presentan dificultades mayores para su asimilación.

A medida que crezcan las necesidades energéticas y que sea preciso recurrir en mayor grado a las citadas nuevas formas de energía, las necesidades y los problemas anteriores aumentarán en proporción aún mayor.

Muy poco se puede esperar de las centrales térmicas convencionales que queman combustibles petrolíferos, pues no sólo se limitarán, o incluso se bloquearán, las nuevas construcciones, sino que se exigirá a las existentes su transformación, o quedarán como reserva.

Las modernas centrales convencionales de carbón son poco flexibles para funciones de regulación a corto plazo, y prácticamente no pueden colaborar en la regulación instantánea, en la regulación fina. Sobre todo las que utilizan combustibles de baja calidad que obligan, además, a un elevado "mínimo técnico" y que deben situarse en las zonas de bocamina.

En conclusión, en tanto no se consigan nuevos avances y desarrollos científicos y técnicos para las funciones necesarias de regulación, solamente podremos disponer para estos fines de la energía hidroeléctrica, de la *TURBINA HIDRÁULICA*.

Precisamente, gracias al desarrollo y evolución de las centrales hidroeléctricas y de las máquinas hidráulicas, hasta ahora se han cubierto con normalidad todas las exigencias planteadas por la regulación instantánea de la *POTENCIA ELÉCTRICA*.

Y afortunadamente, desde ahora tenemos a nuestro alcance medios e instalaciones técnicas que pueden seguir atendiendo en el futuro, de forma eficaz, dichas necesidades, siempre sobre la base de los grupos generadores hidroeléctricos.

Un tipo de solución consiste en aumentar todo lo posible la potencia instalada en las centrales hidroeléctricas existentes. Solución que, por una parte, es normal pensar que tiene un límite y, por otra parte, así como es muy apta para efectuar regulaciones instantáneas de potencias, en cambio no tiene capacidad propia para absorber los excedentes de potencia, aunque parcialmente pueda colaborar de forma indirecta en esta misión.

Las denominadas *CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO* tendrán, pues, que resolver los problemas de regulación que se planteen en sus diferentes facetas, incluyendo la conveniente absorción de los excedentes de potencia que se produzcan.

No es una solución nueva, puesto que desde hace muchos años se proyectan y se construyen. Pero sí puede estimarse como novedad relativa el gran desarrollo experimentado en el último período (desarrollo que continúa y probablemente continuará) en las características, rendimiento y eficacia de la maquinaria con que se equipa este tipo de centrales, todo lo cual es una ventaja evidente ante la perspectiva próxima de la creciente instalación de este tipo de centrales, por razones principalmente de necesidad, inducida por el conjunto de las consideraciones y estimaciones anteriores.

Otras ventajas a señalar son que normalmente pueden situarse muy próximas a los centros de consumo y que la potencia total del conjunto de las centrales posibles de este tipo se puede estimar actualmente como suficientemente amplia para un futuro de razonable extensión.

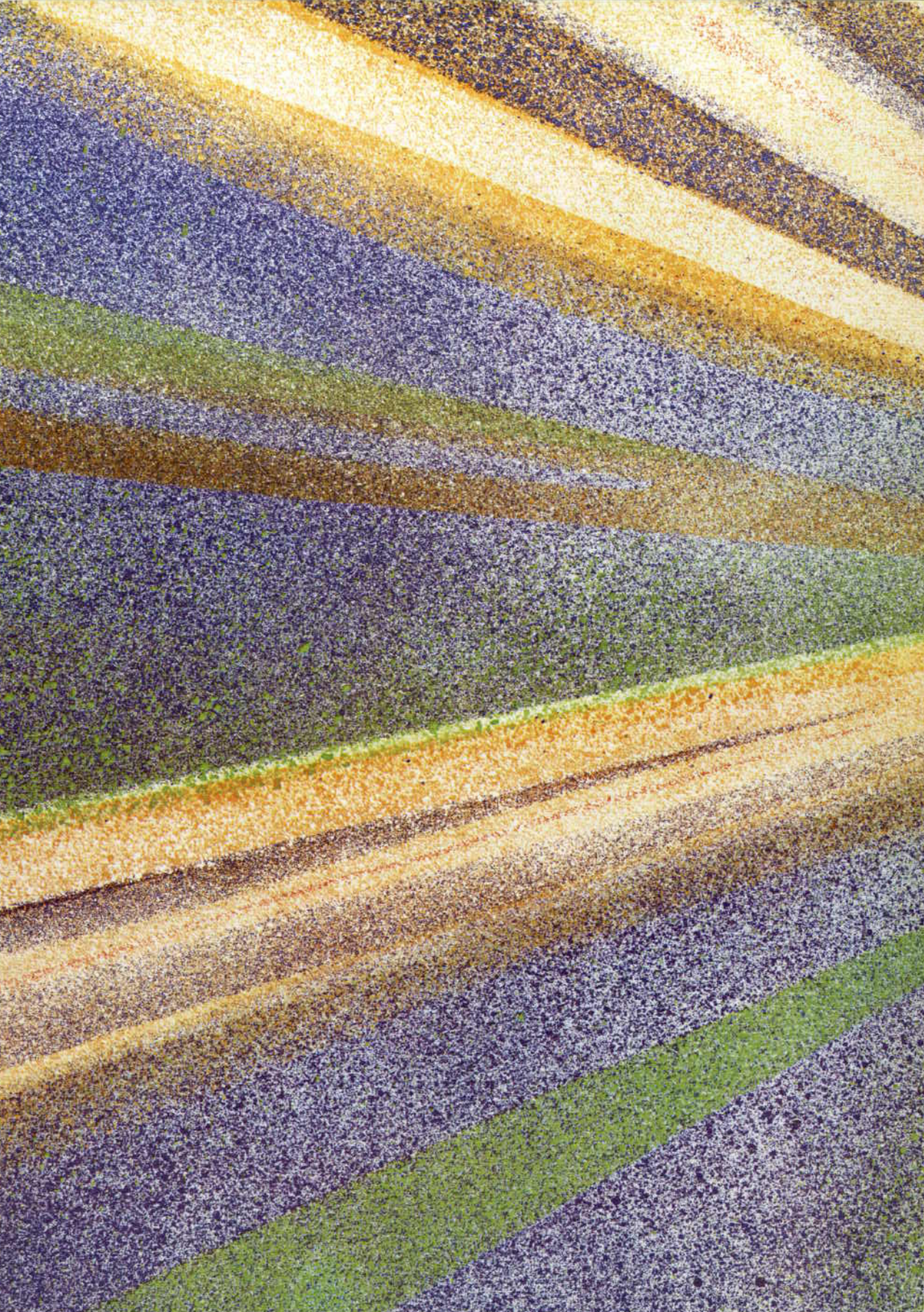
Pero, sobre todo, se debe destacar que esta clase de centrales, especialmente, están muy capacitadas para aprovechar, con un rendimiento global realmente

elevado, los posibles excedentes de potencia eléctrica, convirtiéndoles precisamente en energía que se suministra con elevada potencia y con máxima flexibilidad en los instantes más oportunos, por todo lo cual la función de regulación del sistema eléctrico que realizan es de la máxima calidad.

Si a estas características básicas se añaden las posibilidades de reserva inmediata, en las situaciones de emergencia, se comprende el gran desarrollo que actualmente se contempla en las centrales hidráulicas de bombeo y la perspectiva de su necesidad creciente en un futuro probablemente muy dilatado.

Un caso concreto que se presenta en este Curso es el denominado Salto de Aguayo, que Electra de Viesgo construye actualmente en esta provincia de Santander, en la zona alta de la cuenca del río Besaya.

No vamos a entrar ahora en descripciones y análisis técnicos de este tipo de centrales, pues el próximo lunes se expondrán, en este mismo Curso, detalles concretos relacionados con el Salto de Aguayo, completando de esta manera la exposición que ahora concluimos, agradeciendo vuestra atención de la cual espero, al menos, que haya quedado suficientemente clara la creciente necesidad de instalación de CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO, y que en esta necesidad influye muy concretamente el aprovechamiento, también necesario, de nuevas formas de energía.





2

OPCIONES ENERGÉTICAS

ENERGIAS ALTERNATIVAS

Universidad Internacional Menéndez Pelayo

MINISTERIO DE EDUCACION Y CIENCIA
SECRETARIA DE ESTADO
DE UNIVERSIDADES E INVESTIGACION

OPCIONES ENERGETICAS

Tecnologías y economía

ENERGIAS ALTERNATIVAS

Volumen II

Realiza: UNIVERSIDAD INTERNACIONAL MENENDEZ PELAYO
Edita: SECRETARIA DE ESTADO DE UNIVERSIDADES E
INVESTIGACION
GABINETE DE ASUNTOS GENERALES. PUBLICACIONES
Primera edición
Printed in Spain. Impreso en España por:
Gráficas J. C. J., S.A. — Río Sorbe, 9 y 11 — GUADALAJARA
Depósito Legal: GU-87/81 — I.S.B.N. 84-600-2345-1

INDICE GENERAL

Volumen II

	<i>Página</i>
Energías alternativas.	1-
Energía solar: tecnología y aplicaciones.	15
Energías renovables no convencionales. Experiencia española	25
Reactores nucleares de fusión	53
Conservación y ahorro energético.	89
Energy Policy in the countries of the International Energy Agency. The role of new technologies	111

LAS ENERGIAS ALTERNATIVAS

Por

Amalio Saiz de Bustamante

Índice:

1. Introducción.
2. Equilibrio energético terrestre.
3. Las energías no renovables.
 - 3.1. Hidrocarburos no tradicionales.
 - 3.2. Energía geotérmica.
 - 3.3. Nuevas tecnologías nucleares.
4. Energías renovables.
 - 4.1. Energía solar directa.
 - 4.2. Energía eólica.
 - 4.3. Biomasa.
 - 4.4. Energías de la mar.
5. Bibliografía.
6. Tablas y figuras.

1. INTRODUCCIÓN

La crisis energética puesta de manifiesto por primera vez en 1973 y también en 1979 obliga a considerar otras opciones energéticas diferentes al petróleo y gas natural. Estas opciones a medio plazo se reducen a dos: utilización intensiva del carbón convencional y centrales nucleares de reactores térmicos.

Sin embargo, existen energías primarias de carácter no renovable con recursos muy superiores a los correspondientes a los combustibles fósiles: hidrocarburos no tradicionales, energía geotérmica y las nuevas energías nucleares.

Asimismo las energías renovables representan unas reservas inagotables, aunque muy distribuidas o aleatorias. La fuente de estas energías tiene su principal origen en la radiación electromagnética emitida por el Sol.

En ambos casos es necesario un esfuerzo de desarrollo tecnológico muy importante por lo que no podrán contribuir a solucionar la crisis energética del último cuarto del siglo XX, aunque sí puede ser la solución para la humanidad futura.

2. EQUILIBRIO ENERGÉTICO TERRESTRE

La Tierra está sometida a la radiación solar, de la que depende casi exclusivamente la vida, así como a otras tres fuentes de energía proporcionalmente muy inferiores: aquella que procede de su interior, posiblemente como resultado de la desintegración de los radionucleidos dispersos en una pequeña proporción en las rocas naturales —energía geotérmica—; la debida a las mareas con movimiento de enormes masas de agua resultado del sistema gravitatorio sol, luna, tierra; y finalmente la aportación de energía debida a actividades industriales.

En la figura 1 se representa el balance energético terrestre debido a las tres fuentes citadas en el párrafo anterior.

La superficie solar de radio R_S puede asimilarse a un cuerpo negro de una temperatura T_S ($\simeq 6.000$ K) con lo que la energía radiada por segundo resulta.

$$4 \pi R_S^2 \sigma T_S^4$$

y el flujo de energía o constante solar $-S-$ a través de una superficie de 1 m^2 situada en una esfera de centro el sol y radio la distancia media $-R_{ST}-$ sol, tierra

$$4 \pi R_{ST}^2 = 4 \pi R_S^2 \sigma T_S^4$$

obteniéndose

$$S = 1359 \text{ W/m}^2 = 1.5 \text{ tec/m}^2 \text{ año}$$

para

$$R_S = 6.95 \cdot 10^8 \text{ m}$$

$$R_T = 6.378 \cdot 10^6 \text{ m}$$

$$R_{ST} = 1.49 \cdot 10^{11} \text{ m}$$

$$\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$$

La constante solar medida en satélites coincide con el valor teórico con un error de $\pm 2 \%$.

La radiación solar media interceptada por la tierra en un año o radiación incidente resulta

$$E_S = \pi R_T^2 S = 2 \cdot 10^{14} \text{ tec/año}$$

de la que rE_S es reflejada, siendo r la reflectividad dependiente del estado atmosférico, por lo tanto la energía solar absorbida para

$$\bar{r} = 0.3$$

sería

$$E_{Sa} = (1 - \bar{r}) E_S = 1.3 \cdot 10^{14} \text{ tec/año}$$

a la que el 47 % (E_{sa}) es absorbida directamente por la atmósfera, tierra y mares transformándose en calor a temperatura ambiente; el 23 % $-E_{sa_2}-$ se consume en el ciclo hidrológico incluyendo vientos, corrientes marinas y olas.

La energía eólica y las debidas a las olas y corrientes marinas sólo representan un pequeño porcentaje ($\simeq 1 \%$) de la energía consumida en el ciclo hidrológico. Un porcentaje aún inferior con ($\simeq 0,2 \%$) es absorbido por la clorofila de las hojas de las plantas, base del proceso de fotosíntesis del que depende la casi totalidad de la vida en la Tierra.

A su vez la Tierra, debido a su temperatura media T_T es un radiador de energía electromagnética que depende del estado atmosférico comportándose como un cuerpo gris de emisividad ϵ , es decir

$$E_T = 4 \pi R_T^2 \epsilon \sigma T_T^4$$

estimándose

$$\bar{\epsilon} = 0.6$$

y la ecuación de equilibrio

$$E_S (1 - \bar{r}) + E_V = E_T$$

donde E_V representa las energías debidas a las mareas (fricción), geotérmica y la

aportación energética resultado de las actividades industriales, que pueden promediarse de la siguiente forma

$$E_V = 4 \pi R_T^2 \rho$$

con lo que la ecuación de equilibrio térmico terrestre adopta la forma

$$\frac{1}{4} (1 - \bar{r}) S + \rho = \epsilon \sigma T_T^4$$

ó

$$\epsilon \sigma T_T^4 = \frac{1}{4} (1 - \bar{r}) S (1 + \delta)$$

siendo

$$\delta = \frac{4}{(1 - \bar{r}) S}$$

Estimaciones recientes de los recursos en energías renovables y no renovables —tabla 3, página 17 del volumen I— permiten calcular los valores de ρ y de δ .

$$\rho \text{ mareas} = 0.005 \text{ W/m}^2 = 5.4 \cdot 10^{-6} \text{ tec/año m}^2$$

$$\rho \text{ geotérmica} = 0.06 \text{ W/m}^2 = 6.5 \cdot 10^{-5} \text{ tec/año m}^2$$

$$\rho \text{ combustión} = 0.015 \text{ W/m}^2 = 1.6 \cdot 10^{-5} \text{ tec/año m}^2$$

$$\delta = 3.29 \cdot 10^{-4}$$

Es decir, la significación de E_V es pequeña en el equilibrio técnico terrestre. El aumento medio de 1 °C de la superficie de la tierra exigiría

$$\rho = 3.17 \text{ W/m}^2 = 3.38 \cdot 10^{-3} \text{ tec/año m}^2$$

valores posiblemente inalcanzables a nivel global pero no así localmente, lo que puede traer consigo alteraciones del microclima.

Finalmente hay que señalar que la energía radiada por la tierra tiene una longitud de onda superior a la recibida del sol debido a su menor temperatura. (*)

3. LAS ENERGÍAS NO RENOVABLES

Se entiende en general por nuevas energías no renovables (ver tabla 3) los hidrocarburos no tradicionales; la energía geotérmica, aunque la primera instalación de conversión de electricidad a partir de esta energía data de 1904 y la potencia total instalada actual es de unos 2 GW; y las nuevas tecnologías nucleares basadas en el empleo comercial de los reactores reproductores rápidos y en la fusión nuclear.

3.1. Hidrocarburos no tradicionales

Los hidrocarburos no tradicionales comprenden el petróleo pesado cuya extracción exige la inyección de vapor a alta presión con un consumo energético medio de 1 barril por cada 3 barriles extraídos, así como los hidrocarburos presentes

(*) Ley del desplazamiento de Wien.

en las arenas asfálticas y pizarras bituminosas. Sin embargo, la explotación de estas dos últimas fuentes de energía presenta un gran impacto ambiental y unos costes posiblemente superiores a los combustibles sintéticos obtenidos por gasificación y licuefacción del carbón.

3.2. Energía geotérmica

El interior de la Tierra es una fuente de energía térmica debida a la desintegración de algunos elementos radiactivos como el uranio, torio y potasio, distribuidos en las rocas como ya se ha indicado. Existe por tanto una conducción de calor del interior de la superficie con un gradiente pequeño $\approx 3 \text{ }^\circ\text{C/km}$ debido a la baja conductividad del medio, que da lugar a un flujo medio de calor de $0,06 \text{ W/m}^2$, que corresponde a un flujo total de $3 \cdot 33 \cdot 10^{10} \text{ tec/año}$ o unos 10^{10} tec/año teniendo en cuenta únicamente la superficie continental.

En la tabla 3.^a se indica el calor acumulado en la Tierra para una profundidad de 10 km, incluyéndose esta energía primaria en las no renovables por su origen, aunque debido al largo proceso de agotamiento podría haberse situado entre las no renovables.

Se trata, por tanto, de una importante fuente de energía primaria de valor absoluto aunque muy distribuida, salvo en zonas especiales, por lo que no es posible su utilización intensiva.

Sin embargo, existen numerosas áreas localizadas en la superficie terrestre donde el gradiente térmico es muy superior del valor medio indicado, como resultado de la ascensión lenta de materiales calientes del manto o masas ígneas.

La existencia a profundidades asequibles de rocas a elevadas temperaturas y dimensión adecuada, unido a formaciones geológicas porosas o fisuras empapadas de agua y separadas por la superficie terrestre por otras formaciones impermeables, da lugar a un yacimiento o sistema hidrogeotérmico natural.

La utilización del yacimiento geotérmico se realiza perforando el sistema, lo que permite la extracción de vapor o agua caliente para su utilización posterior, estableciéndose un equilibrio demanda/consumo, si ello es posible, a través de la recarga natural de agua del sistema o mediante inyección del condensado en caso de generación de energía eléctrica.

Los campos geotérmicos suelen clasificarse en:

I. Campos de vapor seco sobrecalentado o de agua sobrecalentada. Centrales térmicas de Lardarello (365 MW) —Italia—; The Geysers (1.180 MW) —California—; Waira-Kei (160 MW), Nueva Zelanda, y Cerro Prieto (175 MW), Méjico, y otras pequeñas plantas en el Japón, Islandia y Unión Soviética. Potencia mundial instalada, 2,5 GW.

II. Campos de agua caliente de baja entalpía

Se utilizan para calefacción urbana (París) o procesos industriales o de calefacción de invernaderos (Islandia), etc.

III. Campos de rocas secas calientes

Existe un importante gradiente térmico aunque no hay agua. En el futuro se prevé la inyección de agua para la generación de vapor.

3.3. Nuevas tecnologías nucleares

Estas tecnologías incluyen dos procesos totalmente diferentes:

- I. Utilización comercial de reactores avanzados con factor de conversión > 1 , lo que permitiría utilizar prácticamente la casi totalidad de las reservas de uranio y torio. El empleo de la tecnología actual de reactores térmicos conduce a que una tonelada de uranio natural libere una energía media equivalente a 18.000 tec sin reelaborar el combustible quemado; y a 30.000 tec si se reelaboran y se utilizan el plutonio y el uranio contenido en el mismo en los siguientes ciclos. Sin embargo, el empleo de reactores avanzados confiere al uranio natural y al torio un poder energético equivalente a 1.700.000 tec por tonelada de materia fisionable, como indica la tabla 3.^a.
- II. Utilización de reactores de fusión basados en la unión de núcleos ligeros —isótopos del hidrógeno— con liberación de energía.

Aún no se ha conseguido una reacción de fusión automantenida, siguiéndose como dos líneas fundamentales de investigación: plasmas de baja densidad —confinamiento magnético—, plasmas de alta densidad —confinamiento inercial.

La energía total liberada, si fuese posible fusionar la totalidad de una tonelada de deuterio, serían 12.000.000 tec, es decir, cuatro veces la correspondiente a la fisión completa de una tonelada de uranio natural o torio.

4. ENERGÍAS RENOVABLES

En este capítulo se estudia la energía solar directa e indirecta, incluyendo en la última subdivisión la energía eólica, biomasa y energía del mar, aunque la energía debida a las mareas se debe, como ya se ha indicado, a la acción gravitatoria del sistema Tierra, Sol, Tierra.

4.1. Energía solar directa

La energía solar recibida de la Tierra representa un valor muy importante $-2 \cdot 10^{14}$ tec/año—, sin embargo, su carácter *disperso* hace muy difícil su utilización intensiva al menos en el horizonte de las tecnologías actuales.

A partir de la constante solar S definida anteriormente, y suponiendo un coeficiente medio de reflexión \bar{r} y un coeficiente de absorción en la atmósfera del 20 %, la energía solar por unidad de superficie de colector en la superficie terrestre será

$$E_S = \frac{1}{4} \cdot S \cdot (1 - \bar{r}) \cdot 0.8 = \frac{1}{4} \cdot 1.395 \cdot 0.7 \cdot 0.8 = 0.195 \text{ kW/m}^2 = 0.209 \text{ tec/m}^2 \text{ año}$$

Cifra media que puede aumentarse a 1 kW/m² en zonas templadas, con atmósfera clara y en dirección normal a la radiación.

Una segunda dificultad para el empleo de la energía solar radica en su carácter discontinuo debido a la rotación de la tierra sobre su eje y alrededor del sol y también a los cambios atmosféricos —nubosidad variable—, lo que conduce a la

necesidad de almacenar esta energía en forma de calor, electricidad o en otras energías intermedias como hidrógeno o metanol.

Una tercera dificultad está en el propio sistema colector que a su vez es también un radiador de energía electromagnética, en mayor proporción al aumentar su temperatura.

Las aplicaciones de la energía solar directa pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- I. Aplicaciones a baja temperatura (hasta 80 °C) para calefacción doméstica, agua caliente y procesos industriales y agrícolas mediante la utilización de colectores planos basados en el efecto invernadero.
- II. Aplicaciones a temperatura media (hasta 260 °C) para procesos industriales y agrícolas mediante el empleo de colectores concentradores. Estos colectores utilizan espejos para aumentar la intensidad de la radiación solar en la zona de captación y necesita de un mecanismo de accionamiento de los espejos para seguir el movimiento aparente del sol.
- III. Conversión en energía eléctrica mediante
 - Termoconversión o ciclo termodinámico.
Aplicaciones de alta temperatura.
Soluciones tecnológicas: colector distribuido; colector en torre.
 - Fotoconversión o aplicación del efecto fotovoltaico.

En la fotoconversión la energía electromagnética se transforma directamente en energía eléctrica, mientras que en los colectores concentradores o planos, la conversión es en energía térmica.

4.2. Energía eólica

De la energía solar absorbida en la Tierra, el 20 % corresponde a la atmósfera, aunque sólo una pequeña proporción de esta última se transforma en energía cinética —vientos y corrientes marinas—.

Se estima que sólo un 2 % de la energía solar absorbida por la Tierra se transforma en corrientes de aire —energía eólica—, es decir unos $2,5 \cdot 10^{12}$ tec/año, pero teniendo en cuenta que únicamente las corrientes de aires próximas a la superficie terrestre y suprimiendo ciertas zonas, como montañas, los polos etc., pueden ser utilizadas como energía primaria, la cifra anterior se reduce $2,5 \cdot 10^{10}$, es decir, a un 1 %.

La energía eólica ha sido utilizada desde los tiempos antiguos —siglo VI en Asia Central y VIII en Europa Occidental— para molienda del trigo y bombeo de agua habiéndose conseguido potencias de hasta 40 kW.

Los antiguos sistemas para utilización de la energía eólica se basaban en el empleo de hélices multipalas de 6 m de diámetro máximo girando a pequeña velocidad ($\approx 2 \text{ m/s}^{-1}$), existiendo equipos primero de eje vertical para después generalizarse el eje horizontal.

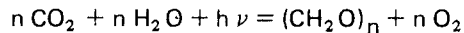
El desarrollo de proyecto y construcción de hélices de avión durante las dos guerras mundiales ha contribuido de una forma importante a la tecnología de las máquinas eólicas cuyo desarrollo parece dirigirse a dos soluciones tipo:

- I. Máquinas de eje horizontal de gran diámetro (30 a 50 m), con 2 ó 3 palos de paso variable acoplados a un generador.
- II. Máquinas de eje vertical, modelo Darrieus, para potencias pequeñas —1 kW a 60 kW—.

La energía eólica está muy distribuida y por tanto representa una pequeña densidad de potencia, así para vientos moderados, 10 m s^{-1} , la potencia de las máquinas no es superior a $0,3 \text{ kW/m}^2$. Es decir, una central de 1.000 MW (e) equivaldría a 500 máquinas eólicas de 60 m de diámetro.

4.3. Biomasa

La fotosíntesis produce materias orgánicas complejas de composición variable con predominio de hidratos de carbono, según la conocida reacción endoenergética ($Q = -482 \text{ J/mol}$):



Es decir, la combustión de un mol de hidratos de carbono libera 482 J o en términos técnicos la biomasa tiene un poder calorífico medio de 16 MJ/kg ó 0,5 tec.

La energía solar produce, por tanto, la mayor parte de la materia viva tanto en los continentes como en la mar y hasta tiempos recientes ha sido el principal combustible.

En la actualidad se siguen tres caminos principales para la utilización energética de la biomasa:

- I. Biomasa residual o aprovechamiento energético de los residuos orgánicos cuya producción se estima de 0,1 t/año habitante en países en vías de desarrollo a 0,25 t/año habitante en países industrializados. De acuerdo con estas cifras la energía de la biomasa residual es en la actualidad del orden de 10^8 tec; cifra que puede triplicarse a finales del presente siglo.
La biomasa residual puede transformarse en energía térmica en instalaciones de incineración o utilizar procesos de fermentación anaerobia para su transformación en metano —SNG—.
- II. Agroenergía o cultivo de plantas energéticas para su transformación en alcohol mediante acción de bacterias.
- III. Explotaciones marinas para la producción de fitoplacton y algas para su transformación en metano —SNG—.

4.4. Energías de la mar

La mar actúa como un sistema colector y de almacenamiento de la energía solar, siendo posible su conversión en otras formas utilizables de energía.

La captación de energía solar puede estimarse en un quinto de la energía electromagnética total recibida por la Tierra procedente del Sol; energía a la que hay que añadir la procedente de los cambios de nivel resultado de las mareas.

Con independencia de los recursos energéticos que representan el uranio y

deuterio del mar y posible empleo de la biomasa marina, existen los siguientes mecanismos principales de conversión de la energía almacenada en la mar:

- Energía térmica —OTEC*—.
- Corrientes marinas.
- Energía de las olas.
- Energía de las mareas.

De las que en el momento actual sólo están en explotación dos centrales marino-tricas: La Rance (240 MW) —Francia— y Kislayaguba (0,8 MW) —URSS—.

A continuación se estudian las tecnologías de posible aplicación para la conversión de la energía de las mareas en otras formas útiles de energía.

I. Energía térmica (OTEC)

En las zonas ecuatoriales y subtropicales ($\pm 30^\circ$ de latitud) existe un gradiente térmico de 20 a 28 °C entre la temperatura de la superficie y las aguas profundas —600 a 1.000 m de calado—; diferencia de temperaturas que permite un ciclo termodinámico de bajo rendimiento —2 a 4 %— lo cual no es un gran problema debido al coste nulo de la energía primaria.

Se consideran dos posibles ciclos termodinámicos; Rankine abierto, utilizando el agua de mar como fluido de trabajo, y Rankine cerrado, con el empleo de amoníaco, butano o propano; siendo necesarios los componentes siguientes:

- Evaporador calentado por el agua caliente superficial.
- Turbina de vapor que acciona el generador eléctrico.
- Condensador refrigerado por el agua fría de las profundidades.
- Plataforma o estructura flotante que soporta la planta.

De todos estos componentes la mayor dificultad está en los grandes cambiadores de calor (inversión) y sus problemas de erosión y corrosión.

El sistema OTEC de generación eléctrica permite su integración con otros procesos “off shore” industriales que sean intensivos en el caso de la energía o bien para la producción de energías intermedias de más fácil transporte y distribución como el hidrógeno.

Parece como futuras aplicaciones, una vez ensayados con éxito los prototipos industriales, del sistema OTEC, la producción de agua potable, su electrolisis para la obtención de hidrógeno, síntesis de amoníaco, producción de biomasa y finalmente de metanol.

En resumen, se trata simplemente de la utilización de la energía solar utilizando la mar como colector.

II. Corrientes marinas

Algunas corrientes marinas son estables, como la del “Gulf Stream”, y parecen permitir bien su conversión de energía utilizando

(*) Ocean Thermal Energy Conversion.

conceptos análogos a las turbinas de aire; tratándose de energías muy distribuidas.

En fechas recientes se han realizado diversos estudios de turbinas submarinas de palos múltiples instaladas debajo de plataformas flotantes. Como ejemplo, una turbina de 72 m de diámetro y corrientes de 2 m/s^{-1} alcanzaría una potencia de 24 MW (e).

III. Energía del oleaje

Las olas tienen en general períodos cortos, lo que permite una operación de un convertidor de energía semicontinuo, aunque el desarrollo de estos equipos tiene la dificultad técnica de las pequeñas diferencias de presión.

Los sistemas de conversión de energía del oleaje desarrollados hasta el presente pueden clasificarse en tres grupos principales de acuerdo con el principio físico de actuación:

- Convertidores como boyas accionadas por las olas y flotadores oscilantes cuyo movimiento vertical causa variaciones en presiones de otro fluido, con o sin fijación al fondo del mar; basados en el cambio de altura de la superficie del mar.
- Convertidores basados en la rápida disminución de energía de la ola a partir de la superficie.
- Convertidores que utilizan la transformación del perfil de la ola al aproximarse a la costa.

En general puede decirse que los sistemas de transformación de la energía del oleaje más estudiados consisten en estructuras metálicas flotantes (primer grupo de convertidores) anclados a corta distancia de la costa y su utilización está pensada en la generación de electricidad a través de la conversión de la energía primaria mediante un sistema hidráulico o neumático de baja presión.

IV. Energía debida a las mareas

La utilización de la energía de las mareas consiste simplemente en separar un estuario de la mar libre mediante un dique y aprovechando la diferencia de nivel (mar-estuario), que en algunas circunstancias puede llegar a ser del orden de 15 m.

Pueden existir varios esquemas de utilización: instalaciones de simple o doble efecto, así como estuario único o múltiple con presas intermedias.

En el caso de centrales de simple efecto y un estuario, las turbinas están situadas en el dique que separa la mar y el estuario, fluyendo el agua en una única dirección —del estuario a la mar—. En pleamar el estuario se cierra de forma que al bajar el nivel se establece una diferencia de alturas y la turbina entra en funcionamiento hasta que debido a la siguiente marea los niveles se igualan.

En el segundo caso, con estuario, doble efecto, las turbinas trabajan en las dos direcciones del flujo de agua.

Las turbinas hidráulicas utilizadas en estas aplicaciones son del tipo bulbo, axiales, debido a la pequeña altura de agua disponible.

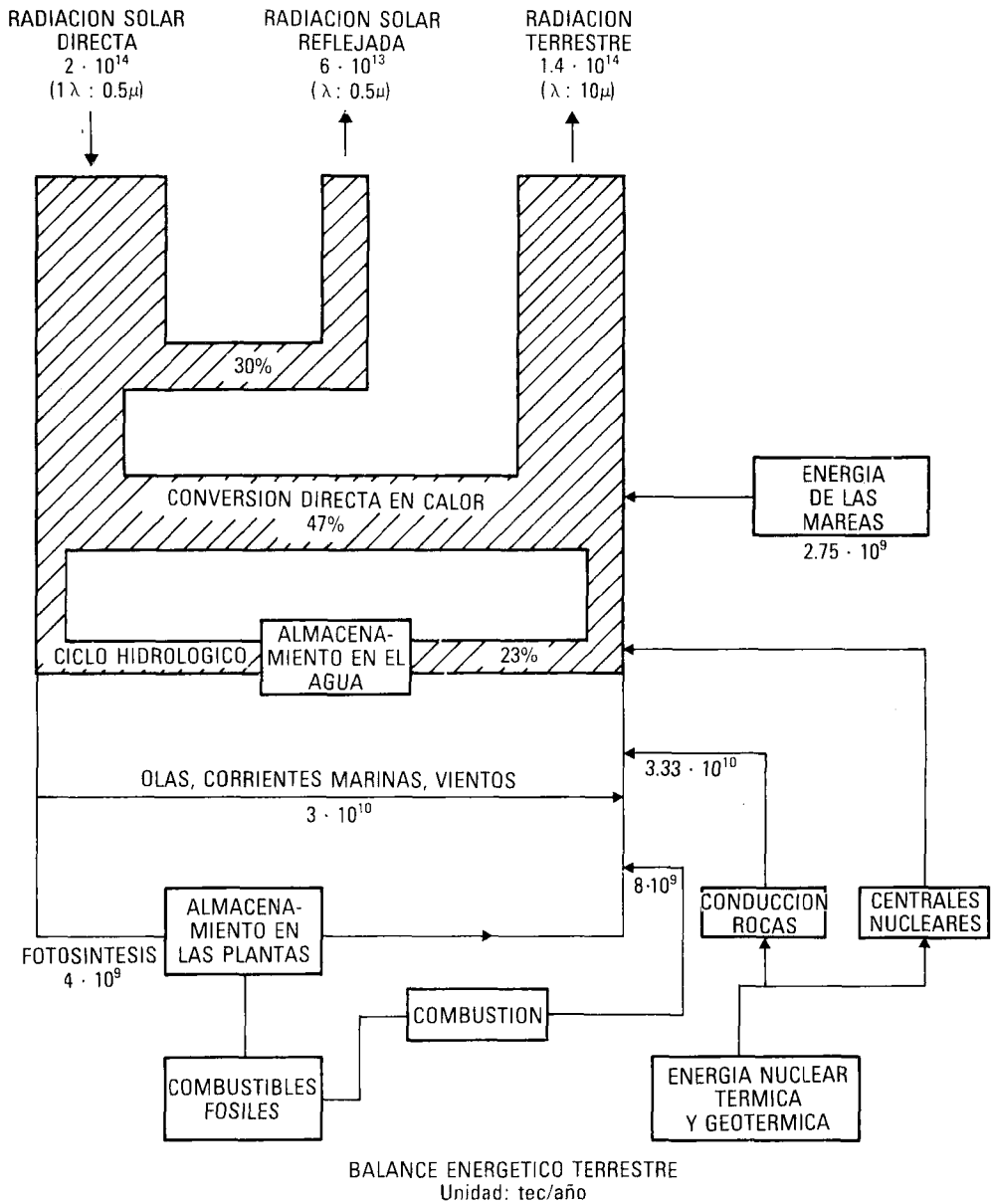


Fig. 1

BIBLIOGRAFÍA

1. M. King Hubber. *The Energy Resources of the Earth*. The Scientific American (1971).
2. J. H. Kreuz. *Energy Conversion and Utilization*. Allyn and Bacon, Inc. (1976).
3. André Gardel. *Energie. Economie et prospective*. Pergamon Press (1979).
4. Jacques Constans. *Marine Sources of Energy*. Pergamon Press (1979).
5. Federico Goded Echevarría. *Materia y Energía en el Universo*.
Feliciano Fuster Jaume. *La energía solar en España*.
José M.ª Fuster Casas. *La energía geotérmica en España*.
Francisco Pascual Martínez. *La energía nuclear y su futuro*.
Fundación Juan March.
Colección "Ensayos".

ENERGIA SOLAR: TECNOLOGIA Y APLICACIONES

Por

Antonio Muñoz Torralbo

Indice:

1. Introducción.
2. Características de la energía solar como fuente de energía.
3. Características de los sistemas solares.
4. Estado de la tecnología solar.
 - 4.1. Arquitectura solar.
 - 4.2. Sistemas basados en colectores planos.
 - 4.3. Calor de procesos industriales mediante concentración.
 - 4.4. Sistemas fotovoltaicos.
 - 4.5. Termoconversión.
 - 4.6. Otros campos de aplicación de la energía solar.
5. Penetración estimada en el año 2000.
6. Actividades en curso.

1. INTRODUCCION

La energía transportada por la radiación solar ha sido de forma directa o indirecta uno de los factores que mayor influencia ha tenido en la configuración de nuestro planeta al ser el elemento motor de la biosfera.

La influencia no aparece sólo en la agricultura o en el clima. Las costumbres, las corrientes turísticas, la población, en suma una gran cantidad de factores sociales y económicos están influidos por la radiación solar. Esto que es importante debe ser recordado a la hora de aplicar tecnología a la captación y aprovechamiento de la radiación solar, pues a la hora de plantear aplicaciones:

- Puede que se trate de competir con el uso desordenado y espontáneo de la radiación solar, es decir con el clima, competición en la que la tecnología no será precisamente la ganadora, por los costes asociados a ella.
- La disponibilidad de radiación puede no ser adecuada a la aplicación, tanto en su cantidad como en su distribución estacional.
- La aplicación de la energía solar debe ser oportuna e intrínsecamente necesaria, evitando crear una aplicación artificial.

En lo que sigue, se realizará un somero esbozo de las posibilidades y peculiaridades de esta fuente inagotable, con el deseo de llevar al ánimo del lector la idea de que las aplicaciones de la Energía Solar ya no son una serpiente de mar, que aparecen y desaparecen de forma periódica, sino que constituyen una opción, viable ciertamente, aunque compleja y paradójica.

2. CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA SOLAR COMO FUENTE DE ENERGIA

La Energía Solar afluye al planeta Tierra en forma de radiación de un espectro que va del ultravioleta (en la zona de $0,2 \mu$) hasta el infrarrojo ($2,5 \mu$). A nivel extraterrestre el espectro es continuado y el nivel de energía transportada es lo que se denomina constante "solar" cuyo valor aproximado es de $1,35 \text{ kW/m}^2$. A nivel de suelo y por absorción atmosférica, este valor se reduce a un valor máximo del orden de $1,1 \text{ kW/m}^2$. Las cantidades de energía anuales recibidas a nivel

de suelo varían con la latitud y el clima, siendo valores típicos en nuestro país del orden de 1.800 a 2.500 kWh/m² año. Tomando como media el valor de 2.200 resulta un valor de energía captada equivalente a 0,190 Tep/m² año. El consumo de energía de España en 1980, equivalió a 74 MTep por lo que la radiación solar que recibe España representa 1.280 veces el consumo. Con su rendimiento de conversión del 10%, fácilmente alcanzable con la mayoría de las tecnologías existentes, únicamente 3.900 Km² se necesitarían para obtener toda la energía primaria consumida en España.

La fuente energética está ahí, inagotable y abundante, sin embargo difiere de las fuentes de energía convencionales pues:

- Es un flujo que no puede almacenarse sin transformación.
- Su aparición es dispersa, no superando los mencionados 1.1 kW/m².
- Es semialeatoria y sometida al ciclo día noche y de las estaciones.

Sin embargo no todas las características son negativas:

- Tiene una elevada calidad energética, pues mediante concentración se pueden conseguir temperaturas de hasta 3.000° C, por lo que se pueden conseguir ciclos termodinámicos con rendimientos superiores a los basados en combustión.
- No tiene efectos adversos en el medio ambiente.
- Es gratuita e inagotable.

Como puede comprobarse, las características de este flujo energético son claramente distintas a las que aparecen en las fuentes energéticas más convencionales. En cierto modo y para una introducción extendida de las tecnologías solares, tiene que producirse un cambio de mentalidad pues los requerimientos de superficie de captación, de distribución de energía y de almacenamiento contrastan con la simplicidad aparente y flexibilidad que para el usuario presenta el sistema eléctrico.

3. CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS SOLARES

La técnica de captación y utilización son muy variadas así como las aplicaciones potenciales. Considerando el aprovechamiento solar con toda generalidad, el fenómeno fotosintético, el fotovoltaico, la conversión térmica, la fotoquímica y algún fenómeno físico más, pueden ser elementos iniciales de un sistema solar.

En lo que sigue nos ceñiremos a las conversiones directas de la Energía Solar, no considerando la generación de biomasa, el viento, la energía hidráulica y la energía maremotriz.

En este contexto más reducido, los sistemas solares, independientemente del principio en que se basa su operación final o de su aplicación, poseen unas características comunes que los identifican:

- El requerimiento esencial de un sistema solar es la superficie de captación. La energía captada es directamente proporcional a la superficie de captación disponible.

- Al requerirse esta superficie, y no existir aporte de energía que pase por contador o taxímetro, se llega a la conclusión de que los sistemas solares son intensivos en capital. La adquisición inicial suele ser gravosa.
- Siguiendo esta línea de razonamiento, las aplicaciones deben ser lo más continuadas posible a lo largo del año. En general las aplicaciones estacionales son de difícil rentabilidad.
- Al ser precisa una superficie exterior de captación, hay un elemento del sistema, el colector, que requiere soportar la intemperie durante largos años.
- Existen muchas soluciones tecnológicas que permitan la realización de sistemas fiables y de alto rendimiento. Sin embargo, los costos asociados son excesivamente altos. Las soluciones tienen que venir por soluciones ingenieriles que mediante un importante esfuerzo de desarrollo permitan poner al alcance de usuarios no técnicos, sistemas económicos fiables y de rendimiento aceptable. Mucho hay que aprender de las tecnologías de producción en masa: automóvil, televisión, electrodomésticos, etc.
- La variable disponibilidad de la radiación solar suele conllevar la necesidad de disponer de:
 - Un sistema de almacenamiento de energía.
 - Un sistema de apoyo convencional.

En caso de generación de energía eléctrica para instalaciones unidas a las redes generales eléctricas, el almacenamiento de energía está constituido por el mismo sistema eléctrico. En los demás casos, la necesidad de almacenar energía tropieza con un problema tecnológico que a pesar de todos los avances realizados queda por resolver: el almacenamiento de energía compacto, económico y de elevado rendimiento. Sin incidir en este complejo tema sólo basta exponer que en los albores ya del siglo XXI, bombeamos agua montaña arriba, empleamos unas baterías eléctricas pesadas y caras, utilizamos acumuladores térmicos voluminosos y conseguimos generar hidrógeno con un rendimiento muy bajo. Es decir que se ha de echar mano de tecnologías de deficiente resultado.

El sistema de apoyo convencional, aunque de tamaño más reducido que en una aplicación sin energía solar, encarece y complica todo este panorama.

4. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR

Una de las áreas de mayor confusión dentro de las técnicas energéticas consiste en saber cuál es la realidad del estado del desarrollo o del "estado del arte" de las tecnologías de las nuevas energías. No es nada simple el esclarecer esta realidad. Aquí pretendemos realizar un análisis muy condensado pero que contribuya a disipar la desinformación existente al respecto. Para definir globalmente el estado actual de la técnica podemos utilizar la expresión "primera infancia".

Esto puede parecer muy duro pero globalmente es así. Hemos obtenido esta impresión después de trabajar activamente durante 6 años en este campo, de intercambiar cientos de opiniones con colegas españoles y extranjeros y de tra-

bajar en el documento de síntesis tecnológica de la Conferencia de la ONU sobre Fuentes de Energías Nuevas y Renovables. El campo de aplicación de la Energía Solar es vastísimo, pero únicamente en el terreno de la generación de agua caliente sanitaria se comienzan a obtener resultados y se comienza a disponer propiamente de una industria y de su mercado correspondiente.

Sin embargo, esta infancia, es una infancia prometedora. Continuamente se están consiguiendo mejoras en los sistemas, el desarrollo empírico llevado a cabo por visionarios está dejando paso a un desarrollo que se realiza en una seriedad técnica absoluta, llevada a cabo por equipos de ingeniería interdisciplinarios y en los casos de disponibilidad de materiales ya comerciales, la promoción a "salto de mata", tratando de engañar al primer incauto que se presente, está siendo sustituida por acciones sólidas de marketing en las que se trata con unos clientes maduros que ya saben lo que quieren.

Se pasa revista a las tecnologías solares más conocidas:

4.1. Arquitectura Solar

Los arquitectos, promotores y constructores y compradores comienzan a ser sensibles a la necesidad de realizar una arquitectura nacional coherente con el clima y el entorno, apartándose de soluciones disparatadas que tan frecuentemente se han adoptado. Sin embargo todavía las soluciones conocidas de Arquitectura Solar chocan con las costumbres y gustos establecidos e incluso no están técnicamente bien evaluadas. Por otra parte la forma de construcción en España (vivienda multifamiliar) y la forma de promoción y la capacidad adquisitiva de los compradores no facilita la incorporación de las soluciones que sin embargo puedan ser simples y muy económicas.

4.2. Sistemas basados en colectores planos

El colector plano es el producto "solar" más familiar. Existen en España más de 40 fabricantes y la producción de colectores en 1981 puede ser del orden de unos 20.000 m² (un millón de m² en los Estados Unidos). Su aplicación fundamental es la generación de agua caliente sanitaria que reúne las condiciones de continuidad del servicio a lo largo del año, nivel térmico adecuado y facilidad de conexión con el equipo convencional. Para la calefacción de locales, por lo menos en nuestro clima, la continuidad de servicio es muy baja (1.300 horas al año en el centro) y se combina mal con los sistemas convencionales que utilizan agua caliente a más de 85° C.

La evaluación térmica se encuentra bien resuelta, así como los problemas de diseños de sistemas. Los aspectos de fiabilidad y durabilidad son los más preocupantes y presentan un desafío hasta ahora no resuelto satisfactoriamente: asegurar vida superior a 10 años de equipos de bajo coste, en los que una parte importante está a la intemperie y que serán empleados por miles de usuarios sin formación técnica especial. Creemos que hay pocos precedentes de este género.

4.3. Calor de procesos industriales mediante concentración

El empleo de concentradores permite conseguir niveles térmicos mucho más elevados que con colectores planos. Con los colectores de concentración se

puede teóricamente cubrir un elevado porcentaje de los procesos térmicos que aparecen en la industria. Se abren pues perspectivas importantes para la utilización de la Energía Solar, toda vez que la industria en la mayoría de los países, pero muy especialmente en nuestro país, produce la mayor componente de consumo de energía.

Aunque la superficie colectora puede ser más simple y más económica que la del colector plano, la necesidad de seguimiento del sol complica y encarece el sistema. Los aspectos de durabilidad, una vez que se superen los problemas que aparecen en la superficie especular (aún no bien conocidos), parecen ser más favorables que en el colector plano. A largo plazo los sistemas de concentración pueden ser tan económicos como los planos.

En la actualidad, aunque existen realizaciones meritorias, no hay sistemas que puedan considerarse comerciales. Sin embargo existen indicios de que la rentabilidad se alcanzará pronto y que este mercado de los equipos solares de concentración experimentará un enorme desarrollo a partir del año 1990.

4.4. Sistemas fotovoltaicos

El análisis del futuro de los sistemas fotovoltaicos es un tema complejo y controvertido, que no puede llevarse a cabo aquí ni con una mínima profundidad. La tecnología disponible en la actualidad de fiabilidad demostrada a lo largo de miles de horas en aplicaciones espaciales es un medio extraordinariamente agresivo. La dificultad fundamental reside en los elevados costes actuales de los sistemas fotovoltaicos que sólo los hacen aplicables a utilidades generalmente técnicas de baja potencia en las que el alejamiento de las líneas eléctricas hacen rentable esta aplicación. Sin embargo comienzan a proliferar las aplicaciones en residencias aisladas y España a este respecto se está mostrando como uno de los mercados europeos más importantes.

El abaratamiento drástico de los sistemas fotovoltaicos puede producirse si aparece un mercado internacional importante.

4.5. Generación de electricidad por vía termodinámica

La generación de electricidad mediante radiación solar y procesos termodinámicos, conceptualmente es simple y factible. Sin embargo la realización práctica presenta unas dificultades elevadas. Existe un cierto número de proyectos en todo el mundo y entre ellos destaca la actividad de nuestro país.

En Almería se llevan a cabo los proyectos SSPS en colaboración con la Agencia Internacional de la Energía y el proyecto nacional CESA-1. Las incógnitas a resolver en materia de heliostatos, receptor solar y regulación son múltiples. Los proyectos en curso (10 MW máximo) no alcanzan el tamaño característico que se supone que será del orden de unos 70-90 MW. Se considera pues esta tecnología como un campo de desarrollo en el cual las soluciones comerciales sólo pueden tener entidad a partir del año 2000.

4.6. Otros campos de aplicación de la Energía Solar

De forma sintetizada se indica el estado actual:

- *Invernaderos*: Mezcla de agricultura y energética, campo de enorme presente y futuro de España.
- *Desalinización de agua de mar*: Soluciones clásicas ("destilador solar") abandonadas por bajo rendimiento. Soluciones avanzadas (multiflash), ósmosis inversa, etc.) en primeros estudios de investigación.
- *Refrigeración solar*: Termodinámicamente no es un camino muy adecuado. En estado muy primario de desarrollo.
- *Bomba de calor asistida por energía solar*: Campo de desarrollo altamente interesante.

5. PENETRACION ESTIMADA EN EL AÑO 2000

En la actualidad y por parte de un grupo de expertos se lleva a cabo la preparación de un Plan de Energía Solar (PES). En el contexto de la preparación del mismo se ha realizado un primer análisis de la posible penetración en España a nivel del horizonte 2000. Se procede a realizar este análisis de penetración en diversos escenarios energéticos, pero se pueden adelantar algunas de las conclusiones que se introducen en la revisión del corriente Plan Energético Nacional.

- En el terreno de aplicación para agua caliente sanitaria se estima que las medidas institucionales en curso y en preparación pueden hacer que en el año 2000 existan en España 2,6 millones de viviendas equipadas con sistemas solares para agua caliente y que la sustitución del 1,1% del consumo previsto de energía primaria del país.
- En la aplicación de Energía Solar en la industria mediante sistemas de concentración, se puede llegar a sustituir hasta un 2% de la energía primaria prevista para el año 2000.
- En electricidad solar fotovoltaica y térmica se cubriría como máximo el 0,5% de la energía primaria.

6. ACTIVIDADES EN CURSO

El desarrollo de las aplicaciones de la energía solar es un campo típico de desarrollo tecnológico con una componente científica limitada.

Las inversiones requeridas son intrínsecamente limitadas. El tiempo y la experimentación múltiple son factores más importantes que la disponibilidad de presupuestos ilimitados. En España los fondos dedicados al desarrollo de estas tecnologías serán durante el año 1981 del orden de 1.200 millones de pesetas, registrándose una tendencia al crecimiento moderado en los próximos años. Los organismos de mayor entidad en este campo por orden aproximado de los recursos puestos en juego son:

- Centro de Estudios de la Energía.
- Programas Solar Instituto Nacional de Industria.
- Comisión Asesora de Investigación Científica y Técnica.

- ASINEL (a través del Programa de Investigación de UNESA).
- CDTI.

Las actividades en curso pueden dividirse en las siguientes familias:

- Tecnología Solar Básica.
- Aplicaciones Térmicas a Baja Temperatura.
- Aplicaciones Térmicas a Media Temperatura.
- Generación de Electricidad (Térmica).
- Generación de Electricidad (Fotovoltaica).
- Promoción de uso.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. EXPERIENCIA ESPAÑOLA

Por

Juan Temboury

Índice:

Energía solar:

Introducción.

Aplicaciones térmicas directas.

Generación de electricidad solar (termodinámica).

Generación de electricidad (fotovoltaica).

Energía eólica.

La biomasa.

La geotermia.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. EXPERIENCIA ESPAÑOLA

El presente documento no pretende cubrir, siquiera de forma superficial, toda la problemática tecnológica, económica y social que presenta el empleo de las llamadas nuevas energías.

A lo largo del mismo únicamente se intenta presentar de una forma sintetizada las tecnologías disponibles o prometedoras, el nivel de desarrollo y penetración de las mismas, las aplicaciones más características y en general un panorama, por decirlo así, "humanizado", de cuál es el presente y futuro de la aportación que pueden realizar las llamadas "nuevas energías" en el panorama energético de cada país. Las experiencias españolas que se concentran, de una parte en una penetración comercial incipiente y de otra en un completo programa de Investigación, Desarrollo, Demostración y Promoción de uso, se mostrarán de forma esquematizada.

Las llamadas "nuevas energías" son, en general, una reconsideración a la luz de la tecnología moderna de fuentes energéticas que el hombre ha empleado desde épocas ancestrales. Las "nuevas energías": Solar, Eólica, Biomasa y Geotermia, son renovables y por lo tanto fuentes energéticas fundamentales en las que a plazo más o menos largo la humanidad tiene que basar su futuro.

ENERGÍA SOLAR

Introducción

La única fuente energética que afluye por el espacio al planeta Tierra es la radiación solar. Es, por tanto, el origen de toda fuente energética renovable, con excepción del calor interior o geotermia.

La cantidad de energía que llega a la tierra es espectacular, ya que como media diariamente se reciben 4,4 kWh por cada metro cuadrado de superficie. A nivel mundial la energía que se recibe anualmente representa CUATRO MIL QUINIEN-TAS veces el consumo energético de energía primaria del mundo.

La radiación solar presenta, como fuente energética, las siguientes características:

Positivas:

- Gratuita.
- Inagotable.
- No degradada (concentrable).
- No contaminante.

Negativas:

- Difusa.
- No almacenable sin transformación.
- Aparición discontinua, semialeatoria.

Las tecnologías más características tienen un carácter marcadamente interdisciplinario:

1. Aplicaciones térmicas directas

- Sistemas basados en colectores planos.
- Sistemas basados en colectores de concentración.
- Arquitectura solar.
- Invernaderos.
- Desalinización.

2. Generación de electricidad (termodinámica).**3. Generación de electricidad (fotovoltaica).****1. APLICACIONES TÉRMICAS DIRECTAS****1.1. Sistemas basados en colectores planos**

La mayoría de los sistemas solares "activos" están basados en el denominado "colector plano" o "panel solar".

La figura 1 muestra esquemáticamente la constitución de un colector solar. Los elementos característicos de un sistema solar, son básicamente:

- Colectores.
- Sistema de almacenamiento.
- Sistema de circulación.
- Controles.

El único elemento no convencional es el colector solar. Su temperatura típica de funcionamiento no supera los 65°.

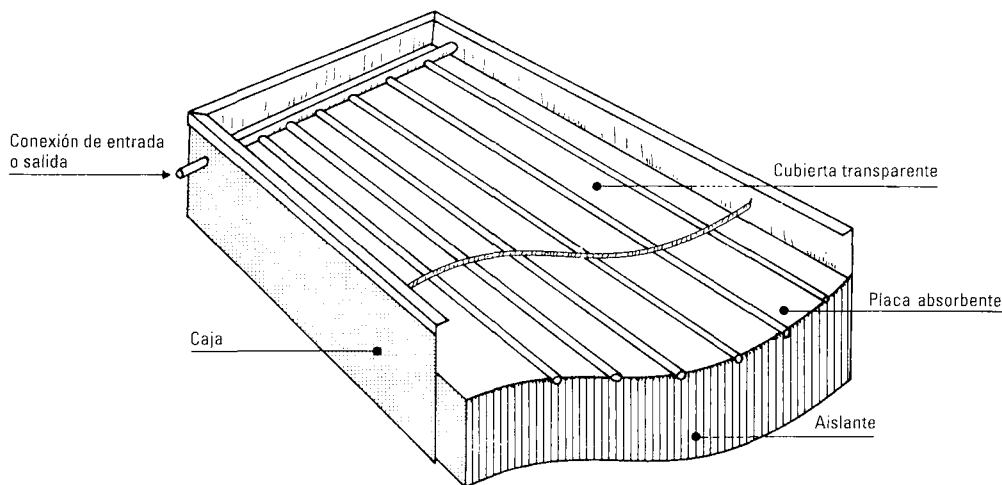


Figura 1

Un colector solar debe presentar las siguientes características para que sea efectivo y competitivo;

- a) Buen rendimiento térmico.
- b) Durabilidad, en las condiciones de uso (vida superior a 10 años).
- c) Ligereza.
- d) Bajo precio.

El rendimiento térmico se consigue con un diseño adecuado facilitando la transmisión del calor al fluido y eliminando pérdidas de convección.

Una curva característica de rendimiento de un colector aparece en la figura 2. Diversos países han puesto a punto normas e instalaciones para medir dicho rendimiento. En España es ya oficial la norma INTA, existiendo varias instalaciones en las cuales se pueden realizar mediciones.

Aplicaciones típicas

Los sistemas solares basados en colectores planos se caracterizan por ser:

- a) Intensivos en capital.
- b) Requieren un cuidadoso análisis para integrarlos con la instalación convencional, a la cual apoyan pero no sustituyen.
- c) Producen agua a temperatura no superior a 65°.

Las aplicaciones típicas son coherentes con las características expuestas. Las principales son:

- Calentamiento de agua sanitaria para viviendas, hospitales, hoteles, etc.
- Generación de agua caliente en procesos industriales.

La calefacción de edificios empleando colectores planos no suele ser de interés en la mayoría de los climas, al no producirse continuidad de la demanda y aparecer ésta en las épocas de menor insolación.

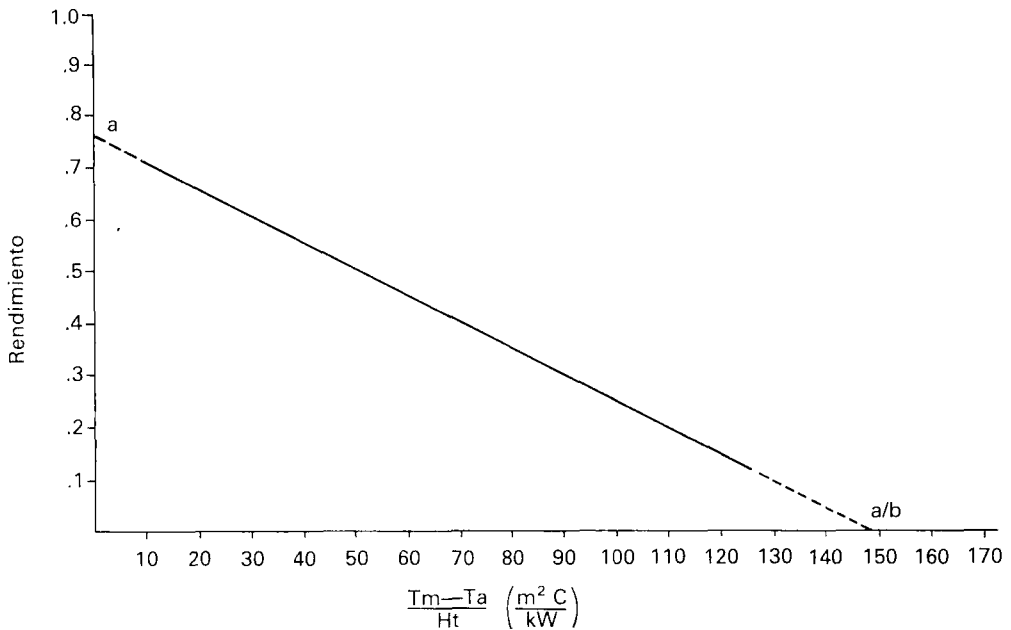


Figura 2

Economía del Sistema Solar

Los sistemas mencionados *pueden ser rentables ya*, en competencia con los combustibles derivados del petróleo y la energía eléctrica, siempre que se den las siguientes condiciones:

- Utilización continuada a lo largo del año.
- Sistema razonablemente dimensionado y correctamente construido.
- Costos de equipo y montaje "de mercado".

En un sistema que cumple estas premisas, en un clima similar al de la meseta castellana, cada metro cuadrado de colector sustituye anualmente 120 kg de gasóleo. La rentabilidad y el tiempo de amortización dependen de los costos iniciales del sistema, de la evolución de los precios del gasóleo y de diversas variables, pero el valor indicado muestra lo que es posible conseguir. Sin embargo sería interesante hacer un aproximación macroeconómica al tema.

La experiencia española

En España se ha iniciado recientemente la era comercial de los sistemas solares basados en colectores planos. Existen fabricantes de colectores e instaladores. Las aplicaciones en viviendas unifamiliares y multifamiliares y en la industria hotelera son los campos de mayor penetración. La producción anual de colectores planos es del orden de unos 15.000 m² con clara tendencia al aumento. El usuario potencial está mentalizado y su nivel de información al respecto ha mejorado notablemente. Las barreras para una mayor difusión son:

- a) Elevado coste inicial, difícil de financiar en la presente coyuntura económica.
- b) Dificultades de integración con sistemas existentes.

Acciones de la Administración en este campo:

De forma sintética han sido las siguientes:

- Creación de tecnología de base: datos de radiación, manuales de cálculo, bancos de ensayo, normalización, etc.
- Realización de un importante programa de demostraciones (ver Anexo I) con 16 sistemas solares instalados en instituciones públicas, hospitales, asilos, residencias, polideportivos, etc., con una superficie de colectores de 4.000 m², aproximadamente.
- Acciones de difusión: catálogos, literatura, diseño gratuito de cientos de sistemas, asistencia a ferias, seminarios, etc.

1.2. Sistemas basados en Colectores de Concentración

La limitación básica de trabajo a baja temperatura que aparece en los colectores planos impide su empleo en la mayoría de los procesos industriales que requieren mayor nivel térmico y en aplicaciones específicas: refrigeración, desalinización avanzada, etc.

Además del empleo de colector plano de vacío, que apenas palia esta limitación característica para conseguir una elevación del nivel térmico, en general se recurre al colector de concentración. La figura 3 muestra un colector cilindro-parabólico típico.

Las aplicaciones típicas de los sistemas de concentración son:

- Generación de vapor para procesos industriales.
- Generación de electricidad (termodinámica) del tamaño medio.
- Refrigeración solar, bombas de calor asistidas o movidas por energía solar.
- Desalinización multietapa.

Economía y estado de desarrollo de la técnica de colectores de concentración

Los colectores de concentración, si bien presentan la ventaja del elevado nivel térmico obtenible (usualmente hasta 350 °C) en comparación con el colector plano, sus desventajas son importantes:

- Captan menos energía por unidad área de apertura, pues no emplean la radiación difusa.
- Precisan de mecanismos de seguimiento o "tracking" que encarecen, aumentan el mantenimiento y disminuyen la fiabilidad.

Las razones expuestas hacen que los sistemas solares térmicos de concentración estén todavía lejos de un umbral mínimo comercial.

Se requiere llevar a cabo un importante esfuerzo de desarrollo y experimentación para que los sistemas de concentración puedan entrar en el terreno comer-

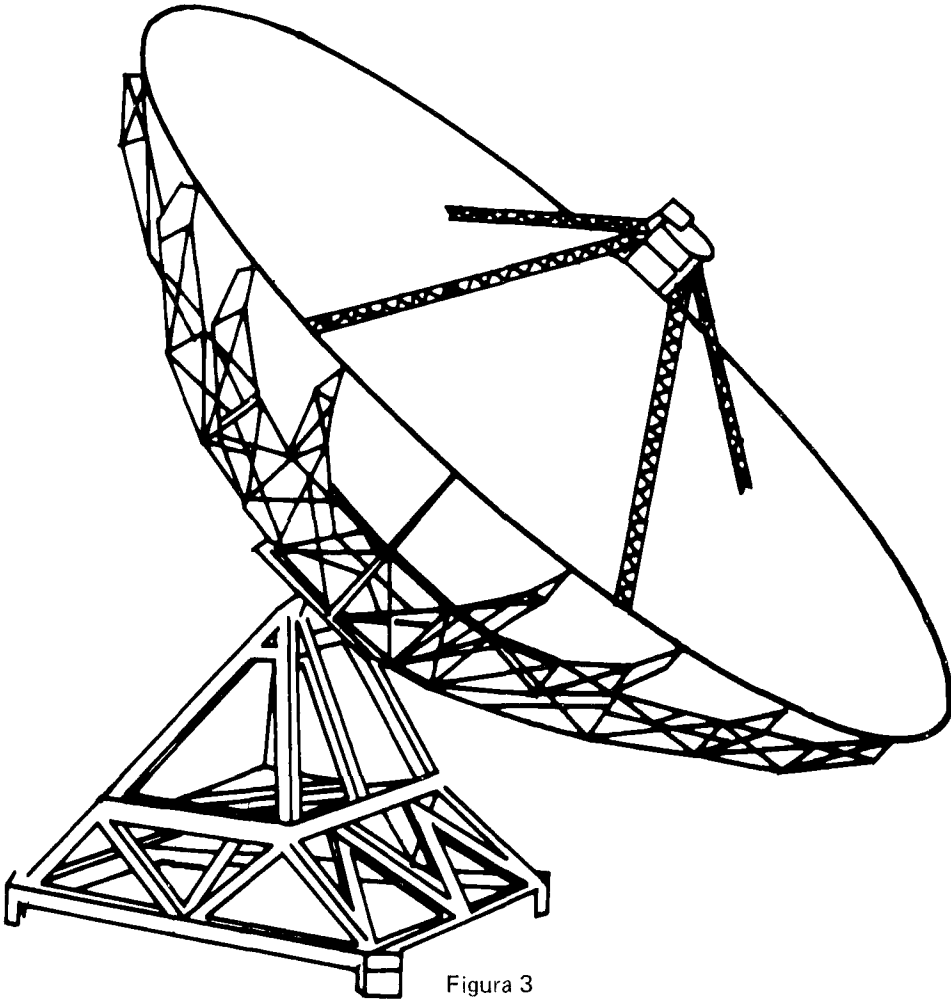


Figura 3

cial, y su entrada se producirá sólo en sistemas que cumplan los mismos requerimientos que en el caso del colector plano: utilización continuada, sistema bien diseñado, costo razonable.

Nuestra impresión es que la fase comercial en estos sistemas comenzará a final de la presente década.

La experiencia española

Aunque existen ciertos esfuerzos de la industria privada, la mayor parte del desarrollo de esta tecnología se lleva a cabo a nivel público. Los programas más destacados son:

- Programa industrial AUXINI-MAN para desarrollo de tecnología de concentradores.
- Planta de generación de vapor en industria lactaria, Alcorcón (Madrid). Con 600 m² de colectores AUXINI de alta temperatura.

- Planta desalinizadora de agua de mar, Las Palmas de Gran Canaria. Sistema de 320 m², piloto para producción de 10 m³/día escalable a 100 m³/día. Es un sistema multiflash con consumo específico de 80 Kcal/kg de agua.

A lo largo de los mencionados programas se han desarrollado colectores cilindro parabólicos de alta (AUXINI) y media concentración (APLESA).

Por otra parte y dentro del programa SSPS de pequeñas plantas solares, en el cual participarán 9 países y que se construyen en la actualidad en Almería (España), Técnicas Reunidas, S. A. ha realizado un interesante trabajo de ingeniería al diseñar, empleando colectores ACUREX (USA) y M.A.N. (Alemania), el mayor campo de colectores de concentración cilindro parabólico, realizado hasta la fecha con un área de apertura de 5.362 m².

1.3. **Arquitectura solar**

La llamada "arquitectura solar" además de técnica es una ciencia social. Se trata de una filosofía de diseño de viviendas que toma muy en cuenta la radiación solar, la orientación del edificio, el clima, etc. En la práctica la arquitectura tradicional, especialmente la mediterránea, es una buena muestra de esta adaptación de la construcción al clima.

Existen diversas fórmulas o dispositivos arquitectónicos que permiten reducir al mínimo las demandas energéticas de la vivienda. La figura 4 muestra algunas de las soluciones características más adecuadas. Son los denominados "Sistemas solares pasivos". Aquí la creatividad, el clima, el entorno socioeconómico y el paisaje se entrelazan y confunden. La "Arquitectura Solar" despierta un gran interés entre los arquitectos y aumentan continuamente los adeptos a esta nueva escuela.

Economía de la Arquitectura Solar

La mayoría de las soluciones energéticas pasivas para viviendas, entre las que destaca el aislamiento térmico, no introducen un sobrecoste importante en las viviendas a las que se incorporan.

Con facilidad se obtiene una amortización de este sobrecoste en dos o tres años. La dificultad fundamental radica en incorporar estas soluciones a las viviendas construidas, por lo que la penetración de una "Arquitectura Solar" requerirá décadas.

La experiencia española

Intrínsecamente, no es fácil promover la introducción de las soluciones solares pasivas en la arquitectura. En España la actividad que se lleva a cabo es de mentalización e información de arquitectos, los cuales son muy receptivos para estas soluciones, además de la implantación de cursos de Arquitectura Solar en las Escuelas Técnicas Superiores de Arquitectura.

1.4. **Invernaderos**

El efecto "invernadero" o captación de radiación solar y "atrapamiento" de la subsiguiente reradiación infraroja del suelo mediante vidrio o plástico térmico, es conocido y utilizado hace muchos años.

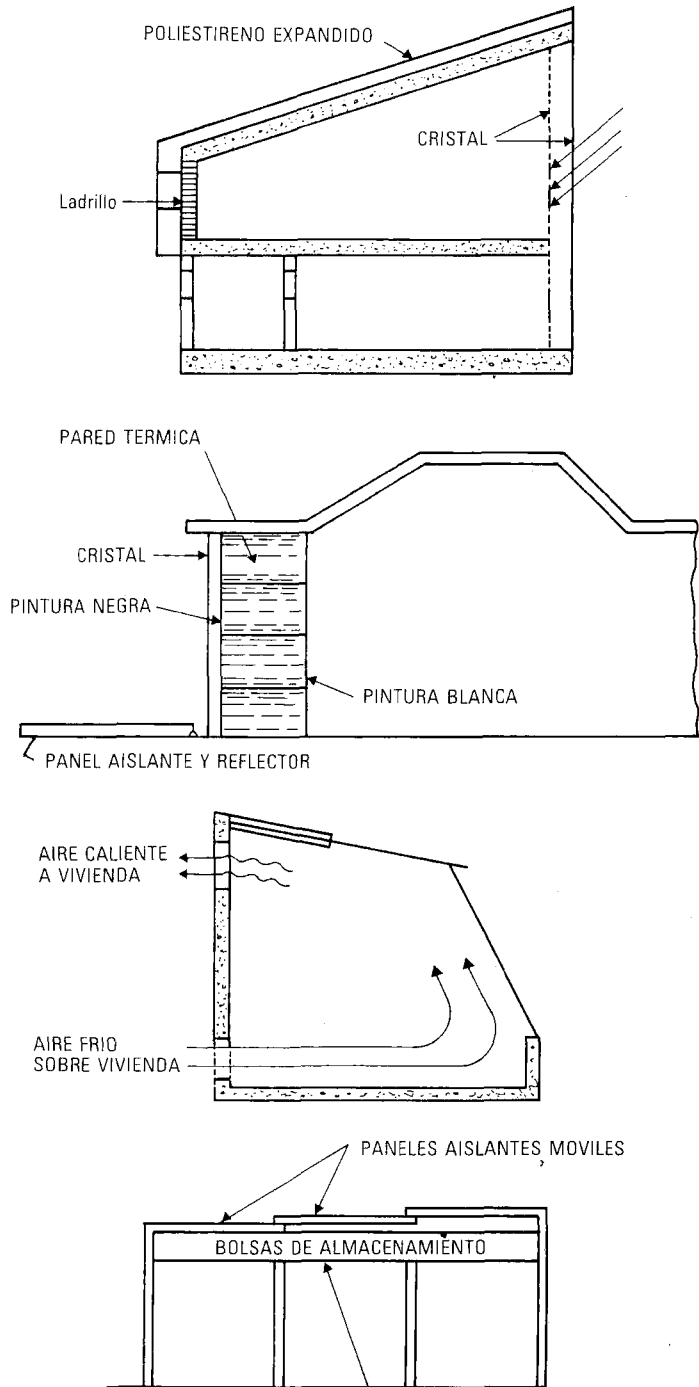


Figura 4

Paradójicamente el invernadero clásico de vidrio es característico de climas fríos y poco soleados. En los países soleados la agricultura se desarrolla al aire libre. Sin embargo, existe la posibilidad de multiplicar la producción y adelantar la misma empleando dispositivos muy simples para captar la radiación solar y evitar las pérdidas térmicas por convección. Es la llamada "Agricultura bajo plástico" la cual permite una agricultura muy intensiva con inversiones por metro cuadrado relativamente moderadas (400 pts/m²).

Este tópico es extremadamente amplio, pero basta decir que en Almería se ha producido una enorme expansión de esta modalidad de cultivos con más de 5.000 hectáreas y la superficie no deja de aumentar.

En la actualidad se llevan a cabo activos programas para desarrollar plásticos, durables, económicos y de características adecuadas, sistemas simples de almacenamiento de energía para prevención de heladas y multitud de técnicas de regado, abonado y lucha contra plagas, pues un medio tan artificial requiere un control muy riguroso.

1.5. Desalinización de aguas salobres o de mar

La mayoría de los dispositivos simples puestos a punto para destilar agua empleando energía solar han fracasado por razones económicas y de operación. La fuente solar debe competir con las fuentes térmicas convencionales y es conocido que no es rentable destilar agua salobre si no se recupera varias veces el elevado calor de vaporización del agua.

El esquema más conocido es el que aparece en la Figura 5. La producción típica de un sistema de este tipo es de 1 m³/m² × año de captación, lo que da una idea de la dificultad de obtener mínimas rentabilidades. En el mundo se han construido muchos sistemas de este género. En España tenemos dos ejemplos característicos: Las Marinas, Almería (1965), e Isla de Tabarca, Alicante (1976), en ambos casos el tiempo de operación no superó el año.

La aproximación al tema de desalación de aguas marinas o salobres mediante destilación pasa obligatoriamente por un sistema de recuperación de calor de condensación: tubos verticales, multiflash, tubos sumergidos...

Los sistemas de concentración de energía solar pueden ser la fuente energética de los mencionados procesos, que requieren temperaturas más elevadas que la que puede proporcionar un colector plano.

2. Generación de electricidad solar (termodinámica)

La generación de electricidad mediante energía solar y ciclos termodinámicos despierta en la actualidad un elevado interés técnico. Un gran número de programas se encuentran en plena efervescencia, citemos BARSTOW, GAST, REPOWERING, CESA, SSPS, THEMIS, CEE, SHUSHINE, etc.

La tabla muestra las características de algunos de los programas en curso (Tabla I).

La idea básica es simplista: Concentrar los rayos solares mediante espejos gigantes o heliostatos (40 m²), sobre un receptor o caldera solar colocada en una torre; a partir de la caldera se estructura un ciclo clásico.

La Figura 6 muestra esquemáticamente los elementos de un sistema de este tipo.

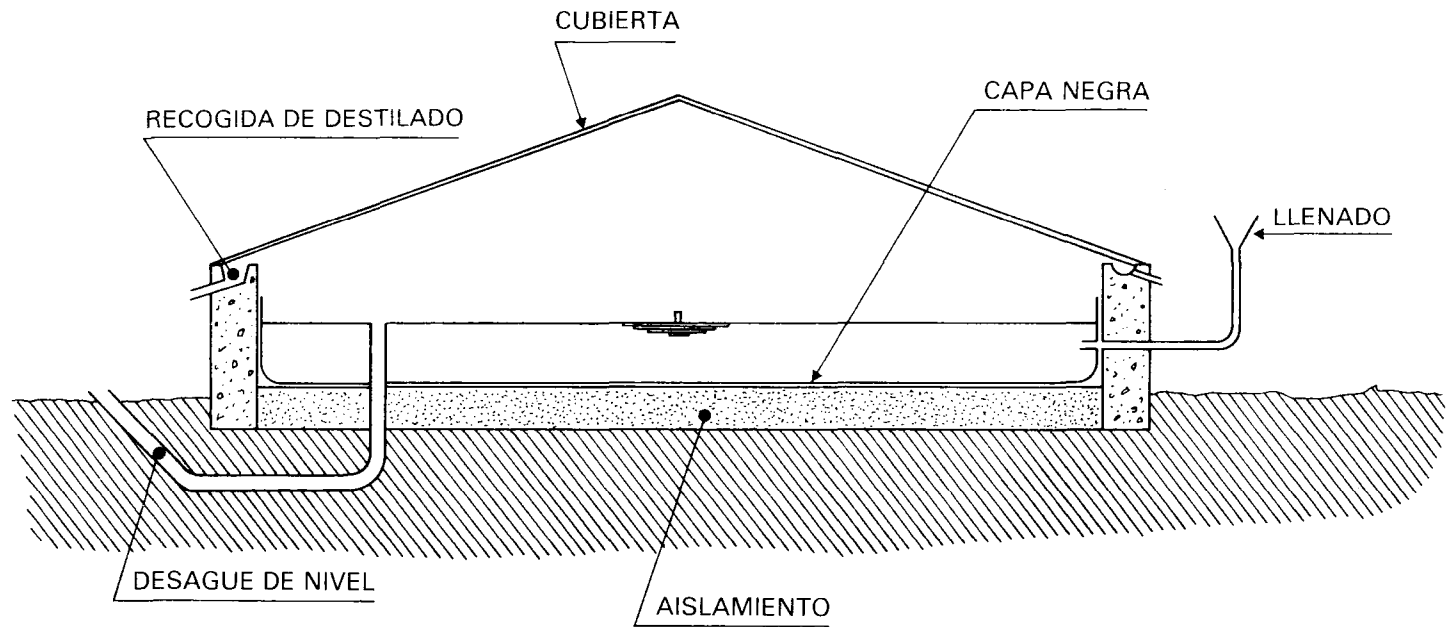


Figura 5. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE DESTILADOR SOLAR

CENTRALES DE TORRE

País	Estados Unidos	Francia	España	Comunidad Económica Europea	Japón	Agencia Internacional Energía	Alemania – España
Situación	Barstow CA.	Targasonne	Almería	Sicilia	Nio	Almería	Extremadura?
Potencia (MWe)	10	2	1.2	1	1	0.5	20
Fecha Terminación	Sept. 1981	Nov. 1981	Jul. 1981	1981	1982	Jul. 1981	1984
N.º Heliostatos (superf. Uni.)	1.700 (40 m ²)	350 (50 m ²)	300 (36-40 m ²)	112-70 (23-52 m ²)	---	100 (40 m ²)	3.000 (40m ²)
Fluido de trabajo	Agua	Hitec	Agua	Agua	Agua	Sodio	Aire.

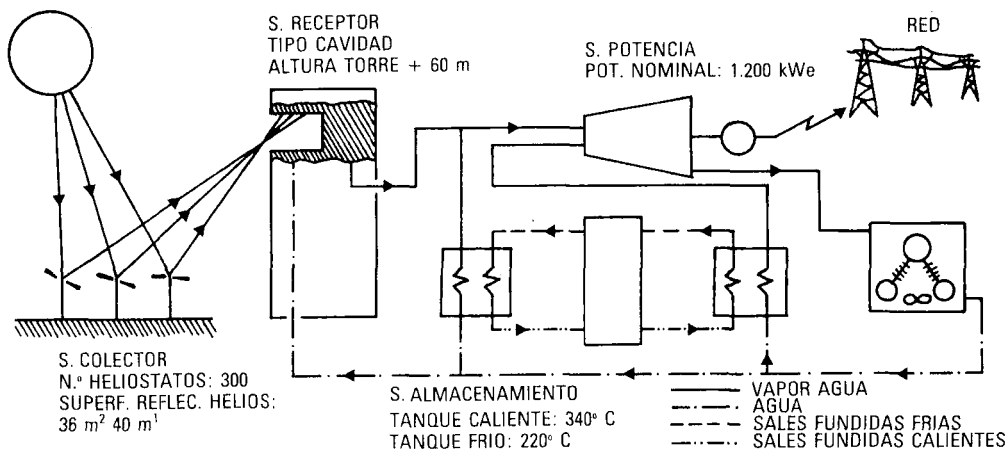


Figura 6. CENTRAL SOLAR DE TORRE.

La idea básica puede ser elemental, los elementos y tecnologías convencionales del sistema, pero la integración de estos elementos, el control del sistema y la operación en conexión (premisa esencial) con la red es un desafío técnico formidable.

España, país muy adecuado para el empleo de estas tecnologías en el caso en que se muestren comercialmente viables, no ha dado la espalda a este desafío técnico. El Ministerio de Industria y Energía ha puesto en marcha el programa CESA-1, en cuyo contexto se diseña y construye una planta solar de 1 MW de potencia.

Las características básicas son:

- Potencia nominal: 1 MW.
- Ciclo Rankine vapor 100 kg/m², 520 °C.
- Almacenamiento térmico: 3 MWh.
- Campo de heliostatos: 280 heliostatos de 40 y 36 m².
- Torre central de 80 m altura.
- La Central será operativa a final del próximo año 1981.

Asimismo se participa en el programa SSPS de la AIE (Agencia Internacional de la Energía), consistente en la realización de dos plantas solares de 500 kW utilizando dos tecnologías diversas. El programa está en plena actividad y será operativo también el próximo año (1981).

Por otra parte está en un avanzado grado de negociación la realización de un programa conjunto con el Ministerio de Tecnología de la República Federal de Alemania para la construcción en España, con tecnología de ambos países, de una planta de 20 MW basada en el concepto mencionado y empleando un ciclo de Brayton (turbina de gas). Será la planta mayor del mundo en su género y su operación comenzará en 1986. El tamaño puede calificarse como precomercial.

El futuro de este tipo de plantas solares dependerá en gran parte de la evolución de los costes y tecnologías "convencionales" de generación de electricidad.

Concretamente, la comercialización o abandono en su caso de los reactores nucleares reproductores creemos que tendrá una decisiva influencia en la implantación de la tecnología descrita.

La hipotética central solar del futuro (después del año 2000) tendrá 70 MW de potencia, estará totalmente automatizada, sus heliostatos estarán fabricados con técnicas de producción en masa tipo automóvil, y sus costes del 1980 serían de unos 2.500 \$/kW instalado para unas 2.200 horas de funcionamiento.

Estas cifras, evidentemente, no son en la actualidad competitivas, pero posiblemente sí lo sean en el futuro.

3. Generación de electricidad (fotovoltaica)

La generación de electricidad mediante células solares es bien conocida. Las células solares son básicamente un diodo o unión abrupta en una superficie de material semiconductor, *p*, y material semiconductor, *n*. El substrato típico es de silicio. Puede indicarse que cada elemento o unión *p-n* puede producir un potencial de 0,5 a 1 V, siendo las densidades de corriente producidas del orden de 40 m A/cm². Los módulos o células elementales pueden unirse en serie y paralelo para producir los niveles de voltaje deseado.

El sistema fotovoltaico está formado por los siguientes elementos:

- Sistema de células o de captación.
- Diodo o sistema de bloqueo, que impide que la corriente de la batería o de la red se descargue en las células solares.
- Batería de almacenamiento.
- Inversor-Convertidor que convierte la corriente continua generada en corriente alterna con la frecuencia y voltaje deseados.

Como puede verse, los elementos del sistema fotovoltaico son convencionales a excepción de las células solares.

Los rendimientos de transformación de los sistemas fotovoltaicos no superan el 20 %, considerándose un 15 % como un valor más significativo para indicar el estado actual de estas técnicas.

El rendimiento final de conversión debe incluir, por añadidura, los rendimientos de los distintos procesos de conversión: células → almacenamiento → convertidor → transmisión → uso.

La tecnología básica es totalmente conocida y está demostrada la plena fiabilidad de la generación fotovoltaica, la cual se emplea en satélites artificiales hace muchos años. El problema fundamental a resolver es la reducción de costes.

En la actualidad el coste de las células es del orden de 10 \$/watio pico y a esto hay que añadir soportes, almacenamiento, controles, inversores, etc.

La electricidad producida puede costar del orden de 0,8 \$/kWh, lo cual sólo es competitivo en aplicaciones aisladas y de bajo consumo.

Además de una creciente actividad en la búsqueda de nuevas soluciones tecnológicas que reduzcan el coste de fabricación de las células, con la finalidad de aumentar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos los esfuerzos se dirigen en estas direcciones:

- Aumento de rendimiento.
- Empleo de concentración.

El aumento de rendimiento obviamente tiene límites y puede contradecirse con el descenso de coste.

La concentración permite el empleo de menor superficie de célula solar para una superficie de captación determinada. Los concentradores pueden ser cilindros parabólicos, aunque las lentes de Fresnell y los concentradores Wiston son los más empleados. Los factores de concentración típicos son de 50, lo cual obliga a una muy efectiva refrigeración de las células.

Las líneas actuales de investigación se dirigen al empleo de silicio policristalino y amorfo y al empleo de otros substratos: arseniuro de galio y sulfuro de cadmio.

Aplicaciones características

En la etapa actual los sistemas fotovoltaicos terrestres ya se emplean en aplicaciones especializadas en las cuales la construcción de líneas eléctricas de alimentación no es rentable y el mantenimiento y carga de baterías es difícil.

Como aplicaciones características tenemos:

- Remisores TV (1 a 5 W, consumo 1 a 2 kWh/día)
- Radioenlaces (5 W, consumo 2,4 kWh/día)
- Boyas y señales marinas (40 W)
- Telemetría de datos ambientales.

Como puede comprobarse, las aplicaciones actuales son un tanto específicas y no aportan ninguna contribución al balance energético de ningún país.

En la etapa actual se contemplan otras aplicaciones que pueden comenzar a ser rentables ya:

– Sistemas de bombeo en zonas desérticas	0,5 kW
– Sistemas de desalación (ósmosis inversas)	10 kW
– TV educativa en zonas aisladas	50 W
– Sistemas para viviendas de consumo limitado	300 W

La experiencia española

En España, además de la instalación de un cierto número de sistemas aislados que ya son operativos, existen un cierto número de programas de Investigación y Desarrollo de la tecnología de las células fotovoltaicas y los equipos adicionales.

La Universidad Politécnica de Madrid (Instituto de Energía Solar) tiene en curso los siguientes programas:

- Desarrollo de células bifaciales.
- Colector de concentración mediante lentes de Fresnell (2 kW).
- Panel **espectralmente adaptado** (células silicio y As Ga).

De forma integrada se ha puesto a punto un programa integral que contempla las tres fases de Investigación Básica, Investigación Aplicada, Desarrollo.

El Anexo II incluye grupos y actividades incluidos en este programa.

ENERGÍA EÓLICA

Introducción

La energía del viento ha sido empleada durante toda la historia de la humanidad; en las primeras épocas para propulsión naval y a partir del siglo X de nuestra era como fuente de energía mecánica para diversos usos: molienda, bombeo de agua, accionamiento de máquinas, etc.

La aparición de la máquina de vapor inició la decadencia de los sistemas eólicos de tamaño grande, si bien los sistemas de bombeo y posteriormente los de generación de electricidad en pequeña escala en muchos países han persistido hasta muy entrado el siglo XX.

El viento transporta una energía que por m^3 de superficie frontal de máquina y unidad de tiempo, se evalúa en:

$$E = \frac{1}{2} \rho V^3$$

siendo ρ = densidad, V = velocidad del viento.

A esta potencia por unidad de superficie se le denomina "Potencia específica". Es de notar la dependencia de la misma del cubo de la velocidad del viento.

La Figura 7 muestra un mapa elemental de las potencias específicas medias registradas en España y la correspondencia con la velocidad del viento. Incluso por la vía teórica se demuestra que la energía que transporta el viento sólo puede extraerse en un porcentaje que no suele superar el 30 %.

En la actualidad y con las nuevas posibilidades que ofrece la tecnología se contemplan dos campos para la energía eólica.

- Pequeños sistemas aislados (hasta 20 kW).
- Grandes instalaciones unidas a la red (2 a 4 MW).

Los grandes sistemas son los que despiertan mayor interés.

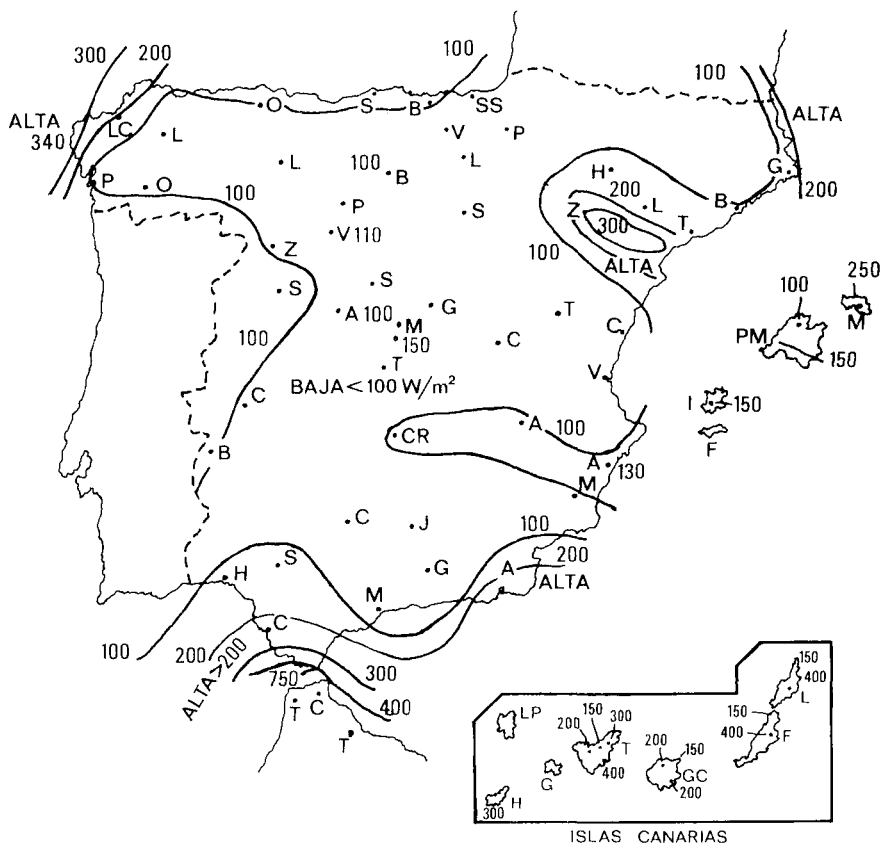
Sin dejar de mencionar la histórica experiencia de Smith-Putnam en 1942 (1.250 kW), puede indicarse que en el mundo hay una importante actividad en el desarrollo de máquinas eólicas grandes.

Citemos los proyectos GROWIAN I (3 MW, 100 m de diámetro) y GROWIAN II (5 MW, 145 m de diámetro).

En España y debido a una menor experiencia en el diseño de grandes rotores, se ha optado por iniciar la actividad con tamaños menos importantes.

En muy avanzado grado de desarrollo se encuentra el proyecto "Tarifa", generador eólico de 110 kW de potencia y 17 m de diámetro, que será operativo el próximo año (1981) en el estrecho de Gibraltar. La máquina española aporta un elevado número de soluciones originales, tales como la maquinaria sin carenar, paso variable y sistema de control de paso.

Una vez desarrollada la tecnología y fabricadas en series moderadas, se aventura que en zonas de elevada potencia media específica (superior a 300 W/m^2), las grandes máquinas eólicas podrán competir en costos con las centrales convencionales.



W / m ²	Km/h
100	20
200	25
300	29
400	32

LAS CIFRAS INDICAN W/m² DE MEDIA ANUAL

Figura 7

LA BIOMASA

Introducción

El concepto de biomasa es un tanto extenso. Podemos definir como biomasa al conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis y empleados a distintos niveles de elaboración incluido el residual, para usos energéticos.

La biomasa y más específicamente la leña y los residuos de madera, se ha empleado desde las primeras eras de la humanidad y aún constituye un porcentaje medible del balance energético de algunos países, tanto desarrollados (p.e. Canadá, Suiza) como en países en vías de desarrollo (India, Mali, Alto Volta, etc.).

La biomasa como tal fuente energética es renovable, pero la interacción entre vegetación, clima, agricultura e incluso la sociedad hacen que cualquiera de las aplicaciones que se planteen deben ser analizadas con toda su problemática, pues

una aplicación precipitada puede llevar a un fracaso económico o lo que es peor, un desastre ecológico.

La problemática de la generación y aplicación de la biomasa es enormemente variada y heterogénea. La trasposición de experiencias y soluciones de un país a otro debe hacerse con extremo cuidado, evitando falsas extrapolaciones.

Como muestras más características de aplicación energética de la biomasa, pueden considerarse:

- Utilización energética de residuos orgánicos.
- Alcohol.
- Agroenergética.

Utilización energética de residuos orgánicos

La utilización energética de residuos, además del ahorro de combustible que proporciona, tiene como aliciente adicional la disminución de la contaminación ambiental: eliminando plásticos, papeles, favoreciendo la recuperación de metales y en general ayudando a solucionar grandes problemas que se plantean, especialmente en las grandes ciudades.

Los residuos orgánicos a nivel de nación representan grandes cantidades de energía.

La Tabla 2 muestra las estimaciones llevadas a cabo por el Centro de Estudios de la Energía y la Tabla 3 las propiedades energéticas de algunos tipos de residuos.

Los residuos orgánicos se pueden dividir en los siguientes tipos:

- Residuos urbanos: basuras con una componente heterogénea de restos vegetales y animales, papel, plásticos, metales, restos de construcción, etc.
- Residuos agrícolas: Residuos de cereales grano (paja), tallos de girasol, centeno, algodón, viñedo, etc.

Tabla N.º 2
BIOMASA RESIDUAL PRODUCIDA EN ESPAÑA

Tipo de residuo	Producción 10 ⁶ (t/año)	Colectable (%)	Poder cal. 10 ⁶ Kcal/t	Energía 10 ¹² Kcal/año
Residuos sólidos urbanos	3,8	66,66	1,4	3,5 (10 %)
Residuos forestales (1)	15,9	50	4,0	31,8 (60 %)
Residuos agrícolas (1)	29,1	25	2,2	16,0 (20,5 %)
Aguas residuales urbanas (2)	5,2	50	2,2	5,7 (9,5 %)
TOTAL	54,0			57,0

(1) Incluyen las industrias correspondientes. No se incluye el estiércol, por no disponer de datos al respecto.

(2) En base a una producción de 106 gr/hab. día de lodos secos y considerando los núcleos de población de 20.000 habitantes.

pero la problemática de su recogida y manipulación es compleja en ciertas ocasiones.

La experiencia española al respecto es bastante completa. Existen plantas de incineración de basuras y producción de electricidad (Barcelona), de fabricación de briquetas con residuos forestales (Soria) y de pellets combustibles a base de residuos urbanos (Castellón). Sin embargo, las barreras a superar son complejas toda vez que cada localización es diferente y presenta problemas específicos.

En España, además de un inventario global de residuos, se han realizado análisis muy en detalle de la producción de residuos en cuatro provincias de características muy diversas: Murcia, Pontevedra, Soria y Sevilla.

Las conclusiones de este estudio son muy diversas. La fundamental es la siguiente:

“Los residuos orgánicos son una fuente de interés, que puede ser competitiva con los derivados del petróleo. Sin embargo, las barreras a superar son complejas. En cualquier caso no sería fácil cubrir más del 2 % de la demanda de energía primaria”.

Alcohol

El encarecimiento de los combustibles derivados del petróleo ha despertado el interés de emplear el alcohol como combustible para automóviles y otros usos energéticos.

La producción de alcohol, etanol a partir de materia orgánica, puede hacerse mediante dos procesos:

- 1.º Fermentación alcohólica de la glucosa y otros azúcares.
- 2.º Hidrolisis de celulosa.

El primer proceso es el tradicional y que exige destilar los fermentados, con un cierto consumo energético.

La hidrolisis es prometedora, pero aún no está totalmente implantada.

Los “gasoholes” son mezclas de gasolina y alcohol, con un contenido de alcohol del 10 % al 20 %.

El automóvil se adapta con relativa facilidad a estas mezclas que ya se ofrecen comercialmente en Brasil y la costa este de los Estados Unidos.

La experiencia española al respecto no es muy relevante. Además de ensayos muy satisfactorios de adaptación de motores de combustión, los trabajos se centran en la tecnología de la deshidratación del alcohol, muy importante para su uso en mezclas.

En España el mercado del alcohol está sometido a intervención estatal y el país es deficitario en este producto.

Agroenergética

La agroenergética es un nuevo enfoque del cultivo de la tierra, en el que se pretende utilizar cultivos vegetales con el objeto de fijar la máxima cantidad de energía solar y acumularla en la biomasa vegetal para ser utilizada con fines energéticos.

El rendimiento de la transformación de la energía solar a través de fotosíntesis es moderado. Un cultivo que produjese 10.000 kg por año y hectárea de materia seca tendría un rendimiento de conversión de 0,27 %.

De todas formas, este valor es importante. Una hectárea que produjese 20.000 kg de materia seca por año produce una cantidad de energía equivalente a 8 Tep.

La "plantación de energía" surge como nuevo concepto aún en estado experimental y primario. Los eucaliptos, chopos, cardos, girasol, maíz y las euforbiáceas son las candidatas para estas aplicaciones.

Las formas finales de uso pueden ser:

- Secado, empacado y combustión directa.
- Digestión anaerobia para producción de metano.
- Fermentación alcohólica.
- Reducción química.
- Pirolisis.
- Gasificación.
- Extracción de aceites combustibles.

En España se encuentra en desarrollo un ambicioso programa de agroenergética, patrocinado por el Instituto Nacional de Investigaciones Agrarias, que intenta poner a punto cultivos energéticos en las zonas más áridas del país. Las euforbiáceas parecen ser las candidatas más adecuadas para la "plantación de energía" en España.

LA GEOTERMIA

Introducción

El calor interior de la Tierra se genera por fenómenos no totalmente esclarecidos basados en la desintegración radioactiva de isótopos inestables, principalmente de uranio, torio y potasio.

Las zonas donde se genera esta energía no están regularmente distribuidas en el interior de la Tierra y son más frecuentes en los bordes de las placas tectónicas. Las grandes concentraciones de energía son transportadas al exterior mediante el magma o roca fundida a 1.000 °C.

La cantidad media de calor que fluye por metro cuadrado es muy pequeña, del orden de 0,063 m W/m². En las mencionadas zonas en las que se produce la acumulación de magma, pueden aparecer estas condiciones adicionales:

- a) Un aporte de agua exterior: filtraciones de mar, lagos y ríos.
- b) Una cierta impermeabilidad de capas.

Con la confluencia de estas condiciones se producen los llamados yacimientos geotérmicos, en los cuales se producen bien aguas termales o vapor de agua de bajo grado.

Los yacimientos geotérmicos pueden ser de:

- a) Baja entalpía, aguas termales.
- b) Baja entalpía, vapor.

El empleo energético de los yacimientos geotérmicos se remonta a principios del presente siglo. En la actualidad existen un cierto número de explotaciones que

en algunos países, como Islandia o Nueva Zelanda, proporcionan una cantidad importante dentro del balance energético de dichos países.

Geotermia de baja entalpía

En muchos lugares del mundo existen yacimientos termales con temperaturas del agua en superficie del orden de 60 °C. Con estas aguas se puede realizar: calefacción de edificios, producción de agua caliente sanitaria, calefacción de invernaderos. La dificultad fundamental consiste en la difícil coincidencia entre fuente y utilización, ya que el transporte de esta energía de bajo grado a larga distancia no parece realizable.

En España, el Instituto Geológico y Minero ha llevado a cabo un inventario de manifestaciones geotérmicas y termales. Existen zonas geotérmicas de baja entalpía conocidas desde tiempos de los romanos. La cordillera costero-catalana, la zona volcánica de Olot, las cordilleras béticas y la Cubeta de Madrid son prometedoras para uso directo o empleo combinado con bombas de calor.

Geotermia de alta entalpía

La facilidad de transporte hace que la conversión del vapor de los yacimientos geotérmicos en electricidad sea muy atractiva. En Larderello (Italia), Cerro Prieto (México), los Geysers (USA), este concepto se ha llevado a cabo con éxito. Básicamente se trata de un ciclo Rankine con la particularidad de que la caldera ha sido sustituida por un yacimiento geotérmico equipado de un separador de partículas, pues el vapor generado en el yacimiento arrastra multitud de partículas, principalmente silíceas.

Las unidades características tienen potencias unitarias del orden de 10 a 20 MW.

La experiencia española en el terreno de los yacimientos de alta entalpía se centra en el sondeo geotérmico de Lanzarote. Se perforó en la Montaña de Fuego, Lanzarote, Islas Canarias, llegándose a una profundidad de 2.700 m abandonándose a esta cota. Se esperaba encontrar vapor suficiente para generar 20 MW, suficientes para el abastecimiento de la isla.

La aplicación energética de la geotermia suele ser rentable, con el supuesto de que el yacimiento geotérmico esté disponible y sea productivo. La incertidumbre y los elevadísimos costes que arrastran las perforaciones geotérmicas hace muy arriesgado el seguir esta operación con un criterio probabilístico.

ANEXO I

PROGRAMA DE DEMOSTRACIONES

Lugar	Ciudad	m ²
PRIMERA FASE:		
Hogar Infantil de la Sagrada Familia	Sta. Cruz de Tenerife	208
Hospital Civil	Málaga	360
Conjunto Residencial Francisco Franco	Espinardo (Murcia)	383
Hospital Insular	Las Palmas de Gran Canaria	280
SEGUNDA FASE:		
Hogar de Ancianos	Palma de Mallorca	150
Orfelinato "Nazaret"	Alicante	45
Piscinas Municipales "Bernardo Picornell"	Barcelona	150
Hogar de Asist. Social	Barcelona	195
Industria Textil "Tarazona"	Tarazona (Zaragoza)	314
Parador Nacional	Bailén (Jaén)	160
Pabellón Polideportivo "La Cartuja"	Granada	104
TERCERA FASE:		
Colegio Residencia "Hernán Cortés"	Badajoz	150
Centro de Educación Especial	Salamanca	300
Hospital Provincial	Zamora	225
Residencia Geriátrica "Hospital de San Lázaro"	Sevilla	300
Colegio Provincial "San José"	Guadalajara	150

ANEXO II

Proyectos de Investigación Básica en Fotovoltaica (IBF)

IBF-1: Estudio y construcción de un concentrador luminiscente de elemento activo líquido.

- Instituto de Física de Estado Sólido. Universidad Autónoma.
- Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica.
- SANDOZ, S. A.

IBF-2: Caracterización de Células.

- Instituto de Estudios Catalanes.
- Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Barcelona.

IBF-3: Fotopilas solares de heterouniones de capas delgadas de CdS y $Cd_{1-x}Zn_xS$.

- Departamento de Electricidad y Electrónica. Universidad de Barcelona.

IBF-4: Tecnología óxido de estaño y óxido de indio-estaño sobre silicio y otros semiconductores.

- Cátedra Electrónica II y III de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Barcelona.

IBF-5: Producción y optimización de Películas delgadas de compuestos II-VI.

- Departamento de Electricidad y Electrónica. Universidad Complutense de Madrid.
- Departamento de Electricidad y Electrónica. Universidad Autónoma de Barcelona.
- Departamento de Electricidad y Magnetismo. Universidad de Santander.

IBF-6: Monoseleniuro de indio laminar, cristalogénesis y preparación de células solares.

- Departamento de Electricidad y Electrónica. Universidad de Valencia.

IBF-7: Láminas delgadas; células de arseniuro de galio.

- Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

IBF-8: Investigación básica sobre silicio amorfo.

- Instituto de Estudios Catalanes.
- Cátedra de Electrónica de la Facultad de Ciencias de Barcelona.
- Cátedra de Electrónica II y III de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Barcelona.

IBF-9: Nuevas tecnologías para estructuras de células de silicio monocristalino.

- Instituto de Estudios Catalanes.
- Cátedra de Electrónica de la Facultad de Ciencias de Barcelona.
- Cátedra de Electrónica II y III de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Barcelona.

Proyectos de Investigación Aplicada en Fotovoltaica (IAF)

IAF-1: Células bifaciales de silicio para un concentrado luminiscente.

- Instituto de Energía Solar.
- Instituto de Física de Estado Sólido.
- SANDOZ, S. A.

IAF-2: Estudio y fabricación de células de Cu_2S CdS en láminas delgadas.

- Departamento de Física Aplicada. Facultad de Ciencias. Universidad Autónoma de Madrid.

IAF-3: Viabilidad de silicio fabricado en España para aplicaciones fotovoltaicas.

- Piher Semiconductores.
- Carburos Metálicos.
- Laboratorio Semiconductores.

IAF-4: Almacenamiento mecánico mediante volantes de inercia.

- Cátedra de Máquinas Eléctricas de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Madrid.
- Standard Eléctrica.

Proyectos de Desarrollo en Fotovoltaica (DF)

DF-1: Inversor convertidor y control para Central Solar Fotovoltaica

- Cátedra de Electrónica I de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Madrid.
- Standard Eléctrica.

DF-2: Sistemas Electrónicos asociados a Conversión Fotovoltaica.

- Cátedra de Electrónica II y III de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación de Barcelona.
- Standard Eléctrica.
- Piher Semiconductores.

DF-3: Equipo Auxiliar de seguimiento de la Trayectoria Solar.

- FEMSA.

DF-4: Concentradores Solares Estáticos.

- Instituto de Energía Solar.
- Standard Eléctrica.

DF-5: Línea Piloto Paneles Solares.

- Piher Semiconductores.
- Standard Eléctrica.

DF-6: Sistemas de acumulación en baterías sin mantenimiento.

- FEMSA.
- Standard Eléctrica.
- Piher Semiconductores.

REACTORES NUCLEARES DE FUSIÓN

Por

Guillermo Velarde

Índice:

1. La necesidad de la fusión nuclear.
2. La fusión nuclear.
3. Parámetros de las reacciones de fusión.
4. Calentamiento del plasma.
5. Confinamiento del plasma.
6. Inestabilidades.
7. Confinamiento magnético.
8. Fusión de ciclo térmico.
9. Confinamiento inercial.
10. Reactores de fusión por láser.
11. Inestabilidades.
12. Componentes de los reactores de fusión.
13. Estado actual de los reactores de fusión por láser.

1. Necesidad de la Fusión Nuclear

Debido al aumento de población y al incremento de nivel de vida, que se traduce en un mayor consumo anual de energía por habitante, la demanda de energía va creciendo de tal manera que en los países desarrollados la producción de energía ha de duplicarse cada quince años, en los países en desarrollo cada diez años, mientras que en los países subdesarrollados el crecimiento debería ser tan rápido que, al no poder alcanzar esta tasa de crecimiento, los sumerge en un subdesarrollo cada vez mayor.

1.1. Teniendo en cuenta el crecimiento futuro de la población y el consumo anual de energía por habitante, previsible en la sociedad de consumo de las próximas décadas, las reservas mundiales actualmente probadas de combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural, durarían hasta la mitad del próximo siglo. Suponiendo, quizá de un modo optimista, que las reservas reales fuesen unas cuatro veces las actualmente estimadas, sólo durarían unos veinte años más.

En el caso de España el problema es mucho más grave ya que las reservas actualmente probadas de combustibles fósiles no alcanzan a la milésima parte de las mundiales.

Esta crisis energética sólo podrá resolverse siguiendo un camino que puede acotarse entre los dos caminos extremos siguientes. Uno de ellos, poco probable, sería el de modificar profundamente la sociedad de consumo en que estamos inmersos, mediante un control responsable de la población y del consumo. El otro camino extremo, que aunque siendo el más probable presenta mayores dificultades, es el de encontrar nuevas fuentes de energía que satisfagan la creciente demanda mundial.

1.2. La producción masiva de energía necesaria en el futuro, sólo puede obtenerse por un procedimiento, el de las reacciones nucleares, que según el estado actual de la ciencia y de la tecnología puede producirse de dos formas distintas: la fisión y la fusión nuclear, ya que la energía solar es debida a los procesos de fusión nuclear producidos en el Sol. En estas reacciones nucleares de fisión y fusión se produce una pérdida de masa, que se transforma en energía cinética de los productos de la reacción, a razón de 10^3 MWD = 24×10^6 kWh por cada gramo de masa perdida en la reacción. Como el rendimiento de estas reacciones es del 1 al 3 %, se obten-

drá de 24×10^3 a 72×10^3 kWh por cada gramo fisionado o fusionado, es decir, de 2 a 6 millones de veces la energía producida en una reacción química de igual masa.

Debido a las dificultades científicas y tecnológicas que existen en el desarrollo de la fusión nuclear a escala industrial, las cuales se expondrán posteriormente, hasta ahora sólo se ha desarrollado industrialmente la fisión nuclear en forma de reactores nucleares de fisión.

Comparando las reservas actualmente probadas de combustibles fósiles con la demanda de energía primaria hasta el año 2000, y extrapolando esta demanda durante el próximo siglo con una tasa de crecimiento energético análoga a la estimada para este año, o sea del 3,4 %, se obtiene que las reservas mundiales sólo durarían hasta el año 2073, mientras que las reservas españolas sólo alcanzarían hasta el 2003.

Comparando las reservas mundiales de uranio actualmente probadas, a un coste inferior a 40 \$/lb U_3O_8 , con el consumo de un LWR durante los 30 años de su vida, se obtiene que estas reservas sólo podrían abastecer a LWR con una potencia instalada de 269 GWe sin reciclado, y de 415 GWe con reciclado, habiendo actualmente instalados 110 GWe entre los diversos tipos de reactores. En el caso de España, y en las condiciones anteriores, sólo se podría abastecer a LWR de 1,33 GWe sin reciclado y 2 GWe con reciclado, mientras que actualmente hay instalados 1 GWe, esperando que para el próximo lustro se llegue a los 7,6 GWe.

La solución completa del problema energético se basa en la fusión nuclear, cuyo combustible principal es el deuterio, el cual se encuentra uniformemente repartido en el agua del mar a razón de una molécula de D_2O por cada 6.500 moléculas de H_2O , o sea, hay unas 10^{17} Kg de deuterio con un contenido energético de $7,5 \times 10^{24}$ kWh, cantidad suficiente para abastecer a toda la humanidad durante un tiempo superior al transcurrido desde que se formó la Tierra hasta nuestros días.

Como complemento de lo anterior, se tiene el aprovechamiento de la energía del Sol, el cual es un inmenso reactor nuclear de fusión que se encuentra a la mitad de su esperanza de vida.

1.3. Según lo anterior, puede vislumbrarse cuales serán las futuras fuentes de energía. La energía hidroeléctrica está próxima al límite de lo técnicamente explotable. La energía eólica, geotérmica y de las mareas puede contribuir en una parte insignificante a la futura demanda energética. La energía obtenida de los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural sólo durará hasta la mitad del próximo siglo. Por tanto, sólo queda como fuente principal de energía la obtenida de las reacciones nucleares. Durante las próximas décadas se irán instalando reactores nucleares de fisión, así como diversas instalaciones para el aprovechamiento de la energía de fusión del Sol, principalmente para uso doméstico. A principios del próximo siglo es probable que entren en servicio los primeros reactores nucleares de fusión. En los próximos siglos las fuentes de energía serán fundamentalmente las debidas a la fusión nuclear, bien obtenida del Sol o directamente de los reactores nucleares de fusión situados en la Tierra. Y así durante miles de millones de años hasta el final de nuestro planeta, quizá hasta que el Sol salga de su secuencia principal, o se anule el campo magnético de la Tierra.

Por tanto, la crisis energética actual es un problema de unos pocos años,

hasta que se consiga la fusión nuclear a escala industrial ya que, una vez conseguida, la Humanidad podrá descansar de este angustioso problema actual. Por otro lado, como la mayoría de los países, tanto pobres como ricos, tienen acceso al mar, esta fuente inagotable de energía no será exclusiva de un pequeño número de naciones, como sucede en el caso del petróleo o en el enriquecimiento del uranio, evitándose así el espectro del chantaje energético a que estamos sometidos actualmente.

Sin embargo, el futuro no se presenta tan optimista como pudiera deducirse de lo anterior. Existen inmensas dificultades tecnológicas todavía no resueltas, y siempre hemos de tener presente la contaminación ambiental, con la consiguiente erosión del medio ecológico en que vivimos. Contaminación que siempre va acompañando al desarrollo industrial incontrolado de cualquier tipo, y que si puede ser importante en el caso de la fisión nuclear, es considerablemente menor en el caso de la fusión.

2. FUSIÓN NUCLEAR

Cuando los núcleos de peso atómico inferior al Fe, generalmente D y T, interactúan entre sí, pueden producir núcleos más pesados dando lugar a la fusión nuclear, esquematizada en las Figuras 1.

El D se obtiene del agua del mar, según se indicó anteriormente, mientras que el T se obtiene como subproducto de la fusión del D o a partir de la interacción de un neutrón con el Li^6 . También puede obtenerse del Li^7 con una energía umbral de 4 MeV.

La interacción entre el D y D o entre el D y T puede producirse de dos formas distintas, constituyendo moléculas muónicas, con lo que se obtiene la fusión en frío, o haciendo chocar unos núcleos contra otros, originando la fusión en caliente.

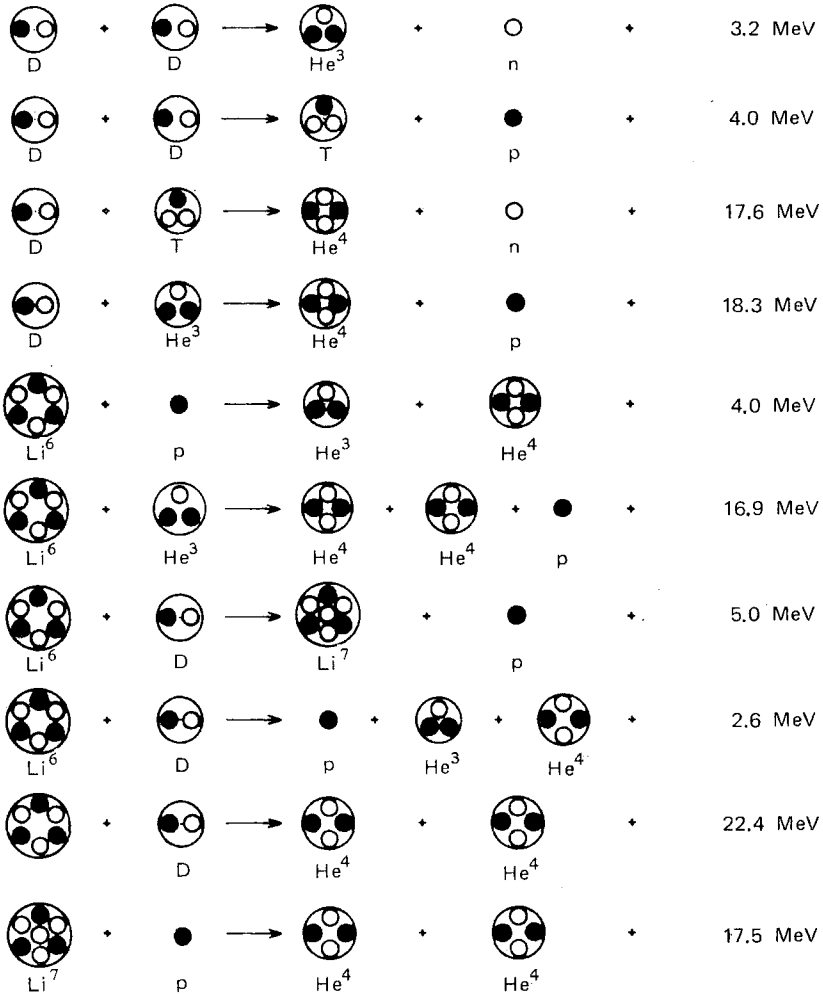
2.1. Fusión en frío

Consiste en introducir un haz de muones μ^- en una atmósfera de iones de D, formándose átomos muónicos neutros de D, en los cuales el muon μ^- sustituye al electrón e^- . Como la masa del μ^- es 212 veces superior a la del e^- , y al ser el radio de la órbita del μ^- o del e^- inversamente proporcional a la masa de la partícula, el μ^- girará alrededor del D con un radio 212 veces inferior al del e^- .

Como el átomo muónico de D es neutro, puede aproximarse un ión de D sin que se produzca repulsión electrostática, formándose así un ión molecular muónico de D, constituido por dos núcleos de D con un solo μ^- girando alrededor de ellos y a una distancia 212 veces inferior a la que giraría un e^- . Esto hace que los dos núcleos de D tengan que estar tan próximos que la acción de las fuerzas nucleares es apreciable, produciéndose la fusión, en la cual el μ^- es expulsado, yendo a formar otro átomo muónico de D.

El principal inconveniente de este procedimiento es debido a que el μ^- libre tiene una vida media de unos 2×10^{-6} s, y por tanto, tiene tiempo para catalizar solamente unas pocas reacciones de fusión durante su vida. Además, la energía producida por las fusiones catalizadas por un μ^- es muy inferior a la necesaria para crear un μ^- . Por tanto, la fusión en frío sólo tiene interés académico.

Los μ^- pueden obtenerse bombardeando blancos con protones de más de 300 MeV, originándose π^- que se desintegran en μ^- .



Principales reacciones de fusión nuclear (32)

Figura 1

2.2. Fusión en caliente

Como los núcleos están cargados positivamente, para que puedan chocar unos con otros es necesario que venzan las fuerzas de repulsión electrostáticas, para lo cual han de tener energías cinéticas del orden de las decenas de KeV, es decir, el medio ha de tener una temperatura del orden de centenares de millones de grados ($1 \text{ KeV} \sim 10^7 \text{ }^\circ\text{K}$). A estas temperaturas los átomos están ionizados, por lo que el medio constituye un plasma.

Por otro lado, como al chocar un núcleo ligero contra otro lo más probable es que se produzca una dispersión en vez de una fusión, el plasma debe estar confinado.

Por tanto, los problemas iniciales que hay que resolver son dos:

- I. Alcanzar temperaturas de decenas o centenares de millones de grados.
- II. Mantener el plasma confinado durante un cierto tiempo.

Esto presenta tales dificultades tecnológicas que todavía no ha podido obtenerse la fusión controlada a escala industrial. De modo incontrolado se ha obtenido en las bombas de fusión o termonucleares.

3. PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LOS REACTORES NUCLEARES DE FUSIÓN

Los parámetros que intervienen en los reactores de fusión son la temperatura de ignición, la densidad del plasma y el tiempo de confinamiento.

3.1. Temperatura de ignición

Al establecer en un reactor nuclear de fusión la ecuación del balance energético entre la potencia producida en la fusión y las pérdidas de potencia, se obtiene la temperatura mínima para que funcione un reactor nuclear de fusión.

La densidad de potencia producida es proporcional a $T^{5/2}$, siendo T la temperatura de operación del reactor en K.

La potencia perdida es debida a tres causas principales:

- I. Radiación del cuerpo negro a la temperatura de operación del reactor.
- II. Radiación de ciclotrón.
- III. Bremsstrahlung.

La pérdida de potencia por radiación del cuerpo negro sigue la Ley de Stefan-Boltzmann, y sólo es apreciable cuando la dimensión característica del reactor es superior a unos 1.000 km, por lo que únicamente se tiene en cuenta en el caso de las estrellas.

La pérdida de potencia por radiación de ciclotrón es debida a la potencia emitida al girar las partículas cargadas del plasma alrededor de las líneas fuerza del campo magnético. Como el espectro de esta radiación cae dentro de la región del infrarrojo y de las microondas, es fácilmente absorbida por el plasma, por lo que la pérdida de potencia correspondiente es despreciable.

La pérdida de potencia por Bremsstrahlung, es la única que debe tenerse en cuenta en los reactores nucleares de fusión, y es debida a la dispersión inelástica de las partículas cargadas del plasma por el campo eléctrico del núcleo, siendo proporcional a $T^{1/2}$.

En la Figura 2 se ha representado la potencia producida en las reacciones $D + T$ y $D + D$, y la potencia perdida por Bremsstrahlung, obteniéndose que el equilibrio se alcanza a la temperatura, llamada de ignición, dada por

$$T \approx \begin{cases} 45 \times 10^6 \text{ } ^\circ\text{K para } D + T \\ 400 \times 10^6 \text{ } ^\circ\text{K para } D + D \end{cases}$$

Como la temperatura de ignición del $D + T$ es unas nueve veces inferior a la

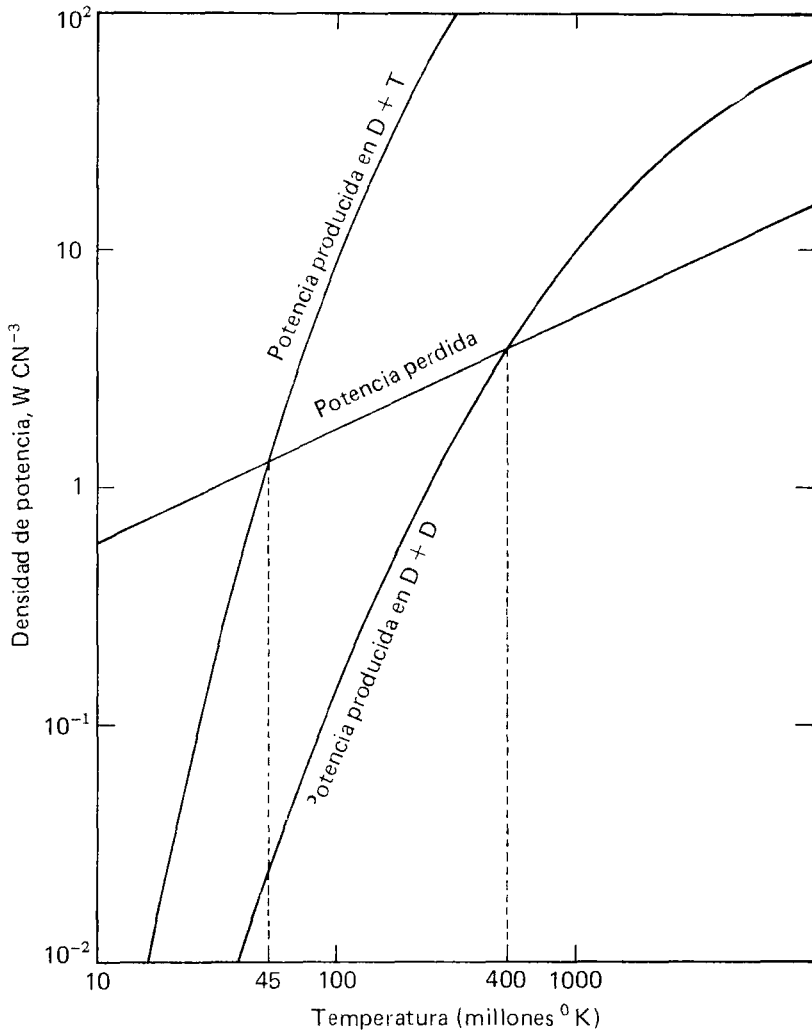


Figura 2

del $D + D$, los primeros reactores nucleares de fusión emplearán una mezcla de $D + T$.

3.2. Parámetro de Lawson

Para que pueda funcionar un reactor nuclear de fusión, Lawson ha demostrado que el producto de la densidad del plasma n , en iones $\cdot \text{cm}^{-3}$, por el tiempo de confinamiento del plasma τ , en s, llamado parámetro de Lawson, ha de verificar la siguiente condición, que para el caso de un ciclo térmico con un rendimiento del 33 %, es

$$n \tau \geq \begin{cases} 10^{14} & \text{para } D + T \\ 10^{16} & \text{para } D + D \end{cases}$$

mientras que para el caso de un sistema de conversión directa con un rendimiento del 90 %, se verifica que

$$n\tau \geq \begin{cases} 0.25 \times 10^{14} & \text{para D + T} \\ 10^{14} & \text{para D + D} \end{cases}$$

Las condiciones anteriores pueden obtenerse en circunstancias muy diversas, bien sea con bajas densidades del plasma y elevados tiempos de confinamiento, tal como ocurre en el caso del confinamiento magnético, o por el contrario, con elevadas densidades y tiempos de confinamiento muy breves, como es el caso del confinamiento inercial, los cuales se describirán posteriormente.

4. CALENTAMIENTO DEL PLASMA

Para alcanzar la temperatura de ignición es necesario calentar convenientemente el plasma, lo cual puede realizarse por los siguientes procedimientos:

- I. Calentamiento ohmico.
- II. Compresión magnética.
- III. Bombeo magnético.
- IV. Microondas.
- V. Inyección de haces neutros.
- VI. Onda de choque.

El calentamiento ohmico consiste en ionizar previamente el medio, por ejemplo irradiándolo con radiofrecuencias, actuando posteriormente sobre él campos magnéticos rápidamente variables que inducen un campo eléctrico, el cual origina una corriente en el plasma que acelera principalmente a los electrones. Los iones se aceleran por colisión con los electrones. La eficacia del calentamiento ohmico es proporcional a $T^{-3/2}$, disminuyendo con la temperatura, por lo que es prácticamente ineficaz a elevadas temperaturas.

El calentamiento por compresión magnética se basa en aumentar bruscamente el campo magnético, el cual origina ondas de choque que incrementan la energía cinética transversal al campo magnético empleado de las partículas del plasma.

El calentamiento por bombeo magnético se produce por pulsación no resonante del campo magnético.

En el calentamiento por microondas se emplean haces de microondas de frecuencias en resonancia con las de las partículas del plasma.

El calentamiento por haces neutros se basa en que los átomos neutros penetran en el plasma sin sufrir interacción con los campos electromagnéticos. Primeramente se obtiene un haz de iones que son fuertemente acelerados mediante campos eléctricos. Posteriormente se hace pasar estos iones por un neutralizador, donde sin perder apreciablemente energía cinética, capturan electrones transformándose en átomos neutros. Estos átomos neutros penetran en el plasma ionizándose y transfiriendo por colisión parte de su energía cinética al resto de las par-

tículas del plasma, calentándolo. Este procedimiento es uno de los más prometedores, aplicándose en combinación de los otros descritos anteriormente.

En el calentamiento por ondas de choque se parte de rayos láser, electrones relativistas o iones pesados, que al interactuar con el medio, se origina por un proceso de ablación una onda de choque, la cual comprime al medio, calentándolo.

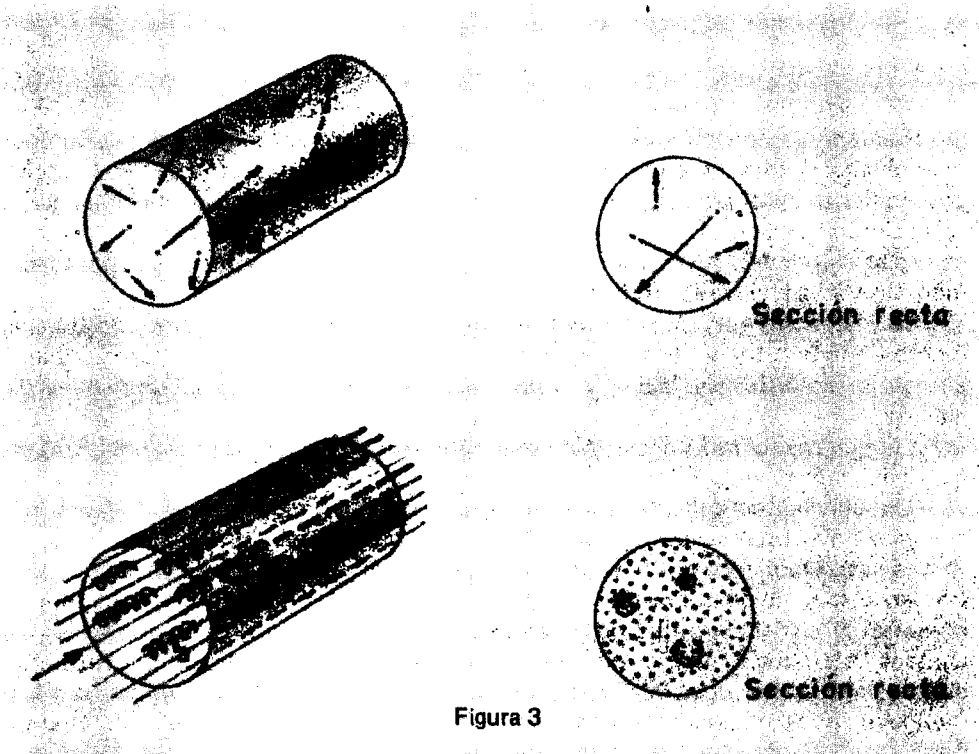
5. CONFINAMIENTO DEL PLASMA

Debido a que en la colisión de dos núcleos de D o de D y T es más probable que se produzca una dispersión que una fusión, para obtener el suficiente número de fusiones que aporten la energía necesaria es preciso confinar el plasma. Según la clase de confinamiento empleado, la fusión controlada puede hacerse por confinamiento inercial empleando láseres, haces de electrones relativistas o iones ligeros o pesados, o bien por confinamiento magnético empleando campos magnéticos muy intensos.

5.1. Confinamiento magnético

El confinamiento magnético se basa en que una partícula cargada al moverse en un campo magnético, describe una trayectoria helicoidal alrededor de una de las líneas de fuerza del campo.

Sea un tubo, Figura 3, dentro del cual el campo magnético es nulo, en este



caso los electrones y los iones se moverán en todas direcciones, chocando con las paredes del tubo. En cada una de estas colisiones los electrones y los iones irán perdiendo energía cinética, enfriándose.

Si alrededor del tubo no metálico se coloca un arrolamiento y se hace pasar por él una corriente eléctrica, se producirá dentro del tubo un campo magnético cuyas líneas de fuerza del campo son paralelas al eje del tubo. En este caso, los electrones por un lado y los iones por otro describirán trayectorias helicoidales alrededor de las líneas de fuerza del campo, quedando de este modo confinados radialmente dentro del tubo. Para confinarlos axialmente es necesario que los electrones y los iones se reflejen en los extremos del tubo, o bien que éste se cierre sobre sí mismo, constituyendo un toro. De esta manera se obtienen las configuraciones lineales y toroidales.

El plasma dentro del tubo se comporta como un gas normal, ejerciendo una presión hacia el exterior proporcional a la temperatura, la cual es compensada por la presión ejercida por el campo magnético hacia el interior, proporcional al cuadrado de la intensidad del campo magnético. Como actualmente sólo se han obtenido industrialmente campos magnéticos del orden de los KG, partiendo de las temperaturas de ignición consideradas anteriormente se obtienen densidades de unos 10^{15} iones \cdot cm^3 , que sustituidas en el parámetro de Lawson, dan unos tiempos de confinamiento de:

$$\tau \geq \begin{cases} 0.1 \text{ s para D + T} \\ 10 \text{ s para D + D} \end{cases}$$

necesarios para que pueda funcionar un reactor de fusión.

6. INESTABILIDADES

Cuando un plasma está confinado por un campo magnético, se producen inestabilidades que reducen considerablemente el tiempo de confinamiento.

Todavía no se ha podido establecer una teoría general y coherente sobre la estabilidad de un plasma confinado por un campo magnético, aceptándose el criterio de estabilidad de Teller, por el cual el confinamiento del plasma es estable en una determinada región, cuando un observador situado dentro del plasma ve que las líneas de fuerza del campo magnético son convexas, mientras que será inestable si las ve cóncavas.

De otro modo, considerando que las líneas de fuerza del campo magnético se comportan como cintas de goma, tendiendo a acortarse siempre que lo permitan las ligaduras, y que el plasma se comporta como un gas a presión, tendiendo a expandirse, se verificará que el confinamiento del plasma es estable en una determinada región, cuando al acortarse las líneas del campo magnético y al expandirse el plasma no intercambian sus posiciones.

Como veremos posteriormente, en todos los sistemas propuestos de confinamiento magnético se produce en mayor o menor grado zonas de inestabilidad que impiden alcanzar los tiempos de confinamiento dados anteriormente, los cuales son necesarios para el funcionamiento de un reactor de fusión.

7. DESCRIPCIÓN DE LOS EXPERIMENTOS DE FUSIÓN POR CONFINAMIENTO MAGNÉTICO

Las configuraciones lineales son las más numerosas, habiendo cerca de un centenar de aparatos repartidos entre los Estados Unidos, la URSS y los países del Euratom. Dentro de las configuraciones lineales se encuentran los espejos magnéticos y los basados en el efecto de estricción.

Las configuraciones toroidales comprenden los stellarators, los tokamaks y los aparatos basados en la estricción toroidal, existiendo en menor número que los aparatos de las configuraciones lineales, ya que son en general de un coste más elevado.

7.1. Espejos magnéticos

Para producir el confinamiento axial, Post propuso el empleo de los espejos magnéticos, constituidos por un tubo recto, dentro del cual existe un campo magnético axialmente heterogéneo, con más intensidad en los extremos que en el centro.

Este campo magnético heterogéneo puede obtenerse empleando un arrollamiento eléctrico alrededor del tubo, con más espiras o con más intensidad de corriente en los extremos que en el centro; véase Figura 4.

Como los iones y electrones del plasma describen trayectorias helicoidales alrededor de las líneas de fuerza del campo magnético, al llegar a los extremos del tubo en donde el campo magnético es más intenso, sufrirán el efecto de una fuerza que tiende a devolver el ion o electrón a la región en donde el campo magnético es más débil, es decir sufrirán una reflexión.

Sin embargo, cuando la energía cinética de la partícula $E_{||} = \frac{1}{2} m v_{||}^2$, debida a la velocidad axial $v_{||}$, es muy superior a la $E_{\perp} = \frac{1}{2} m v_{\perp}^2$, debida a la velocidad perpendicular a la anterior v_{\perp} , la partícula se escapará por los extremos del tubo. En general, la partícula se mantendrá confinada, o sea se reflejará en los extremos del tubo si

$$\frac{E_{||}}{E_{\perp}} \leq \frac{B_{ext}}{B_{cent}} - 1, \text{ o bien, } \theta \geq \arcsen \sqrt{\frac{B_{cent}}{B_{ext}}}$$

con $\cotg \theta = E_{||} / E_{\perp}$, y siendo B_{ext} y B_{cent} las intensidades del campo magnético en los extremos y en el centro del tubo.

Por tanto, el confinamiento será tanto mayor cuanto menor sea B_{cent}/B_{ext} , y para un valor fijo de esta razón, cuanto menor sea $E_{||}/E_{\perp}$, para lo cual han de inyectarse las partículas en el tubo con la mínima velocidad axial posible. No obstante, aun en el caso de inyectar las partículas con una velocidad axial nula debido a las colisiones entre partículas, al cabo de un cierto tiempo tanto menor cuanto mayor sea la densidad del plasma, habrán alcanzado una determinada velocidad axial, favoreciéndose las fugas. Debido a esto, en los experimentos con espejos magnéticos es muy difícil obtener densidades elevadas del plasma. Por tanto, el problema consiste en conseguir las condiciones para la fusión controlada antes que $E_{||}/E_{\perp}$ sea mayor que $(B_{ext}/B_{cent}) - 1$.

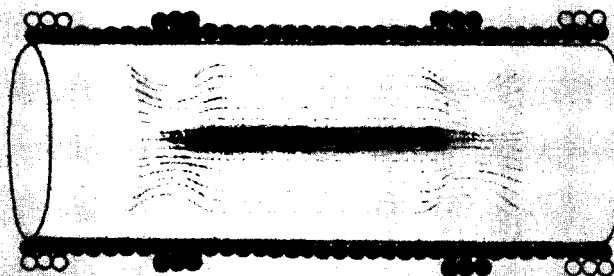
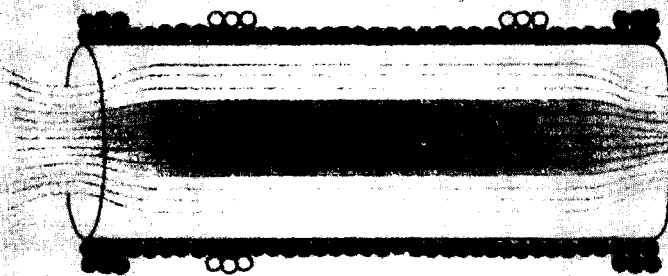
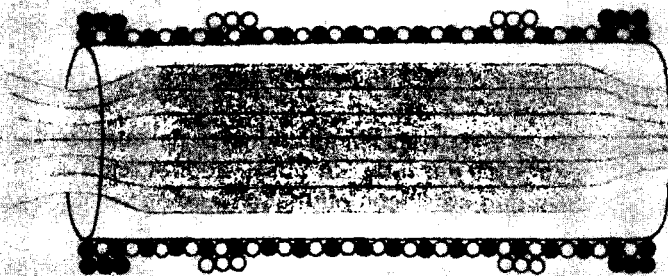


Figura 4

- Primeramente actuan estos arrollamientos
- Posteriormente actuan estos arrollamientos

7.1.1. *Calentamiento del plasma*

El calentamiento del plasma se efectúa por compresión adiabática al aumentar la intensidad del campo magnético en el centro y en los extremos, bien aumentando el número de espiras o la intensidad de la corriente.

7.1.2. *Estabilidad*

Debido a la curvatura axial de las líneas de fuerza del campo magnético en las proximidades de los extremos del tubo, un observador situado dentro del plasma las verá cóncavas, por lo que no se cumplirá el criterio de estabilidad de Teller en esta región del tubo.

7.1.3. *Limitaciones del Parámetro de Lawson*

Según lo anterior, en los experimentos con espejos magnéticos, el parámetro de Lawson queda limitado por:

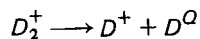
- I. Las fugas de los iones y electrones por los extremos del tubo, tanto más importantes cuanto mayor sea la densidad del plasma.
- II. Las regiones de inestabilidad de Teller, cerca de los extremos del tubo, debido a las cuales el tiempo de confinamiento queda reducido considerablemente.

Para disminuir las fugas axiales de las partículas es necesario limitar la densidad de plasma. Esta limitación de la densidad puede compensarse con un aumento del tiempo de confinamiento empleando una configuración cuspidal, en la cual la corriente eléctrica circula por las espiras de un extremo del tubo en sentido contrario a la que circula por las del otro extremo. De este modo, las líneas de fuerza del campo magnético tienen siempre forma convexa para cualquier observador situado en el plasma. Sin embargo, aunque esta configuración da lugar a una gran estabilidad, las fugas del plasma se producen tanto axial como radialmente, por lo que esta configuración cuspidal no representa ventajas apreciables.

Otro procedimiento para reducir las fugas axiales de partículas consiste en emplear varias barras rectas, llamadas de Lofe, dispuestas axialmente y con la corriente circulando en cada una de ellas en sentido contrario a la de las barreras adyacentes. Actualmente el confinamiento más eficaz se ha obtenido empleando los circuitos Baseball y Yin-Yang, que dan lugar a un B mínimo, bien aisladamente o como circuitos situados en los extremos de un solenoide, constituyendo un sistema tándem.

7.1.4. *Experimentos con inyección de iones moleculares de deuterio*

Con objeto de aumentar la temperatura de los iones del plasma se han realizado los experimentos DCX-2 en los Estados Unidos y los Ogra en la URSS. Cuando se inyectan iones moleculares de deuterio en vez de iones atómicos, al disociarse la molécula se obtiene



El D^0 se escapa del tubo, mientras que el ion atómico D^+ , al describir una trayectoria helicoidal de radio mitad de la del D_2^+ , por tener una masa mitad de la

del D_2^+ , estará confinado en una región más pequeña, por lo que se calentará adiabáticamente, alcanzando temperaturas superiores a los 10^9 °K, aunque con parámetros de Lawson insuficientes para la fusión controlada.

7.1.5. *Estado actual*

En la Tabla 1 se resumen las características más importantes de estos experimentos.

7.2. **Estricción**

El efecto de estricción (pinch) se basa en la interacción entre la corriente eléctrica producida en un gas y el campo magnético originado por esta corriente eléctrica.

La teoría M de Rosenbluth da una visión más completa del efecto de estricción: al aplicar repentinamente un elevado voltaje axial, y debido a la elevada conductividad del plasma, se produce una capa delgada de corriente eléctrica coaxial con el tubo y próxima a su superficie; esta capa de corriente eléctrica origina su propio campo magnético axial que rodea al plasma, produciendo sobre las partículas en movimiento axial una fuerza de Lorentz dirigida hacia dentro del tubo, originándose de este modo la compresión adiabática del plasma y su confinamiento.

De una manera más intuitiva, el efecto de estricción puede explicarse al considerar que la corriente eléctrica axial está formada por un número infinito de conductores paralelos y con corrientes en el mismo sentido, por lo cual se atraerán entre sí, originando el efecto de estricción.

7.2.1. *Calentamiento del plasma*

Según lo anterior, mediante la estricción se logra simultáneamente calentar y confinar el plasma, obteniéndose que la temperatura alcanzada es proporcional al gradiente del potencial eléctrico aplicado, y de que el cuadrado de la intensidad de la corriente eléctrica es proporcional a la densidad de partículas y a su temperatura. Para los valores de estos parámetros considerados anteriormente se obtiene que la corriente necesaria para producir la fusión controlada debería ser superior al millón de amperios.

Debido a la dificultad tecnológica para obtener de un modo continuo corrientes tan elevadas, se aplican por impulsos mediante la descarga de un banco de condensadores. En el caso de configuración lineal, la corriente eléctrica en el gas se produce aplicando una diferencia de potencial entre los extremos, mientras que en el caso de configuración toroidal la corriente eléctrica se produce empleando el toro como si fuese la única espira del secundario de un transformador.

7.2.2. *Estabilidad*

La estricción así obtenida es intrínsecamente inestable, ya que suponiendo que se produce una pequeña perturbación consistente en un desplazamiento radial del tubo de estricción, como la intensidad del campo magnético en la parte cóncava del desplazamiento es superior a la de la parte convexa, la fuerza neta de Lorentz actuará hacia afuera, tendiendo a aumentar la perturbación, con lo que el tubo de estricción se desplazará hasta tocar las paredes, en cuyo momento disipará gran parte de su energía, enfriándose.

TABLA N.º 1
PRINCIPALES ESPEJOS MAGNETICOS ACTUALES, EN CONSTRUCCION Y EN PROYECTO (1979)

APARATO	2XII-B	BASEBALL II-T	LITE	OGRA-3T	PR-7	TMX	MFTF	TMR	DEMO
LOCALIZAC.	Livermore (EUA)	Livermore (EUA)	UTRC New Hartford (EUA)	Kurchatov (URSS)	Kurchatov (URSS)	Livermore (EUA)	Livermore (EUA)	Livermore (EUA)	Livermore (EUA)
SITUACION	Final de su funcionamiento	Final de su funcionamiento	En funcionamiento	En funcionam.	En funcionam.	Inicio de su funcionam.	En construcc. (1982)	En proyecto	En proyecto
TIPO	Pozo e inyección de plasma	Pozo	Pozo	Ausencia de pozo	Pozo	Tandem	Pozo	Reactor tandem	Reactor pozo
B_{\min} , KG	9	20	15	25	10	0,5	20	20	50
B_{\max}/B_{\min}	2	2	2	2,1	2	20	2	8	3
DIMENSIO. cm.	200 x 10	~ 60	~ 40	45 x 7	100 x 15	550 x 31	~ 340	10000 x 200	~ 1000
T_{ion} , KeV	10	20	12	?	1	0,1	50	30	~ 100
n_{ion} , cm^{-3}	$1 - 6 \times 10^{13}$	10^{13}	3×10^{12}	10^{11}	3×10^{13}	$1,2 \times 10^{13}$		10^{14}	$1,2 \times 10^{14}$
nt , s. cm^{-3}	10^{11}	10^{11}	10^{11}			3×10^{11}	10^{12}		10^{14}
METODO DE CALENTAMIE.	Compres. mag. y neutros (6MW)	Neutros (6MW)	Neutros	Neutros	Neutros	Neutros (24MW)	Neutros (60MW)	Neutros	Neutros (490 MW)
OTRAS CARACTERIS.	Trampa magnética	Superconductor Plasma iniciado por láser	Plasma iniciado por láser	Supercond.			Supercond.		Reac. pot. (200 MWe) Conv. direc. con cicl. tér.

LITE: Laser Initiated Target Experienced
 TMX: Tandem Mirror experiment
 MFTF: Mirror Fusion Test Facility

TMR: Tandem Mirror Reactor
 DEMO: Demonstrative Fusion Power Plant

Debido a esta inestabilidad intrínseca, no se han podido obtener tiempos de confinamiento superiores a los microsegundos.

Cuando en 1952 Tuck, de los Estados Unidos, proyectó el primer experimento de estricción, uno de los asistentes a la conferencia de presentación, viendo lo problemático de su funcionamiento, bautizó el experimento con el nombre de Impossibilatron, a lo cual Tuck, confiando en su funcionamiento, le llamó Perhapsatron. No obstante, cuando este experimento entró en funcionamiento, se observaron además otras clases de inestabilidades no previstas anteriormente.

Para atenuar en lo posible este cúmulo de inestabilidades se han propuesto dos procedimientos:

- I. Hacer el tubo de mayor diámetro para retrasar, de este modo, el momento del contacto con las paredes.

Sin embargo se ha abandonado este procedimiento, ya que requería tubos de varios metros de diámetro.

- II. Producir un campo magnético axil, superpuesto al azimutal originado en la estricción, tal que estabilice las perturbaciones consistentes en pequeños desplazamientos radiales. Rosenbluth ha demostrado que el plasma puede mantenerse confinado hasta que los campos magnéticos azimutal y axil se mezclen. Aunque por este procedimiento se reducen considerablemente las inestabilidades del plasma, al existir un campo magnético axil se dificulta el proceso de calentamiento.

Según la intensidad relativa de los dos campos magnéticos axil y azimutal, se obtienen los dos tipos de experimentos de estricción. Si el campo magnético axil es muy intenso comparado con el azimutal, el cual puede ser nulo, se llama estricción θ . En el caso contrario, se llama estricción z .

7.2.3. Estado actual

El experimento más interesante de este tipo es el Scylla IV de estricción θ , cuyas características son: $n = 5 \times 10^6 \text{ cm}^{-3}$, $\tau = 5 \times 10^{-6} \text{ s}$, $T = 50 \times 10^6 \text{ }^\circ\text{K}$, y $n\tau = 2,5 \times 10^{11}$.

7.3. Tokamak

Los Tokamaks y los Stellarators están formados por un tubo en forma de toro con un arrollamiento eléctrico alrededor de él, Figura 5, dando lugar a un campo magnético toroidal, B_{tor} , en la dirección longitudinal del toro. En los Tokamaks se aumenta la estabilidad, situando el toro como si fuese la única espira del secundario de un transformador, Figura 6, por lo cual se producirá dentro del toro una corriente eléctrica, I_{pol} , llamada poloidal, la cual origina a su vez un campo magnético poloidal, B_{pol} , perpendicular al B_{tor} . Estos dos campos magnéticos dan lugar a una torsión de las limas de fuerza del campo magnético resultante, alrededor de las cuales giran los electrones en un sentido y los iones en otro.

7.3.1. Estabilidad

En el experimento anterior se producen diversas clases de inestabilidades que dificultan el confinamiento apropiado del plasma. Las inestabilidades más importantes son:

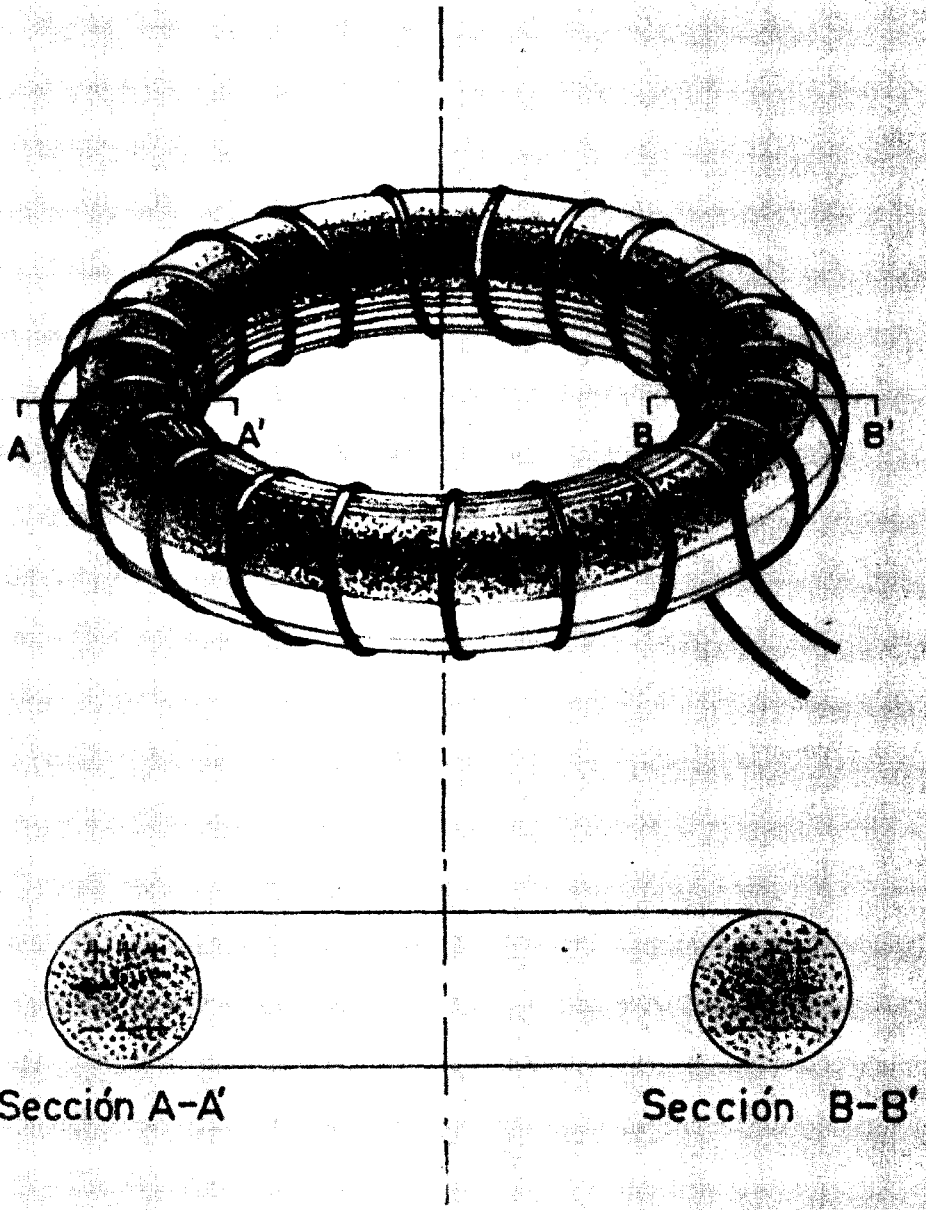


Figura 5

TOKAMAK

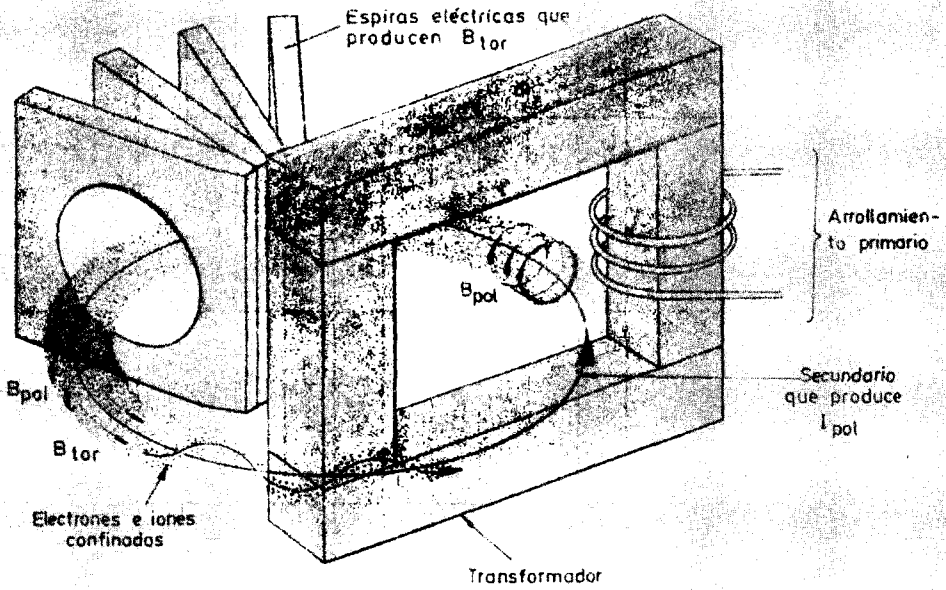


Figura 6

- I. Debido a la curvatura del toro, el campo magnético es más intenso cerca que lejos del eje del toro; es decir, en una sección longitudinal, el campo magnético es heterogéneo. Figura 7. Como los iones y electrones, aparte del movimiento helicoidal anterior, se desplazan en direcciones opuestas, perpendicularmente al gradiente del campo magnético, se originará una separación de las cargas eléctricas, las cuales producirán un intenso campo eléctrico, que a su vez dará lugar a un campo magnético de sentido opuesto al producido por el arrollamiento eléctrico, tendiendo a neutralizarlo. De este modo, las partículas dejarán de estar confinadas, moviéndose libremente dentro del toro y chocando con sus paredes, lo que da lugar al enfriamiento del plasma. Esta inestabilidad se corrige parcialmente por la torsión de las líneas de fuerza del campo resultante, debido al campo magnético poloidal B_{pol} .
- II. Debido a la curvatura de las líneas de fuerza del campo magnético resultante, existen zonas donde no se cumple el criterio de estabilidad de Teller.

7.3.2. Estado actual de los Tokamaks en el mundo

Entre los numerosos Tokamaks actualmente en proyecto destacan los indicados en la Tabla 2, siendo el coste estimado del JET de unos 300 millones de dólares, aunque se han comercializado Minitokamaks por un coste trescientas veces menor, aptos para la formación de personal en las Universidades.

TABLA N.º 2
PRINCIPALES REACTORES DE FUSION NUCLEAR TIPO TOKAMAKS, EN PROYECTO (1979) (TER)

PROYECTISTA	ORNL (EUA)	O.I.E.A..	UNIV. WISCOSIN (EUA)	CULHAM (RU)	PRINCETON (EUA)	ORNL (EUA)
FECHA PROBABLE DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO		?	1995/2010			
R, m	5		8.1	7.4	11	10.5
a, m	1.20 x 1.92		3 x 6	2.1 x 3.7	3.25	3.3
B _{tor} , KG	53		410	41	60	60
I _{pol} , KA	4000		15800	11600	14600	21000
T _e , KeV						
T _i , KeV	13.0		11		30	100
n _i , cm ⁻³	1.3 x 10 ¹⁴		8 x 10 ¹³	3.5 x 10 ¹⁴	5 x 10 ¹³	6 x 10 ¹³
nt _E , s.cm ⁻³	2 x 10 ¹⁴				2 x 10 ¹⁴	
P _t , MWt	700		5000	5000	5000	3000
P _b , MWe	—		2000	2000	2000	1680
OTRAS CARACTERISTICAS		Parámetros sin determinar similares al T.N.S.	Largo ciclo de quemado (600 s) Calentamiento por RF (100 MW)			Ciclo de quemado corto (300 s)

OH (ohmico), N (neutros), FR (radio frecuencia), CMA (compresión magnética alternada)

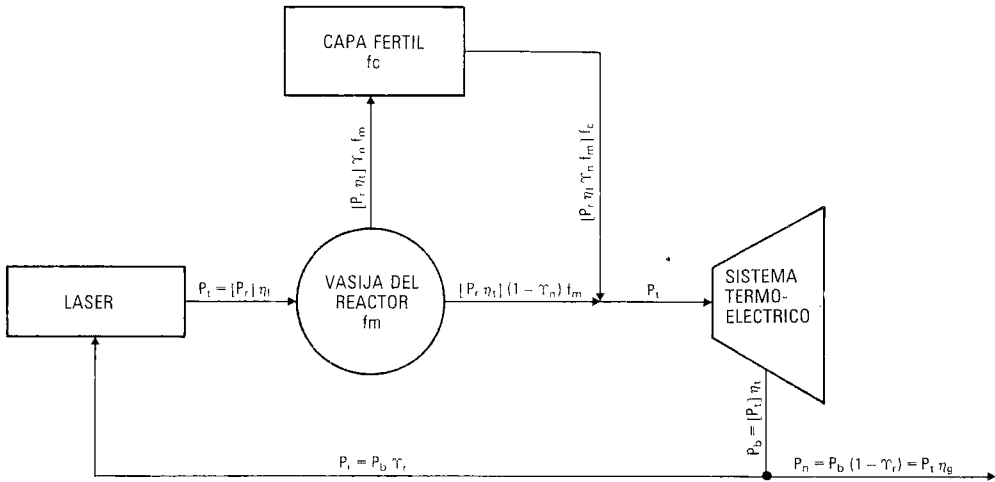


Figura 7 Diagrama simplificado del flujo energético de un LFHR

8. REACTORES NUCLEARES DE FUSIÓN DE CICLO TÉRMICO

En este tipo de reactor se aprovecha la energía de los neutrones producidos en la fusión. Empleando como combustible $D + T$, los neutrones producidos tienen una energía cinética del 80 % de la obtenida en la fusión, los cuales por ser partículas neutras atraviesan los campos electromagnéticos sin sufrir interacción.

Un reactor nuclear de fusión de ciclo térmico estaría constituido por uno de los experimentos descritos anteriormente, refrigerado por Li líquido. Los productos de fusión calentarán el Li , y los neutrones transformarían además parte de Li en T . El Li caliente iría a un generador de vapor, completándose el circuito convencional.

También podría hacerse híbrido colocando alrededor una capa fértil y fisible de U o Th , que produciría Pu o U^{233} , aunque la presencia de campos magnéticos dificulta considerablemente la refrigeración por metales líquidos y prácticamente imposibilita la operación como híbridos.

9. FUSIÓN POR CONFINAMIENTO INERCIAL

En la fusión por confinamiento inercial se emplean actualmente láseres, electrones relativistas e iones ligeros y pesados. Para obtener un parámetro de Lawson de 10^{14} s/cm³, puede emplearse una densidad del $D + T$ de $10^{25} - 10^{28}$ iones/cm², con lo que el tiempo de confinamiento necesario es muy pequeño, de 10 a 1 ps.

Debido a los estudios teóricos y a los experimentos realizados actualmente, parece ser que el futuro de la fusión por confinamiento inercial se basará en los láseres o en los iones, descartándose el empleo de electrones relativistas.

10. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CENTRALES CON REACTORES DE FUSIÓN NUCLEAR POR LÁSER

Estas Centrales están compuestas por tres sistemas bien diferenciados.

- I. Sistema láser.
- II. Sistema nuclear de generación de vapor.
- III. Sistema convencional de producción de energía eléctrica.

El sistema láser está formado por un oscilador cuya descarga da lugar a un pulso de radiación de baja energía con longitud de onda corta ($\sim 1 \mu\text{m}$), y de un sistema óptico que divide el haz inicial en varios haces (~ 20) portadores de los correspondientes pulsos de radiación, los cuales son sucesivamente amplificados. Otro sistema óptico concentra todos estos haces en el centro geométrico de una vasija, en donde ha sido inyectada previamente una microbola de D + T en estado sólido ($\sim 1 \text{ mg}$ de D + T).

Los diversos pulsos ($\sim 1 \text{ ns}$) de radiación láser ($\sim 1 \text{ MJ}$) inciden uniforme y simultáneamente sobre la superficie de la microbola, dando lugar a una serie de procesos nucleares y termohidráulicos, cuya resultante macroscópica final es la ablación de la superficie exterior, dando lugar a la elevada densidad ($\sim 10^4$ la densidad inicial), calentándose a temperaturas superiores a la de ignición ($\geq 45 \text{ M } ^\circ\text{K}$). La fusión del D + T se produce en tiempos ($\sim 10 \text{ ps}$) inferiores al de confinamiento.

En la fusión del D + T se producen neutrones de $14,1 \text{ MeV}$ y partículas α de $3,5 \text{ MeV}$. En la explosión posterior de la microbola se forma un plasma compuesto por neutrones, partículas α , núcleos de D y T no fusionados, y núcleos del material no fusible que componen las diversas capas de que está compuesta la microbola. Los electrones dispersados inelásticamente por el campo coulombiano de los núcleos (Bremsstrahlung), dan lugar a la emisión de rayos X.

A la primera pared de la vasija del reactor llegan primeramente los rayos X, luego los neutrones, posteriormente las partículas α que escapan del plasma, y finalmente el plasma.

La vasija del reactor ($\sim 5 \text{ m}$ radio) está compuesta, de dentro a afuera, por la citada primera pared, por el refrigerante y capa fértil de Li, y en los reactores híbridos por la capa fértil y fisible de U o Th, refrigerada generalmente por Na.

Las partículas producidas en la microexplosión interaccionan con las capas de la vasija del reactor produciendo los siguientes efectos: ablación del material de la primera pared, aumento de la entalpía del refrigerante, y transmutación inducida por neutrones, de los materiales fértiles Li en T y U^{238} o Th^{232} en Pu^{239} o U^{233} .

El T producido es extraído del circuito de refrigeración, que en unión del D obtenido del agua del mar, se emplean en la fabricación de las microbolas.

La entalpía del refrigerante (potencia térmica $\sim 1 \text{ GWt}$) es transformada en energía eléctrica bruta o en bornes ($\sim 400 \text{ MWe}$) a través de un sistema convencional de generador de vapor, turboalternador y condensador. Aproximadamente un 75 % de la potencia eléctrica bruta se transforma en neta o en barras ($\sim 300 \text{ MWe}$), y el resto del 25 % en potencia eléctrica recirculada ($\sim 100 \text{ MWe}$) para alimentar los sistemas auxiliares, y principalmente al sistema láser.

Antes de iniciar el segundo ciclo, con la inyección de otra microbola y el

disparo correspondiente del láser, es necesario vaciar la vasija del vapor producido en la ablación de la primera pared, ya que en caso contrario la mayor parte de la energía de los pulsos de radiación láser sería absorbida por este vapor, reduciendo considerablemente el rendimiento de la microexplosión.

De este modo, un Reactor de Fusión Nuclear por Láser (LFR) no funciona continuamente, sino por ciclos. El tiempo entre disparos del láser puede hacerse muy inferior al tiempo entre microexplosiones ($\sim 0,05$ s), el cual depende de la velocidad de inyección de la microbola y del tiempo empleado en vaciar la vasija del reactor, por cuyo motivo un único sistema láser puede emplearse con varias vasijas.

En los Reactores Híbridos de Fusión Nuclear por Láser (LFHR), la capa fértil y fisible está situada en la región más extensa de la vasija del reactor y puede estar formada por Th, o por U empobrecido, natural, o enriquecido.

La importancia de los Reactores Híbridos de Fusión Nuclear se basa en lo siguiente:

- I. En la fusión del $D + T$ se desprenden 17,6 MeV de energía y se emite un neutrón de 14,1 MeV, mientras que en la fisión del U se producen 200 MeV y se emiten de 2 a 3 neutrones con un espectro energético cuya energía media es de 2 MeV. Es decir, en la fusión se emiten cinco veces más neutrones que en la fisión, por unidad de energía producida. De este modo, puede decirse que la fusión es rica en neutrones rápidos, y la fisión en energía.
- II. Un neutrón de fusión de 14,1 MeV, al interactuar con el U metálico natural, y debido a las dispersiones inelásticas ($n, 2n$) y ($n, 3n$), da lugar a unos cinco núcleos de Pu fisible.

De lo anterior se obtiene que un LFHR puede suministrar suficiente Pu fisible para abastecer anualmente a 7 LWR, mientras que un FBR sólo abastecería a 0,5 o 1 LWR según fuese de primera (antes del año 2000) o de segunda generación (después del año 2000). Todos estos reactores se suponen de igual potencia eléctrica neta.

11. INESTABILIDADES

Durante la compresión y expansión de la microbola, pueden producirse inestabilidades que reducen considerablemente el rendimiento de la microexplosión.

En la fusión por confinamiento inercial se han detectado dos tipos de inestabilidades: las de Rayleigh-Taylor, y las de Bénard.

Sean dos fluidos en un campo gravitatorio, supuesto vertical, de tal modo que cada fluido llena un semiespacio, con la superficie de separación plana y horizontal. Si el fluido del semiespacio superior es de mayor densidad que el del inferior, se producirán las inestabilidades Rayleigh-Taylor. Si ambos fluidos son inicialmente de la misma densidad, pero el fluido que llena el semiespacio inferior se calienta uniformemente, se producirán las inestabilidades Bénard.

Si en lugar de un campo gravitatorio se acelera verticalmente la superficie que separa los dos semiespacios, las inestabilidades Rayleigh-Taylor se producirán cuando el gradiente de densidades tenga la misma dirección que el vector aceleración.

Para optimar la compresión, es necesario que la microbola esté constituida por capas de diversos materiales. Para favorecer la ablación, la capa exterior de la microbola ha de tener un material de bajo número atómico. Para reducir los efectos de una iluminación esféricamente asimétrica de la radiación láser, la microbola debe tener una capa intermedia de material de alta densidad y elevado número atómico, la cual servirá además para blindar la región del D + T de los electrones supratérmicos producidos en la interacción del láser con la microbola. Por tanto, la microbola deberá tener al menos tres capas: la exterior de material de ablación, la intermedia de material de empuje o tamper y la interior de D + T.

Estas capas, de diferente densidad y temperatura, darán lugar a los dos tipos de inestabilidades anteriormente consideradas.

En particular, al principio de la compresión, la superficie de ablación que separa el plasma producido en la ablación, el cual es de baja densidad, de la capa de material de ablación, es acelerada hacia el centro, por lo que sufrirá la inestabilidad de Rayleigh-Taylor. Al final de la compresión, la superficie que separa la capa de material de empuje o tamper de la región con D + T es decelerada, por lo que sufrirá también la inestabilidad Rayleigh-Taylor.

Las inestabilidades producidas en la compresión pueden atenuarse mediante un diseño apropiado de la microbola, empleando capas de diversos materiales.

Las inestabilidades producidas en la expansión son de poca importancia, desde el punto de vista del rendimiento de la microexplosión, y no se tienen en cuenta en el diseño de la microbola.

12. COMPONENTES DE LOS REACTORES DE FUSIÓN NUCLEAR EMPLEANDO LÁSERES. DESCRIPCIÓN DE LOS EXPERIMENTOS Y REACTORES ACTUALES Y FUTUROS

12.1. Balance de flujo energético

El diagrama simplificado del flujo energético de la Central con un Reactor Híbrido de Fusión Nuclear por Láser (LFHR), se ha representado en la fig. 7.

La notación empleada para las diversas potencias consideradas, es:

P_1 = potencia producida por el láser

P_m = potencia producida en la microbola

P_c = potencia de compresión de la microbola

P_t = potencia térmica

P_b = potencia eléctrica bruta o en bornes

P_n = potencia eléctrica neta o en barras

P_r = potencia eléctrica recirculada para alimentar el láser y restantes sistemas auxiliares.

y la empleada en los diversos rendimientos, factores de multiplicación y fracciones, es:

$$n_1 = \frac{P_1}{P_r} = \text{rendimiento del láser}$$

$$f_m = \frac{P_m}{P_1} = \text{factor de multiplicación energética de la microbola}$$

$$g = n_1 f_m = \frac{P_m}{P_r} = \text{ganancia}$$

$$n_m = \frac{P_c}{P_1} = \text{rendimiento de la compresión de la microbola}$$

γ_n = fracción de potencia de la microbola empleada en la capa fértil

f_c = factor de multiplicación energético de la capa fértil

$$n_t = \frac{P_b}{P_t} = \text{rendimiento térmico}$$

$$n_g = \frac{P_n}{P_t} = \text{rendimiento global}$$

$$\gamma_r = \frac{P_r}{P_b} = \text{fracción de potencia eléctrica recirculada}$$

De este modo resultan las siguientes relaciones:

$$P_b = \eta_t P_t, P_\eta = (1 - \gamma_r) P_b = (1 - \gamma_r) \eta_t P_t = \eta_g P_t,$$

$$P_r = \gamma_r P_b = \gamma_r \eta_t P_t, P_1 = \eta_1 P_r = \eta_1 \gamma_r \eta_t P_t,$$

$$P_m = f_m P_1 = g P_r = g \gamma_r \eta_t P_t = f_m \eta_1 \gamma_r \eta_t P_t,$$

$$P_t = f_m \eta_1 \gamma_r \eta_t (1 - \gamma_n) P_t + f_m \eta_1 \gamma_r \eta_t \gamma_\eta f_c P_t$$

de donde se obtienen las siguientes ecuaciones entre los rendimientos, factores de multiplicación y fracciones:

$$f_m \eta_1 \gamma_r \eta_t [1 + \gamma_\eta (f_c - 1)] = 1$$

Considerando los siguientes valores típicos de los parámetros: $\eta_1 = 0,015$, $\eta_t = 0,382$, $f_c = 8,7$, $\gamma_n = 0,6$, $\gamma_r = 0,252$; se obtiene para el factor de multiplicación energético de la microbola un valor de:

$$f_m = 123$$

Sustituyendo este valor en la ecuación correspondiente del quemado:

$$q \eta_m = \frac{(p R) \eta_m}{6 + (R)} = \begin{cases} 0.4373, & \text{para ignición uniforme} \\ 0.0175, & \text{para ignición propagada} \end{cases}$$

Considerando un rendimiento de la compresión de la microbola de $\eta_m = 0,05$ a $0,10$, se obtiene, en el único caso viable de ignición propagada, un grado de quemado de

$$q = \frac{(\rho R) \eta_m}{6 + (\rho R)} = \begin{cases} 0.350, \text{ para } \eta_m = 0.05 \\ 0.175, \text{ para } \eta_m = 0.10 \end{cases}$$

y un parámetro (ρR) :

$$(\rho R) = \begin{cases} 3.23, \text{ para } \eta_m = 0.05 \\ 1.27, \text{ para } \eta_m = 0.10 \end{cases}$$

Estos grados de quemado y parámetros (ρR) podrían obtenerse fácilmente, si los valores típicos elegidos fueran los que previsiblemente puedan obtenerse en un futuro próximo. Sin embargo, existen dudas de poder obtener una fracción de potencia eléctrica recirculada tan reducida, capas fértiles tan eficaces, y sobre todo láseres de tan alto rendimiento, con longitudes de onda del orden del μm .

12.2. Láseres empleados en la fusión por confinamiento inercial

Los láseres empleados en la fusión por confinamiento inercial deben cumplir las siguientes condiciones:

- I. Perfil o distribución temporal del flujo energético del pulso láser adecuado para conseguir una compresión isentrópica de la microbola durante el mayor tiempo posible.
- II. Longitud de onda corta ($\sim \mu\text{m}$), para aumentar el rendimiento de la compresión de la microbola.
- III. Duración del pulso breve ($\sim \text{ns}$).
- IV. Frecuencia de repetición del pulso láser elevada ($\geq 10 \text{ Hz}$), para obtener una potencia eléctrica mayor.
- V. Elevado rendimiento ($\geq 5 \%$), con objeto de reducir la potencia recirculada.
- VI. Elevada energía por pulso ($\geq \text{MJ}$), necesaria para los reactores comerciales.
- VII. Larga vida ($\sim 30 \text{ a}$), lo que equivale producir un total de unos 10^{10} pulsos.

Actualmente no existe ningún láser que cumpla todas las condiciones anteriores, y la elección del láser más apropiado para un determinado experimento, significa elegir unas condiciones en detrimento de otras.

12.3. Tipo de láseres

Los láseres actualmente más desarrollados son los de vidrio de Nd y los gaseosos de CO_2 . El primero tiene un rendimiento tan bajo ($\eta^{\text{Nd}} \sim 0,2 \%$), y el

segundo una longitud de onda tan larga ($\lambda^{\text{CO}_2} = 10,6 \text{ m}$) que les hace inapropiados para los futuros Reactores de Fusión por Láser.

Existen otros tipos de láseres actualmente en desarrollo, cuyo rendimiento y longitud de onda son apropiados, aunque tienen otras características desfavorables. Los más prometedores son los de I atómico, químico de HF, los basados en los elementos del Grupo VI (O, S, Se, Te), y los excimeros (Xe^* , Hg^* , óxidos de gases nobles ArO, KrO, XeO).

12.3.1. Láser de vidrio de Nd

Está constituido por iones de Nd^{3+} del 3 % al 6 % en peso, en una matriz de vidrio.

El bombeo se produce con lámparas flash de Xe.

La transición ${}^4\text{F}_{3/2} \rightarrow {}^4\text{I}_{11/2}$ da lugar a la emisión inducida de radiación láser de longitud de onda $1,06 \mu\text{m}$. La vida media del nivel superior depende del tipo de vidrio empleado y oscila entre 10^{-5} y 10^{-3} s, mientras que la del nivel inferior es de 6×10^{-8} s.

La ventaja de emplear vidrio en vez de cristal como matriz del láser, es debido a la facilidad de poder construir barras ($\lesssim 10 \text{ cm}$ de diámetro, $\lesssim 60 \text{ cm}$ de longitud) y discos ($\lesssim 40 \text{ cm}$ de diámetro, 4 cm de espesor), con una gran calidad óptica. La baja conductividad térmica del vidrio limita el volumen del vidrio, por lo que en los amplificadores de gran potencia se sustituyen las barras por varios discos orientados según el ángulo de Brewster.

Las principales ventajas de los láseres de vidrio de Nd, son:

- I. Longitud de onda corta ($1,06 \mu\text{m}$), apropiada para los Reactores de Fusión por Láser.
- II. Duración del pulso breve ($> 10^{-3} \text{ ns}$).
- III. Producción de pulsos de elevada energía ($\gtrsim 10 \text{ KJ}$, 10 TW).
- IV. Elevada densidad de energía almacenada ($\sim 600 \text{ J/l}$).

Los principales inconvenientes son:

- I. Bajo rendimiento, debido a que el rendimiento en el bombeo por lámparas flash de Xe es del 1 %, y el rendimiento de extracción de la radiación láser del 20 %, lo que hace un rendimiento del láser del 0,2 %.
- II. Fácil deterioro del vidrio, producido por los picos de flujo energético debidos al pulso láser.

12.3.2. Láser gaseoso de CO_2

Está compuesto por una mezcla gaseosa de CO_2 : He : N_2 en la proporción 1 : 3 : 0,25, a la presión atmosférica.

El bombeo se produce en las colisiones con los electrones obtenidos en un tubo de descarga.

La emisión inducida de radiación láser se produce en la transición entre los niveles rotacionales pertenecientes al nivel vibracional superior 00^01 y el inferior 10^01 del CO_2 . Como esta probabilidad de transición depende del nivel vibracional superior e inferior, y es prácticamente independiente de los niveles rotacionales entre los que se produce la transición, la radiación láser emitida cubre una estre-

cha banda de longitudes de onda, centrada en $10,6 \mu\text{m}$. La vida media del nivel vibracional superior es de $3 \times 10^{-6} \text{ s}$ a 1 kg/cm^2 y $300 \text{ }^\circ\text{K}$, mientras que la del inferior es de un orden de magnitud menor.

El primer nivel vibracional del N_2 tiene una vida media larga, y una energía casi análoga a la del nivel vibracional superior $00^{\circ}1$ del CO_2 , por lo que el N_2 se emplea como reserva de energía transferible al nivel superior del CO_2 . El He tiene como misión desexcitar el primer nivel vibracional $01^{\circ}0$ del CO_2 favoreciendo la transferencia de población del nivel inferior del CO_2 al estado fundamental (27).

La principal ventaja de los láseres gaseosos de CO_2 , es:

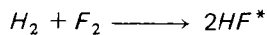
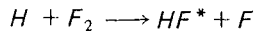
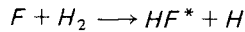
- I. Rendimiento medio, ya que el rendimiento en el bombeo con electrones es del 15 %, y como el rendimiento de extracción de la radiación láser es del 30 %, se obtiene un rendimiento del láser del 5 %, pudiéndose ampliar al 7 %.
- II. Duración del pulso media (1 ns).

Mientras que los inconvenientes más importantes son:

- I. Longitud de onda larga ($10,6 \mu\text{m}$), lo que obliga a emplear microbolos con diversas capas.
- II. Densidades de energía almacenada y extraíble pequeñas ($\sim 9 - 5 \text{ J/l}$).

12.3.3. Láser químico de HF

El medio activo es la molécula de HF. Se parte de una mezcla molecular $\text{H}_2 : \text{F}_2$ en la proporción 1 : 1, la cual se excita eléctricamente para iniciar la reacción química de disociación, que da lugar a átomos de H y F, que a su vez producen las reacciones químicas siguientes (27):



El ciclo se completa con la extracción de las moléculas de HF y su separación electrofónica en H_2 y F_2 , las cuales son inyectadas en el láser.

La desexcitación de las moléculas de HF^* produce la radiación láser infrarroja de $2,7$ y $3,5 \mu\text{m}$.

Las principales ventajas de los láseres químicos de HF, son:

- I. Rendimiento elevado ($\sim 10 \%$), el mayor obtenido actualmente con los diferentes láseres empleados.
- II. Densidades de energía almacenada y disponible elevadas (200 y 150 J/l), lo que le hace apropiado para los Reactores de Fusión Nuclear.

Sin embargo, los inconvenientes son importantes:

- I. Longitud de onda media ($2,7 - 3,5 \mu\text{m}$).
- II. Duración del pulso excesiva ($10 - 50 \text{ ns}$), aunque los últimos resultados parecen indicar que pueda reducirse a la mitad (5 ns).

12.3.4. Láseres de O atómico

Está constituido por átomos de O. El bombeo al nivel superior de la transición láser se efectúa mediante la disociación fotolítica del N_2O empleando luz ultravioleta.

La transición $^1S_0 \rightarrow ^1D_0$ da lugar a la emisión inducida de radiación láser verde de longitud de onda $0,5577 \mu m$, característica de la aurora boreal (27).

Las principales ventajas de los láseres de O atómico, son:

- I. Longitud de onda corta ($0,5577 \mu m$).
- II. Rendimiento elevado, ya que puede obtenerse un rendimiento de extracción de la radiación láser del 55 %, dando lugar a un rendimiento del láser del 5 %.
- III. Duración del pulso media (1 ns).

Su principal inconveniente es:

- I. Densidades de energía almacenada y extraíble pequeñas ($\sim 10 - 5 J/l$).

12.3.5. Láseres de I atómico

Está constituido por I atómico. El bombeo al nivel superior de la transición láser se efectúa mediante la disociación fotolítica o por colisión electrónica de diversos compuestos del I: CF_3I , C_3F_7I , ...

La transición $^2P_{1/2} \rightarrow ^2P_{3/2}$ da lugar a la emisión inducida de radiación láser de longitud de onda $1,315 \mu m$.

Las principales ventajas de los láseres de I atómico son:

- I. Longitud de onda media ($1,315 \mu m$).
- II. Duración del pulso media (1 ns).

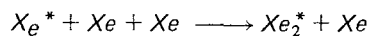
Su principal inconveniente, es:

- I. Rendimiento reducido (0,2 %), cuando la disociación y excitación del compuesto del I se efectúa con lámparas flash de Xe, pudiendo aumentarse considerablemente con el empleo de haces de electrones.

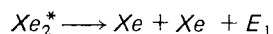
12.3.6. Láseres de excimeros

Los excimeros son moléculas que sólo existen en estado excitado, disociándose cuando se produce la transición láser al nivel inferior.

En el caso del excimero Xe_2^* , la excitación de los átomos de Xe se produce por colisiones con electrones relativistas (1 MeV), y el bombeo al nivel superior mediante la reacción:



La transición al nivel inferior, no cuantificado, da lugar a la emisión inducida de radiación láser formando una banda, cuya anchura depende de la presión del gas, centrada en la longitud de onda de $0,173 \mu m$. Esta transición puede representarse por:



La vida media del nivel superior es muy breve ($\sim 10^{-8} s$), lo que obliga a emplear presiones elevadas para obtener una inversión de población apreciable.

Las ventajas más importantes de los láseres del excímero Xe_2^* , son:

- I. Longitud de onda corta ($0,173 \mu\text{m}$), aunque su anchura es desfavorable.
- II. Duración del pulso media (1 ns).
- III. Densidades de energía almacenada y extraíble elevadas ($600 - 280 \text{ J/l}$).

Los principales inconvenientes son:

- I. Rendimiento bajo (1 %).
- II. Los tiempos empleados en la excitación deben ser de unos pocos ns, ya que la vida media del nivel superior es muy corta (10 ns), lo que obliga a emplear una tecnología muy avanzada en la producción de los pulsos eléctricos.

Se han analizado otros láseres de excímeros de gases nobles, obteniéndose para el de Kr_2^* una radiación láser de longitud de onda $0,1500 \mu\text{m}$, y para el de Ar_2^* de $0,1261 \mu\text{m}$.

También se han experimentado láseres de excímeros formados por moléculas de O-gas noble como los de XeO , KrO , ArO , que como en los casos anteriores sólo existen en estado excitado. Estos excímeros se forman al incidir un haz de electrones relativistas sobre una mezcla de O-gas noble, excitándose el O al nivel $^1\text{S}_0$, el cual se combina entonces con un átomo del gas noble considerado, formando el excímero.

12.4. Refrigeración del láser

Si la frecuencia de disparo del láser es de f Hz, la potencia a disipar del láser será:

$$P_{dis} = E_1 f \eta_1$$

El caudal de refrigeración por convección, valdrá:

$$Q = P_{dis} / \rho c_p \Delta T$$

siendo ρ la densidad del fluido, c_p el calor específico a presión constante y ΔT el incremento de temperatura admisible en el láser.

Considerando los valores típicos de un futuro Reactor de Fusión Nuclear por Láser, de $E_1 = 1 \text{ MJ}$, $f = 40 \text{ Hz}$, $\eta_1 = 10 \%$, se obtiene una potencia a disipar de 36 MW. Empleando un gas de $\rho = 10^{-3} \text{ g/cm}^3$, $c_p = 1 \text{ J/g} \times ^\circ\text{C}$, y un incremento tolerable de temperatura de $\Delta T = 100 ^\circ\text{C}$, se obtiene un caudal de $360 \text{ m}^3/\text{s}$.

Probablemente, la solución óptima consista en emplear láseres gaseosos, en los que el gas circule fuera de los amplificadores, pasando por un cambiador de calor, un compresor, hasta cerrarse el circuito.

12.5. Composición de la microbola

Para comprimir y calentar la microbola en condiciones favorables para la fusión, se necesita, como mínimo, que esté compuesta por tres capas:

- I. Capa exterior, llamada de ablación, generalmente de plástico (teflón), con adición de átomos de número atómico $5 \leq Z_i \leq 10$.

- II. Capa intermedia, llamada de empuje o tamper, generalmente de vidrio con adición de átomos de Z , elevado.
- III. Capa interior de D + T, que para obtener, según el §3.1.1, un parámetro de $(\rho R) = 3,23$, el D + T debe estar en estado sólido. De los resultados de la hidrodinámica de la compresión, se obtiene que la configuración óptima se produce cuando el D + T sólido forma una capa esférica, en cuyo interior hay el vacío.

12.5.1. Sin embargo, en la transmisión de las ondas de choque a través de capas de diferente material se producen reflexiones perjudiciales en las superficies de separación de las capas. Estos efectos se atenúan cuando la impedancia de choque (densidad por velocidad del sonido en la capa) es una función suave del radio. El acoplamiento suave de impedancias entre las tres capas consideradas en la microbola, sólo puede hacerse interponiendo capas de impedancias medias. De este modo, la microbola estaría definitivamente constituida por las capas de ablación, de empuje y de D + T, con varias intermedias, para obtener un acoplamiento de impedancias aceptable. Sin embargo, hay que llegar a un compromiso con el coste de fabricación de microbolas con multicapas, cada una de ellas sometida a unas tolerancias, no habituales en la industria de precisión actual.

En la fig. 8 se han representado diferentes microbolas desarrolladas en el LLL: la que carece de material de ablación y que fue empleada en los primitivos experimentos, la dotada con un material de ablación de teflón y empleada en el Experimento de Fusión Nuclear Shiva, y las consideradas para obtener las factibilidades científica y tecnológica en el futuro Reactor de Fusión Nuclear Nova.

12.6. Vasija del Reactor

A la pared interior de la vasija del reactor, llamada primera pared, llegan directamente los rayos X producidos por Bremsstrahlung directo, luego los neutrones, y posteriormente las partículas α que han escapado del plasma. Después llega el plasma compuesto por más partículas α , D y T no fusionados, y núcleos de los materiales que componen las diversas capas de la microbola.

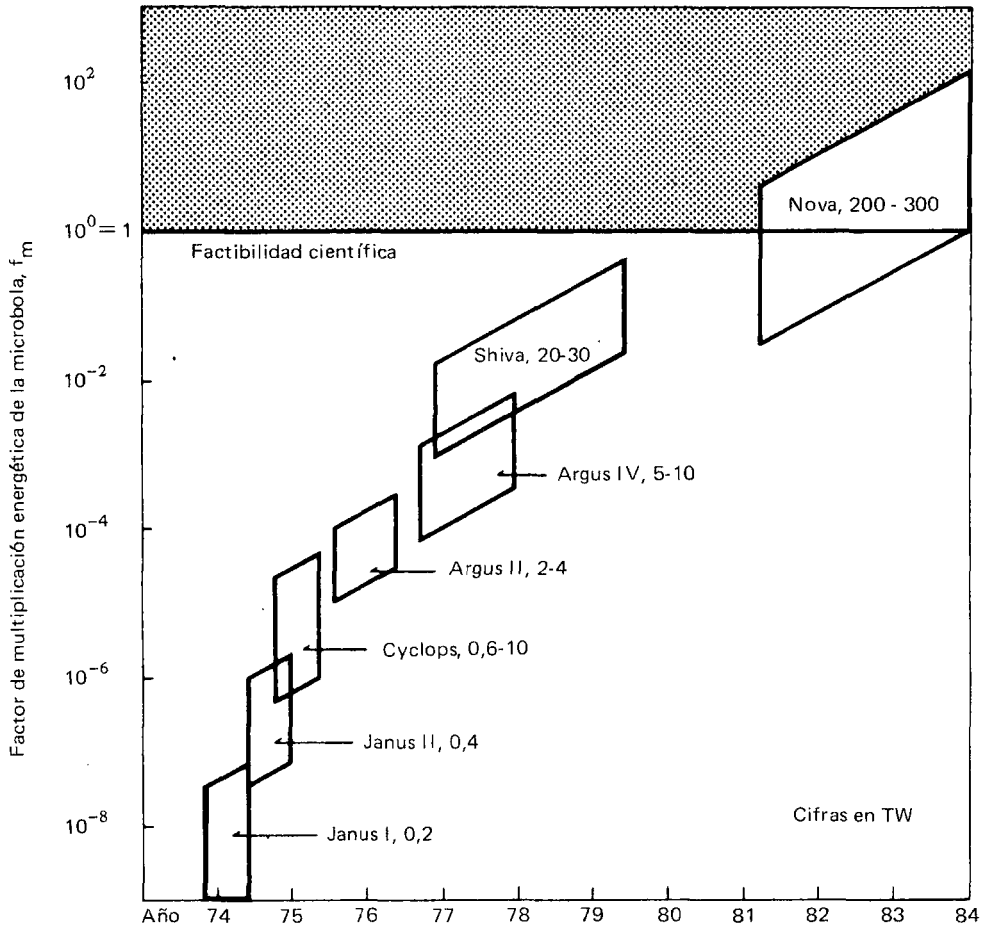
Todas estas partículas interaccionan con la primera pared, la cual se proyecta de modo que, salvo los rayos X y los neutrones, las restantes partículas tengan alcances inferiores a su espesor. La deposición de energía en la primera pared, obliga a que esté refrigerada.

Los neutrones rápidos de 14,1 MeV producidos en la fusión, además de interaccionar con la primera pared, inducen en los materiales fértiles Li^6 , Li^7 , U^{238} y Th^{232} reacciones nucleares que dan lugar a T, T, Pu^{239} y U^{233} , la segunda con una energía umbral de 4 MeV.

12.6.1. Refrigerante de la primera pared

Se emplea como refrigerante de la primera pared el Li natural (7,4 % Li^6 , 92,6 % Li^7), el cual tiene las siguientes ventajas, frente a otros tipos de refrigerantes:

- I. Es un metal cuya capacidad calorífica específica es análoga a la del agua, y tres veces superior a la del Na.
- II. Los neutrones de cualquier energía inducen la reacción nuclear



Experimentos de Fusión Nuclear con Láseres de CO₂ realizados y proyectados en el LASL

Figura 8

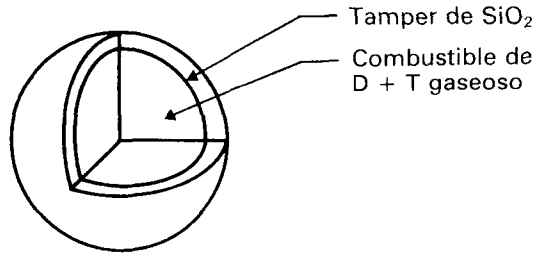
$n(\text{Li}^6, \text{He}^4) T$, y los de energía superior a 4 MeV inducen además la $n(\text{Li}^7, \text{He}^4) T, n$.

Sin embargo, el Li líquido tiene un grave inconveniente:

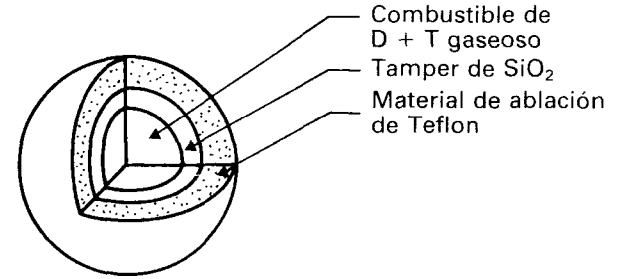
- I. Es corrosivo, y la corrosión crece con la temperatura, por lo que en el caso de contacto con el acero inoxidable la temperatura debe limitarse a 500 °C.

Para obviar este inconveniente, pueden emplearse compuestos químicos sólidos de Li, tales como Li₂O, LiAl₂O₃, ...

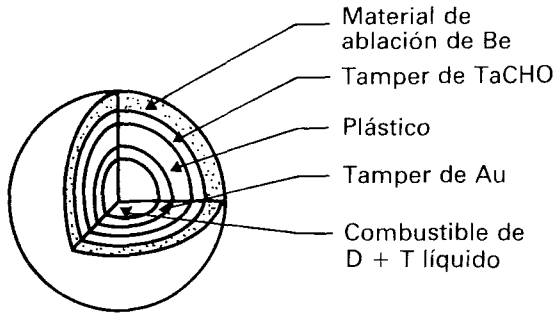
Para aumentar la razón de reproducción de T , pueden emplearse mezclas de Li y Be, o bien aleaciones Pb-Li, ya que los neutrones inducen en el Be y en el Pb las dispersiones inelásticas ($n, 2n$) que aumentan la población neutrónica.



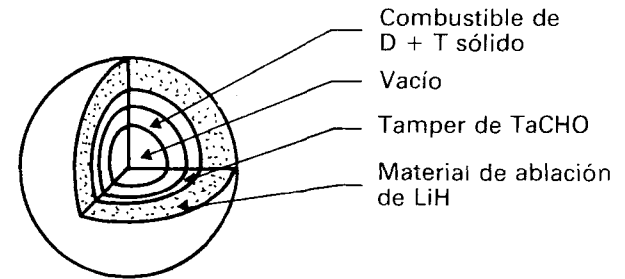
Microbola de tamper explosivo (a)



Microbola con material de ablación (b)



Microbola para obtener la factibilidad científica (c)



Microbola para obtener la factibilidad tecnológica (d)

Figura 8 Tipos de microbolas empleadas y propuestas para los experimentos Shiva y Nova.

Las primeras paredes de las vasijas de los Reactores de Fusión Nuclear por Láser, pueden clasificarse en tres grupos:

- I. Secas, en las cuales los productos de la microexplosión encuentran primeramente materiales sólidos como acero inoxidable o grafito, los cuales deben estar refrigerados.
- II. Húmedas, en las que el Li líquido fluye a través de una pared porosa.
- III. De cortina de Li, en donde se establece una cortina de Li separada del resto de la estructura de la vasija del reactor.
- IV. Magnéticas, las cuales están protegidas por campos magnéticos que desvían las partículas cargadas a sumideros recambiables periódicamente.

13. ESTADO ACTUAL Y DESARROLLO DE LOS EXPERIMENTOS Y REACTORES DE FUSIÓN NUCLEAR POR LÁSER

En 1963, Basov, del Instituto Lebedev, propuso la aplicación de los láseres de potencia, a la fusión de microbolas de D + T. En 1974, Siegel de KMS, de acuerdo con los trabajos teóricos de Brueckner de KMS, empleando un láser de vidrio de Nd de 0,2 TW sobre una microbola de D + T gaseoso encapsulada en vidrio, obtuvo 10^7 neutrones de fusión. Actualmente, existen cerca de medio centenar de Experimentos de Fusión Nuclear por Láser, desarrollados en más de una docena de naciones. En la tabla 3 se resumen los más importantes realizados hasta 1980. En la tabla 4 se indican los Experimentos y Reactores de Fusión Nuclear por Láser que probablemente entrarán en servicio en el próximo lustro. En estas tablas, se ha incluido también los que emplean haces de electrones relativistas.

En la fig. 9 se ha representado el desarrollo de los experimentos más importantes, y el año en que se espera pueda obtenerse la factibilidad científica, por la cual se produzca igual energía que se consume.

TABLA N.º 3
PRINCIPALES EXPERIMENTOS Y REACTORES DE FUSION NUCLEAR QUE
EMPLEARAN HACES DE RAYOS LASER Y ELECTRONES RELATIVISTAS
(LFX, EBFX, LFR Y EBFR)

Haz	Nombre del experimento	Laboratorio	Potencia del haz TW	N.º de neutrones que se esperan obtener de una microexplosión	Fecha probable de entrada en servicio	Clase de experimento o reactor (breakeven)
Láser Nd	Omega	LLE-UR	3-30	—	1980	LFX
Láser Nd	Delfín	Lebedev	—	—	1980	LFX
Electrones	EBFA-I	SL	40	10^{10} - 10^{13}	1980	EBFX
Láser Nd	Nova	LLL	200-300	10^{16} - 10^{19}	1982	LFR
Láser CO ₂	Antares	LASL	100-200	10^{16} - 10^{17}	1983	LFR
Electrones	EBFA-II	SL	100	10^{15} - 10^{17}	1985	LFR

LLE-UR (Laboratory for Laser Energetics-University of Rochester), SL (Sandia Laboratories), LLL (Lawrence Livermore Laboratory), LASL (Los Alamos Scientific Laboratory).

TABLA N.º 4
PRINCIPALES EXPERIMENTOS DE FUSION NUCLEAR REALIZADOS CON HACES DE RAYOS LASER Y
DE ELECTRONES RELATIVISTAS (LFX, EBFX)

Haz	Nombre del experimento	Laboratorio	Potencia del haz TW	Combustible	Neutrones producidos por microexplosión	Fecha de iniciación del experimento	Clase de experimento
Láser Nd	—	KMS	0.2	D + T	10^7	1974	LFX
Láser Nd	Janus I	LLL	0.2	D + T	10^6	1974	LFX
Láser Nd	Janus II	LLL	0.4	D + T	10^7	1975	LFX
Láser Nd	Argus	LLL	4.6	D + T	10^9	1976	LFX
Electrones	Tritón	Kurchatov	0.06	D + T	10^6	1976	EBFX
Láser CO ₂	2EB	LASL	0.4	D + T	10^6	1977	LFX
Electrones	Hydra	SL	0.1	D + T	10^6	1977	EBFX
Electrones	Proto II	SL	8.0	D + T	10^8	1977	EBFX
Láser Nd	Shiva	LLL	20-30	D + T	10^{13}	1977	LFX
Láser CO ₂	8EB	LASL	10-20	D + T	10^{11}	1978	LFX

LASL: (Los Alamos Scientific Laboratory), SL (Sandia Laboratories), LLL (Lawrence Livermore Laboratory).

TABLA N.º 5
PRINCIPALES EXPERIMENTOS Y REACTORES DE FUSION NUCLEAR TIPO TOKAMAKS, EN CONSTRUCCION (1979)
(TFX, TFR)

APARATO	PDX	DOUBLET-III	JET	TFTR	TJ-60	T-20
LOCALIZACION	Princeton (EUA)	General Atomics (EUA)	Culham (RU)	Princeton (EUA)	Jaeri (JAPON)	Kurchatov (URSS)
FECHA DE ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO	En fase inicial de operación	En fase inicial de operación	1983?	1981?	1981?	?
R, m	1.45	1.40	2.96	2.48	3	5
a, m	0.47	0.45 x 1.50	1.25 x 2.10	0.85	1	2
B _{tor} , KG	24	26	34	52	50	35
I _{pol} , KA	500	5000	4800	2500	3300	6000
T _e , KeV	1	4	5	6	5-10	7-10
T _i , KeV	1	4	5	6	5-10	7-10
n _j , cm ⁻³	2-5 x 10	2 x 10 ¹⁴	5 x 10 ¹³	4-8 x 10 ^{13,6}	2-10 x 10 ¹³	0.5-5 x 10 ¹³
t _E , s			1	0.2	0.2-1	2
nt _E , s.cm ⁻³	2 x 10 ¹³		5 x 10 ¹³	1.6 x 10 ¹³	2-6 x 10 ¹³	10 ¹⁴
METODO DE EMPLEO	OH + N(4MW) + RF (4MW)	OH	OH + N(25MW) + RF (3-20MW)	OH + N(40MW) + CMA	OH + N(20MW) + RF (10MW)	OH + N(60MW) + RF (60MW)
OTRAS CARACTERISTICAS	Estudios divertores y limitadores	Estudios formas no circulares	Ligeramente no circular Plasma D-T	Plasmas D-T 10-20 MWt		Plasmas D-T

OH (ohmico), N (neutros), FR (radio frecuencia), CMA (compresión magnética alternada)

CONSERVACION Y AHORRO ENERGETICO

Por

Fernando Alegría

Indice:

1. Introducción.
2. Necesidad e importancia de la conservación de energía.
 - 2.1. Papel de la conservación de la energía.
 - 2.2. Evaluación de ahorros posibles.
 - 2.3. La conservación como factor de crecimiento económico.
3. Potencial de ahorro de energía en España.
 - 3.1. Estructura del consumo de energía.
 - 3.2. Auditorías energéticas en la Industria.
 - 3.3. Ahorro de energía en la edificación.
 - 3.4. Ahorro de energía en el transporte.
 - 3.5. Potencial de ahorro global.

1. INTRODUCCION

Después de la llamada crisis energética de 1973/74, el mundo industrializado, gran consumidor de energía, se ha visto obligado a hacer un replanteamiento del uso de la misma. La energía que hasta entonces se lograba en las cantidades deseadas, sin límite alguno, a costes relativamente bajos, comenzó a subir de precio y a ser más difícil de conseguir en el mercado internacional.

El precio del barril se cuadruplicó en aquellas fechas, siendo en estos momentos del orden de diez o doce veces superior al que regía inmediatamente antes de la aludida crisis. Esto, en lo que a tarifas oficiales se refiere, pues en los mercados libres (llamados de spot) las cifras son aún más alarmantes.

El incremento de las reservas conocidas de petróleo crece más despacio que el aumento de la demanda, y ésto con un desarrollo económico lento a nivel mundial en estos momentos. En la medida que el crecimiento económico fuera más intenso, la divergencia entre la oferta y demanda de petróleo sería aún más desfavorable.

Para seguir aumentando las reservas es preciso ir a yacimientos más complicados, a mayor profundidad, en zonas marinas, utilizar procedimientos de extracción más sofisticados e ir a yacimientos de productos pesados, esquistos bituminosos, arenas asfálticas, etc. Todo ello hará que el preciado producto sea cada vez más caro de extraer, lo que proporcionará graves problemas económicos.

Por otra parte, los países productores de petróleo en su mayor parte poco desarrollados, cada vez son más remisos a proporcionar todo el crudo que se les demanda. En estos momentos, los países de Oriente Medio tienen un ingreso de divisas mayor que el que sus economías pueden absorber, mientras que sus recursos se van agotando, por lo que están reduciendo sus explotaciones de crudo, para adaptarse mejor a sus necesidades económicas.

Los propios regímenes políticos de estos países están sometidos a procesos de cambio, que pueden tener su incidencia en los aprovisionamientos de petróleo por parte de los países más desarrollados, pudiendo incluso llegar a utilizarse el petróleo como arma estratégica.

Por todas estas razones: técnicas, económicas, políticas y estratégicas, según todos los estudios de previsión realizados, se llega a la conclusión de que entre los años 1985 y 1990, la demanda de energía va a ser difícil de satisfacer.

Siendo así que la verdadera crisis de la energía está aún por llegar. Hasta ahora, no hemos tenido sino manifestaciones de la misma.

Ante esta situación, los países consumidores de energía se han visto en la necesidad de replantearse sus políticas energéticas, dedicando gran atención a la forma en que la energía es consumida en los diferentes sistemas productivos y servicios. Así es como ha nacido la necesidad de la *conservación de la energía*.

Como respuesta a esta nueva situación, los países consumidores han creado organismos especializados, dedicados a desarrollar técnicas de conservación de energía, de modo que puedan hacerse efectivas economías de energía, sin detrimento de la productividad, el confort, ni la calidad de los servicios. En un concepto más amplio, la conservación pretende reducir el consumo de energía sin detrimento del necesario crecimiento económico y nivel de vida.

Los países con mayor dependencia energética del exterior son los que con mayor intensidad han acometido la conservación de energía. Sin embargo es significativo que un país como Gran Bretaña, que recientemente ha puesto en explotación importantes yacimientos petrolíferos propios en el Mar del Norte, esté dedicando un extraordinario esfuerzo al tema de conservación de energía, como primera medida para enfrentarse a la crítica situación energética.

Uno de los primeros pasos dados en este sentido por los países industrializados, fue la creación de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), dentro de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), cuya finalidad, además de ocuparse del aprovisionamiento, es fundamentalmente la investigación en Conservación de Energía y desarrollo de Nuevas Fuentes Energéticas.

De los estudios realizados por los países de la AIE se concluye que existen grandes posibilidades de ahorro de energía. En principio se dieron unos valores importantes pero discretos, si bien, en la medida que se ha profundizado en investigaciones al respecto y en el desarrollo de operaciones demostrativas de tecnologías nuevas, concebidas con criterios de conservación y uso racional de la energía, las posibilidades de ahorro se ven incrementadas continuamente.

España no se ha mantenido al margen de esta tendencia, más al contrario, dada su alta dependencia energética del exterior, la política energética seguida está teniendo muy en cuenta la conservación de la energía. El "Plan Energético Nacional" contempla importantes medidas tendentes a un uso racional y eficiente de la energía.

La conservación de la energía se ha constituido en la primera medida a adoptar por todos los países, como la fuente virtual de aprovisionamiento, más accesible y barata, que puede ser efectiva a corto plazo e ir tomando mayor importancia en el transcurso del tiempo.

Pero la conservación de energía no es sólo una opción prioritaria como respuesta a la situación energética, que tiene un umbral más económico que otras fuentes energéticas, sino que además se manifiesta como factor de crecimiento económico.

La conservación viene a ser un indicador del dominio del hombre sobre los sistemas energéticos. En la medida que seamos capaces de producir más con un menor consumo energético, se debe a que el hombre ha sido capaz de desarrollar tecnologías más sofisticadas que permiten obtener los mismos o mejores

resultados con menor esfuerzo. Ello se debe a que se ha de operar un importante desarrollo tecnológico, que ha de proporcionar, además de una economía energética, un amplio campo de trabajo y desarrollo económico.

2. NECESIDAD E IMPORTANCIA DE LA CONSERVACION DE ENERGIA

La conservación de energía toma carta de naturaleza, como consecuencia de la actual situación energética mundial. La conservación tiene razón de ser debido a la dificultad cada vez mayor de aprovisionamiento energético; si hubiera disponible energía barata en la cantidad necesaria, como venía ocurriendo hasta la primera crisis energética, no sería económico intensificar la práctica del uso más racional de la energía. Pero hasta que llegue una hipotética era de energía abundante nuevamente, como puede ser la energía solar, biomasa y fusión nuclear, por ejemplo, la conservación de energía será necesaria y tendrá gran importancia en nuestro desarrollo industrial y económico.

2.1. Papel de la Conservación de la Energía

La importancia del papel que puede jugar la conservación de la energía es analizada por todas las entidades mundiales, de competencia en el tema, siendo más o menos coincidentes en sus apreciaciones.

A continuación se enuncian las conclusiones a las que ha llegado el grupo WAES, acerca de la conservación de la energía, situándolo en el contexto general y analizando sus posibilidades.

Las principales conclusiones del aludido grupo WAES, que sitúan la conservación en el panorama energético general, son las siguientes:

- La demanda de energía será superior a la oferta antes del año 2000, probablemente entre 1985 y 1995, incluso si los precios aumentan en un 50% en términos reales. Probables reducciones de los países productores de petróleo acelerarán el proceso.
- La demanda de energía seguirá creciendo a pesar de que los gobiernos tomen drásticas medidas de ahorro. Este crecimiento puede ser satisfecho por fuentes diferentes del petróleo, dejando éste para aplicaciones exclusivas del mismo, como el transporte y la petroquímica.
- El continuo crecimiento de la demanda de energía requiere que las nuevas fuentes se desarrollen rápida e intensamente. El cambio de la economía del mundo dominada por el petróleo debe comenzar desde ahora mismo. Las alternativas requieren de 5 a 15 años para su desarrollo y la necesidad de sustitución del petróleo puede acelerarse rápidamente.
- La participación de la energía nuclear puede ser importante si llega a ser aceptada. La fusión no será de incidencia importante antes del año 2000. El uranio también escaseará antes del año 2000, por lo que es importante desarrollar con gran intensidad y rapidez los reactores reproductores rápidos.
- El carbón tiene una potencial importancia para el futuro del suministro

energético, pero ello requiere de un activo programa de desarrollo, tanto desde el punto de vista de la explotación como de su utilización.

- Las reservas de gas natural son importantes, por lo que aún habrá de tener un significativo papel en el próximo futuro, pero los costes de transporte son muy considerables.
- Hay importantes recursos de energía en arenas asfálticas y esquistos bituminosos, pero la técnica para su obtención aún no está suficientemente desarrollada, por lo que su participación será muy pequeña antes del año 2000.
- Las nuevas fuentes energéticas renovables, como la solar, viento, mareas, geotérmicas, biomasa, etc., han de ser investigadas con gran intensidad, pero su estado de desarrollo tecnológico no permite que su participación sea importante hasta el año 2000.
- La conservación de la energía puede reducir la demanda energética y amortiguar los desequilibrios entre oferta y demanda. Una adecuada política de conservación es un elemento clave en todas las estrategias futuras.
- En el futuro será necesaria una gran colaboración entre los países, en el campo energético. Hay que movilizar las finanzas, investigación, ingenio y tesón, en una medida tal que nunca lo fue tomada antes en tiempo de paz. Además ha de ser de modo inmediato.

La transición de la energía hasta el año 2000 podría variar, siendo favorecida por una más intensiva conservación de la misma y adelantando los esfuerzos de investigación de nuevas fuentes.

La conservación de la energía puede ser la más inmediata y mejor alternativa disponible:

- Los gobiernos y las industrias han de tomar medidas de inmediato, incluyendo ayudas fiscales y financieras, nuevas regulaciones y standards, exigencia de eficacia mínima, aislamiento, etc. Una acción importante a tomar es la designación de coordinadores energéticos en las empresas. Cualquier retraso en su aplicación puede ser nefasto.
- Las medidas de ahorro deben ser intensivas y continuas.
- La conservación es de vital importancia en nuestro futuro energético: Mejora de la eficiencia energética en todos los campos de utilización de la energía, evolución de las actividades, etc.
- Los cambios de eficiencia no se logran automáticamente, tienen gran inercia, se requiere algún tiempo, por lo que es fundamental empezar a actuar inmediatamente.
- En la industria puede estimarse que es posible conseguir una reducción de consumo por mejora de eficiencia energética de un 1% anual hasta el año 2000.
- El rendimiento de los equipos consumidores de energía debe aumentarse continuamente.
- La mejora de eficiencia en el transporte puede ser muy importante.

- El sector residencial es un potencial ahorrador de energía, sobre todo en los países nórdicos, por efecto de un buen aislamiento de los edificios.
- En la edificación puede ser de gran importancia la utilización de la bomba de calor y el concepto de energía total.
- La calefacción municipal puede ser un procedimiento de gran utilidad para la mejora de la eficiencia energética.
- En la industria es de gran importancia el aislamiento, la cogeneración de energía eléctrica en los procesos utilizadores de vapor y el aprovechamiento de calores residuales.
- Las medidas de conservación a la vez que reducen los costos de explotación, mejoran el medio ambiente.
- Las medidas de conservación son dispersas, como los puntos de consumo, por lo que requieren gran atención y drásticas medidas de los gobiernos.

La utilización racional de la energía implica:

- Mejora de la eficiencia energética.
- Innovación de los diseños industriales.
- Cambio de actividades económicas.

2.2. Evaluación de ahorros posibles

Al analizar los ahorros posibles hay que tener en cuenta los siguientes aspectos: posibilidades de acuerdo con la situación actual de la tecnología; rentabilidad de las mejoras, lo cual determina las medidas que estarán dispuestos a acometer los usuarios, de acuerdo con su concepción económica; y el potencial teórico, es decir, el campo que le queda por conseguir a la tecnología, en la medida en que ésta vaya evolucionando alcanzando mayores cotas de eficiencia.

En la tabla 1 se indican las posibilidades de conservación en Europa Occidental por unidad de actividad, por sectores. Aun cuando los ahorros posibles pueden evaluarse con razonable exactitud, existe cierta incertidumbre con respecto al momento en el que puedan llevarse a la práctica.

La figura 1 resume las estimaciones minuciosas hechas por sector y por país, de la cantidad de energía primaria que se hubiera consumido en Europa en 1975, si todo el equipo consumidor de energía hubiera tenido el nivel de eficiencia que, económicamente hablando, hubiera sido justificado por los precios de energía que regían entonces. De haberse adoptado, el ahorro sería de un 30%.

En términos de conservación, la inversión por unidad de reducción de la demanda de energía lograda a través del ahorro está dada por el costo de la inversión, dividido por la reducción en el consumo de energía.

Los cálculos demuestran que la mayoría de las posibilidades de conservación energética son intensivas en capital, así como exigen una inversión alta por unidad de energía que se ahorra.

Otro aspecto fundamental está en el tiempo de amortización de la inversión en conservación, ya que algunas medidas pueden continuar siendo eficaces durante mucho tiempo. Por ejemplo, el aislamiento doméstico puede serlo por

EL POTENCIAL DE LA MAYOR EFICIENCIA ENERGETICA

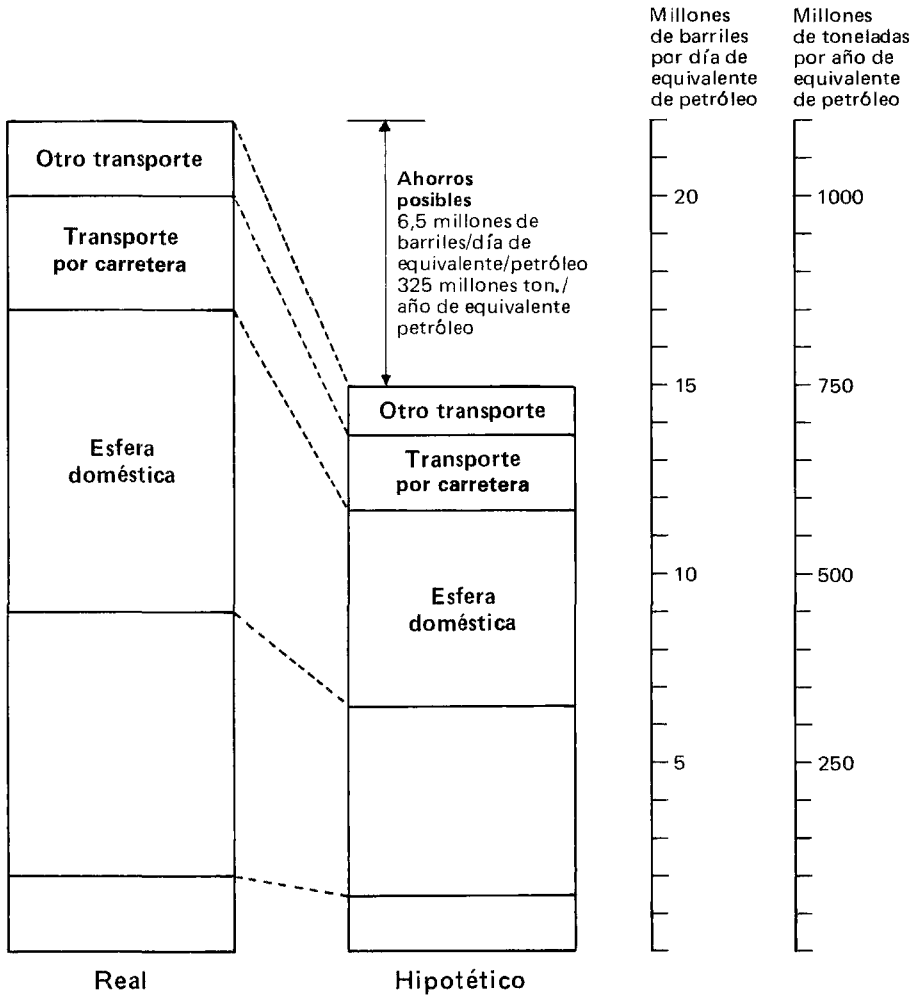


Fig. 1 Consumo de energía primaria (excluyendo usos no energéticos) de Europa occidental en 1975.

% de reducción desde 1973

	Potencial técnico	1976	1985	2000
TRANSPORTE				
Automóviles	20 - 35	3 - 5	5 - 20	15 - 25
Camiones	10 - 15	0 - 2	2 - 5	5 - 10
Buques	30 - 40	4 - 6	5 - 10	10 - 25
Aviones	20 - 30	5 - 7	5 - 20	10 - 25
INDUSTRIA				
Hierro y acero	25 - 35	0	10 - 15	15 - 30
Otros hornos	25 - 35	3 - 5	10 - 20	15 - 30
Química (combustible) . .	15 - 25	0 - 2	5 - 15	15 - 20
Otras	20 - 35	4 - 8	10 - 15	15 - 25
EDIFICIOS				
Viviendas	40 - 60	3 - 10	10 - 20	20 - 40
Comerciales/Públicos . . .	40 - 50	3 - 6	10 - 15	15 - 35

TABLA 1. ESTIMACION DEL AHORRO DE ENERGIA – EUROPA OCCIDENTAL

80 años, mientras que los préstamos hipotecarios tienen un máximo de 20 años y los proyectos industriales generalmente se evalúan para 15 años.

Si bien los costes unitarios de muchas inversiones en conservación son atractivos, los consumidores no muestran a veces interés debido al período de recuperación del capital, que puede juzgarse largo.

En la tabla 2 se indican los ahorros posibles, para los países más industrializados, según evaluación efectuada por Exxon en sus recientes publicaciones.

Para los gobiernos las medidas de conservación significan reducción de las importaciones y hacer que la economía sea menos vulnerable a las fluctuaciones de la oferta energética.

Para los consumidores, la cuestión principal es la relación entre el costo de

%	1976	1980	1985	1990
Conjunto de los países industrializados	7	11	16	20
Estados Unidos	9	15	20	25
Europa	4	6	9	11
Japón	10	12	18	23
Canadá	4	6	10	16

TABLA 2. ESTIMACION DEL AHORRO EN LOS PAISES INDUSTRIALIZADOS

tales medidas y los precios presentes y futuros de la energía. El método adoptado es el de comparar los costos de la conservación no sólo con los precios actuales, sino también con los costos estimativos de los suministros futuros. Como primera medida, se calcula la inversión necesaria para una tasa dada de producción de energía (suministros nuevos) o reducción del consumo energético (conservación).

La figura 2 demuestra que el tiempo real de recuperación de la inversión en diversas medidas de ahorro de energía es más corto que la duración técnica de estas medidas. La mayoría de los propietarios de casas o automóviles parecen considerar un margen máximo de dos a cuatro años para la recuperación del gasto inicial. Lo mismo puede decirse de la industria.

Se debe, por tanto, tratar de que el consumidor empiece a cambiar su forma de pensar respecto a los períodos de financiación; este reto constituye una oportunidad de desarrollar en mucha mayor medida los recursos "invisibles" de la conservación.

Hasta ahora se ha hablado de la posibilidad de ahorro teniendo en cuenta la situación actual de la tecnología, pero es evidente que la tecnología se renueva y perfecciona continuamente, por lo que es importante determinar el margen teórico que existe entre los consumos actuales y los mínimos teóricos, desde el punto de vista termodinámico.

La Fundación Ford ha hecho unos estudios donde se comparan los ahorros teóricamente posibles actualmente, con los márgenes teóricos existentes, para los sectores industriales más consumidores. Los resultados se expresan en la tabla 3.

Sectores	% de ahorro teóricamente posible	% de ahorro potencial teórico
Siderurgia	36	77
Refino	25	91
Papel	39	100
Metalurgia	32	87
Cemento	43	90
Total medio	33	88

TABLA 3. AHORROS ENERGETICOS TEORICOS

El caso del papel se debe al hecho de que pueden aprovecharse los residuos combustibles de las plantas, lejías, serrín, cortezas, etc., pudiendo incluso ser excedentarios en energía. En España, el cemento tiene menos posibilidades, debido a que la casi totalidad de las plantas existentes, utilizan ya el proceso de vía seca. No obstante es evidente que existe un amplio campo de perfeccionamiento tecnológico para la conservación de la energía.

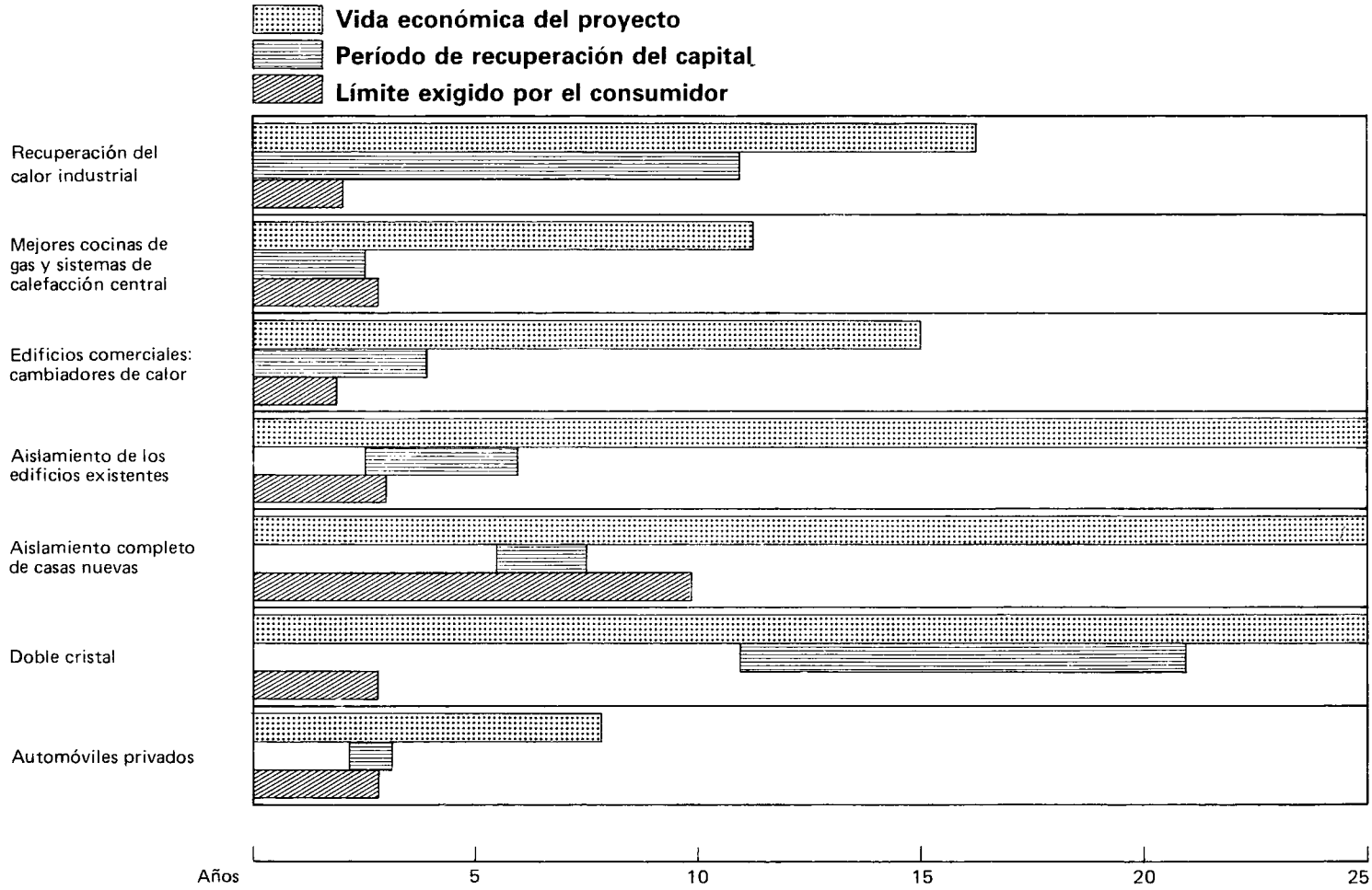


Fig. 2. Amortizaciones de inversiones en conservación

3.3. La Conservación como Factor de Crecimiento Económico

Se tiene, en general, una profunda mentalización sobre la importancia y la necesidad de la conservación; pero lo cierto es que durante los años 70 se han adoptado pocas medidas prácticas de ahorro.

El comportamiento de los empresarios y de los responsables de las decisiones en política energética afecta el valor y los resultados de cualquier opción energética, por lo que hay que prestar atención a la actitud de estos grupos. Para ello será necesario: influir sobre las decisiones de los empresarios y de los individuos, practicar una política de precios realista que formente las economías, incitar e incluso obligar a adoptar normas para los aparatos consumidores de energía, formar especialistas, atribuir incentivos financieros a la innovación y a la racionalización. Todo ello inducirá a conciliar el desarrollo económico y la utilización racional y económica de la energía.

Es necesario entender que la disminución de la dependencia energética es una condición indispensable para mantener el crecimiento económico, cuyo ritmo depende ampliamente del éxito en el logro de aquella disminución. La salida del dilema requiere, además, soluciones a considerar en el marco de la política global del equilibrio económico.

La conservación de la energía no sólo puede lograr la reducción del consumo energético por unidad de producción o calidad de los servicios, sino que además puede ser factor de crecimiento económico. La conservación implica perfeccionamiento e innovación de la tecnología, lo cual ha de proporcionar puestos de trabajo y desarrollo económico.

3. POTENCIAL DE AHORRO DE ENERGIA EN ESPAÑA

3.1. Estructura del consumo de energía

Los $51.1 \cdot 10^6$ Tep de consumo final directo en 1978, se distribuyen por grandes sectores, de acuerdo con la estructura indicada en la tabla 4.

Es de resaltar que la industria, junto con el transporte, que en su mayor parte es mercancía industrial, alcanzan casi el 80% del consumo final directo de energía.

Sectores	% de Consumo
Industria	50,9
Transporte	27,6
Usos domésticos	11,4
Agricultura	5,6
Servicios	4,5
Total	100,0

TABLA 4. ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL DIRECTO ESPAÑOL, 1978

El consumo industrial de 1978 ($26,0 \cdot 10^6$ Tep), es decir, el 50% del consumo final directo de energía, se distribuye por sectores de acuerdo con la tabla 5.

Sectores	% del Consumo
Alimentación, Bebidas y Tabaco	7,0
Calzado, Cuero y Prendas de Vestir	0,4
Cemento Artificial	11,4
Construcción	2,0
Extractivas	1,7
Imprentas y afines	0,2
Madera, Corcho y Muebles	1,2
Metalurgia no férrea	8,0
Otros productos minerales no metálicos	8,9
Papel, Cartón y Derivados	4,9
Química	24,7
Siderurgia	16,4
Textiles	3,9
Transformados metálicos	5,8
Total	100,0

TABLA 5. DISTRIBUCION SECTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGIA

Es importante considerar que solamente seis sectores: Química, Siderurgia, Cemento, Productos minerales no metálicos, Metalurgia y Alimentación, cubren ya más del 75% del consumo de energía.

La distribución del número de industrias, por rangos de consumo se indica en la tabla 6.

Consumo anual (Tep) superior a:	Número de Industrias	% del total de energía consumida en la Industria
50.000	100	54,7
10.000	310	66,7
2.000	1.100	83,4
1.000	1.925	89,5
500	3.850	95,3
0	110.950	100,0

TABLA 6. DISTRIBUCION DEL NUMERO DE INDUSTRIAS SEGUN CONSUMOS DE ENERGIA

Se observa que el consumo de energía en la industria se concentra en pocas instalaciones. Si se consideran las industrias de consumo superior a 1.000 Tep/año, con menos de 2.000 instalaciones se alcanza el 90% del consumo industrial.

3.2. Auditorías Energéticas en la Industria

Es evidente que ante el análisis de la estructura sectorial del consumo, es en la Industria donde más posibilidades de ahorro existen, máxime teniendo en cuenta que nuestro país goza de un clima muy benigno en invierno, precisamente en las zonas más pobladas. En calefacción y agua caliente se consume en conjunto, tan sólo el 7% de la energía final.

De la estructura del consumo final directo de energía se observa que solamente la Industria consume más de la mitad de la energía final y que le sigue en importancia el Transporte, alcanzando ambos el 80% del consumo final. Teniendo en cuenta que en su mayor parte el transporte es de mercancías industriales, es obvio que la Industria es el sector que con mayor atención debe ser estudiado de cara a una acción de conservación de energía. Por otra parte, la industria concentra su consumo energético en un reducido número de fábricas lo que hace que la acción sea limitada y fácilmente acometible.

En cumplimiento de lo dispuesto en los Reales Decretos 2344/76 y 2346/76 se han realizado estudios energéticos a todas aquellas industrias cuyo consumo es superior a 10.000 Tep/año. El número total de industrias es de 310, que cubren más del 65% del consumo total en la industria.

A estas industrias se les dio el plazo de un año —1977— para la realización de los estudios energéticos de sus instalaciones, valorándose el análisis de los resultados durante el año 1978.

Mediante el Real Decreto 3139/77 de 9 de diciembre, aparte otras disposiciones, estableció la realización de estudios energéticos a todas aquellas industrias cuyo consumo fuera superior a los 2.000 Tep/año. El plazo dado para la realización de los estudios ha sido el año 1979. El número de industrias fue de 624.

Algunos de los objetivos pretendidos con las auditorías energéticas, son los siguientes:

- Obtener estadísticas energéticas que permitan comparar consumos y rendimientos energéticos entre industrias similares, así como establecer una política coherente de conservación de energía.
- Conocer los consumos específicos por unidad de producto y otros ratios de consumo energético, que puedan compararse con los de otros países.
- Obtener las posibilidades de ahorro de energía, por sectores, con la óptica realista de los propios industriales.
- Transferir a los diversos sectores las termologías de ahorro de energía.
- Estimar las posibles demandas de bienes de equipo para aplicar las medidas de ahorro.
- Estimular la investigación de nuevas tecnologías y la utilización de nueva energía, que disminuyan los consumos energéticos.
- Adoptar una política energética concordante con los países de la OCDE.

Los resultados se han obtenido, como ha quedado dicho, en base a la muestra constituida por las 310 industrias de consumo superior a 10.000 Tep/año, que cubren el 65% del consumo en la industria. Por ello, se trata de una manera altamente representativa en cuanto a los factores de consumo energético se refiere.

Las mejoras propuestas han sido analizadas, siempre bajo el punto de vista de la rentabilidad económica, habiéndose obtenido los períodos de amortización correspondiente, contemplando la problemática propia de cada industria.

Los resultados más destacados se analizan a continuación.

I. Ahorro posible por sectores

De las medidas propuestas por los propios industriales, se obtienen las posibilidades de ahorro indicadas en la tabla 7.

II. Ahorro por tipos de mejoras

Agrupando las mejoras por los siguientes conceptos:

- Cambio en el proceso
- Cambio en equipos
- Recuperación de energías residuales
- Mejoras en la combustión
- Aislamiento térmico
- Mejoras de las condiciones de operación
- Mejoras en los servicios auxiliares

se obtiene la distribución de los ahorros por tipos de mejoras indicados en la figura 3.

Extrapolando los resultados de la muestra al total de la industria, tomando como parámetro de extrapolación el consumo de energía de cada sector, se obtiene la curva de la figura 4.

III. Autogeneración de Energía Eléctrica

Independientemente de las anteriores medidas de ahorro se ha realizado un estudio sobre la capacidad de autogeneración de energía eléctrica en la Industria, aspecto que prácticamente no ha sido considerado en los anteriores análisis energéticos, por lo que los ahorros obtenidos por este procedimiento son sumables con los anteriores.

Para ello se seleccionaron las empresas que, según estadísticas consumieron más de 4.000 Tm/año de fuel-oil en 1976 agregando las refinerías de petróleo y suprimiendo un nivel de consumo mínimo para poder generar a contrapresión, conveniente a una potencia del orden de un MW.

La población resultante fue de 400 empresas, con un consumo de fuel-oil del orden de 10.000.000 de toneladas anuales, lo que supone un 50% del total nacional de consumo, incluidas las centrales térmicas convencionales.

Se incluyeron todos los factores normales necesarios para llevar a cabo una inversión: obra civil, transporte, montaje, instrumentación, puesta en marcha y otros.

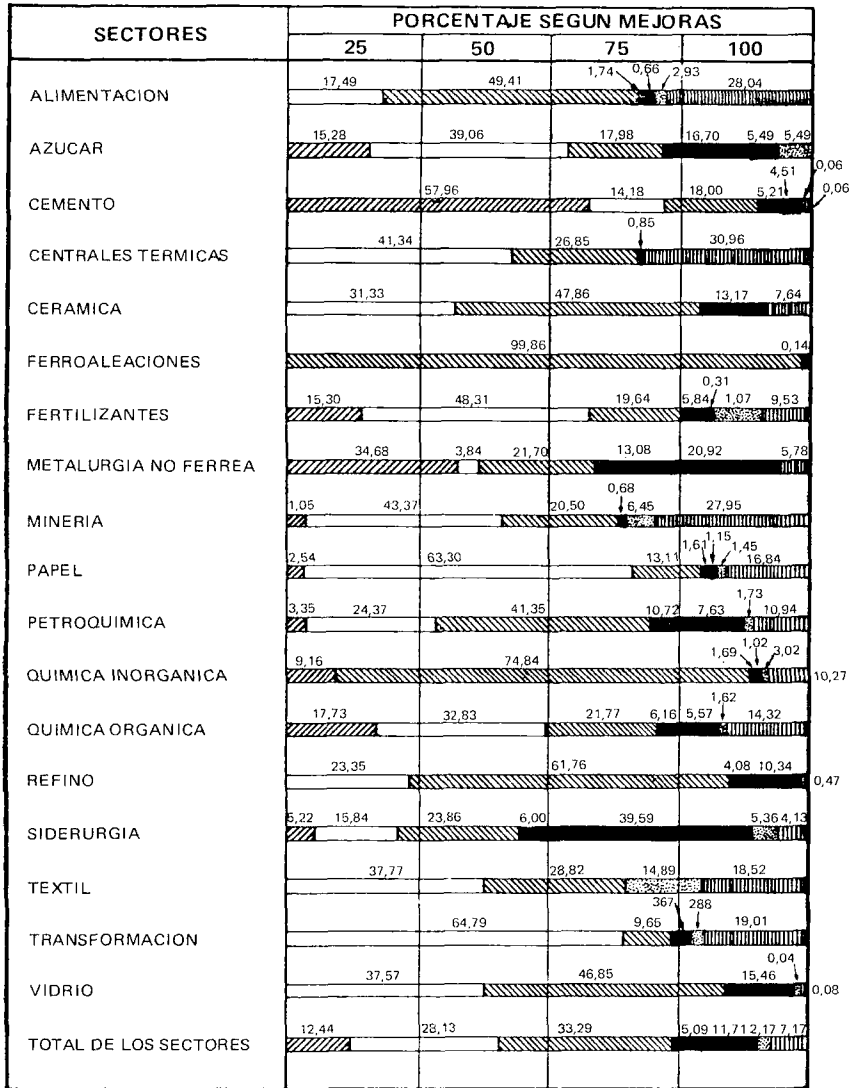
Se procedió el cálculo de la inversión, empresa por empresa. En este estado del trabajo se revisaron los datos obtenidos en la primera parte del trabajo y se efectuaron numerosos contactos personales o telefónicos con las empresas que presentaban dudas o peculiaridades notables.

AHORRO POR SECTORES

SECTOR	Energía Eléctrica (Mwh)	Combustibles (tep)	Consum. Final Direct. (tep)	Energía Primaria (tep)
Alimentación	1.748	13.582	13.732	14.014
Azúcar	0.0	19.263	19.263	19.263
Cemento	1.106	168.177	168.272	168.450
Centrales Térmicas	m 0	31.738	31.738	31.738
Cerámica	372	5.337	5.369	5.429
Ferroaleaciones	60.410	6.360	11.555	21.281
Fertilizantes	53.020	62.589	67.149	75.685
Metalurgia no férrea	46.988	22.807	26.848	34.413
Minería	14.891	5.878	7.159	9.556
Papel	156.833	90.992	104.480	129.730
Petroquímica	8.959	37.824	38.594	40.037
Química Inorgánica	56.490	6.535	11.393	20.488
Química Orgánica	88.650	74.685	82.309	96.582
Refino	61	280.475	280.480	280.490
Siderurgia	79.793	218.832	225.694	238.541
Textil	49.714	35.565	39.840	47.844
Transformación	59.293	6.033	11.132	20.678
Vidrio	33.114	25.523	28.371	33.702
Total Industria	711.442	1.112.195	1.173.379	1.287.921
TOTAL EXCLUIDAS LAS CENTRALES TERMICAS	711.442	1.080.457	1.141.641	1.256.183

TABLA 7. AHORRO ENERGETICO POR SECTORES

Porcentajes de ahorro para cada tipo de medida










-  CAMBIO EN EL PROCESO
-  CAMBIO EN APARATOS
-  RECUPERACION DE ENERGIAS RESIDUALES
-  MEJORAS EN LA COMBUSTION
-  MEJORAS DEL AISLAMIENTO TERMICO
-  CAMBIO EN LOS SISTEMAS DE GOBIERNO DE LA OPERACION
-  MEJORAS EN SERVICIOS AUXILIARES

Fig. 3 Distribución ahorro - mejoras tecnológicas

**AHORRO EN CONSUMO FINAL DIRECTO (tep) E INVERSIONES (millones de pesetas)
POR PERIODOS DE AMORTIZACION DE TODA LA INDUSTRIA**

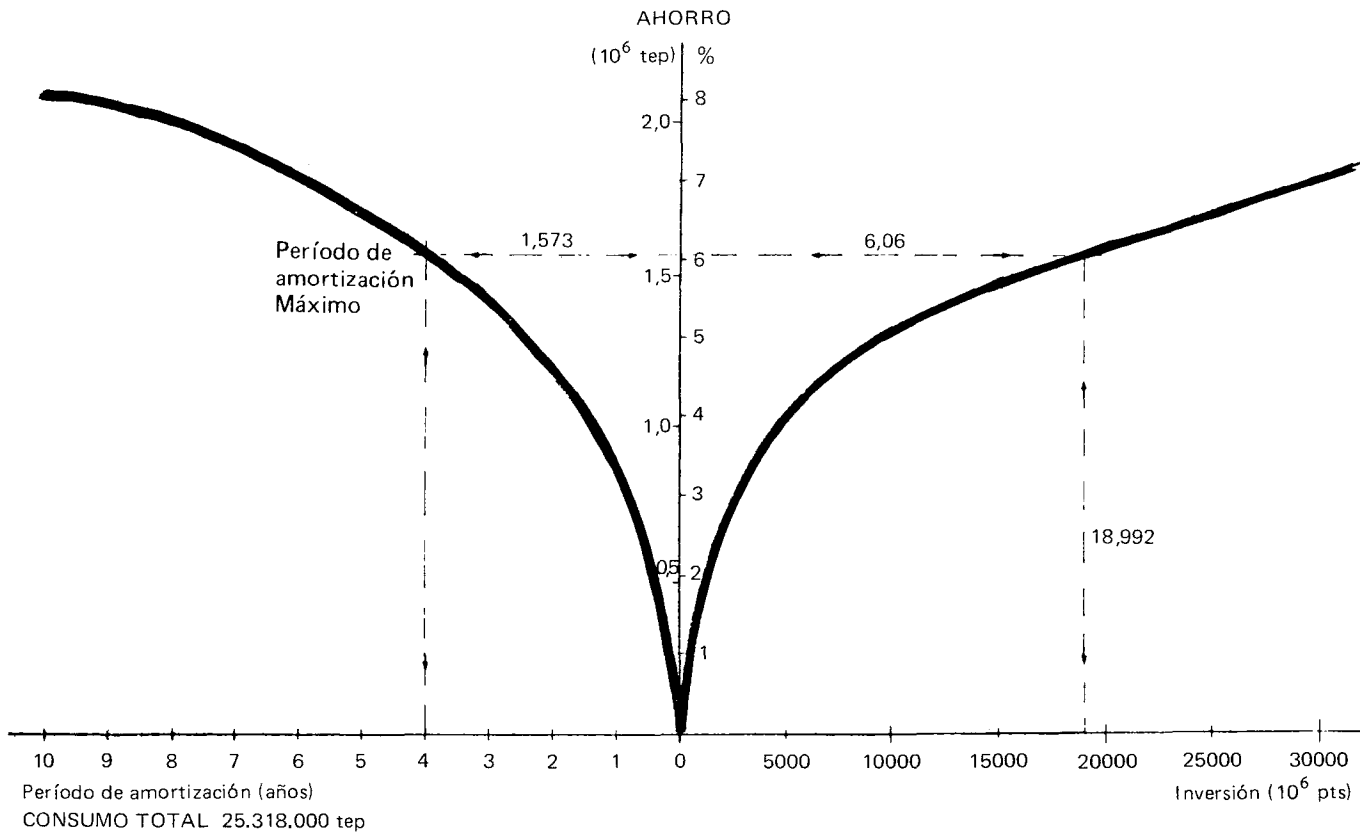


Fig. 4. Ahorro en consumo final directo (tep), inversiones (millones de ptas.) y períodos de amortización de la industria

Como resultado de estos estudios se puede afirmar de forma general que el incremento posible de autogeneración sin inversión representa 297.937 MWh/año (2% del consumo industrial), y que el incremento de autoproducción con inversión es del orden de 2.307.657 MWh/año (17% del consumo); este último incremento necesita inversiones del orden de 22.630 millones de pesetas.

En contrapartida el ahorro anual posible en combustible con esta inversión sería 610.000 Tep. Si a esta cantidad le sumamos el ahorro posible sin inversión, se llega a una cifra global de ahorro de energía mediante el incremento de la autoproducción de energía eléctrica igual a 695.411 Tep.

3.3. Ahorro de Energía en la Edificación

3.3.1. Ahorro por aislamiento de edificios

Las necesidades de energía en los edificios de nuestro país afectan a un sector cuyo crecimiento potencial es enorme y donde sus especiales características determinan que aproximadamente el 50% del consumo de energía (2.360.000 Tep en 1976), está destinado a las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria.

En base a ello y con independencia de los equipos que constituyen dichas instalaciones, el factor principal para reducir la demanda neta de energía de un edificio consiste en que el medio físico que separa el ambiente exterior del interior evite las ganancias o pérdidas de calor cuanto éstas sean desfavorables. Es decir, el aislamiento térmico del edificio y la impermeabilidad de puertas y ventanas exteriores.

Ambos factores están contemplados en la normativa existente.

Considerando que las viviendas construidas en España, desde 1975, se hubieran adaptado al reglamento, las economías acumuladas serían (estimando un incremento anual medio del 5% en el número de viviendas), las indicadas en la tabla 8.

AÑO:	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Ahorro en 10 ³ Tep	50	103	158	215	275	338

TABLA 8. ECONOMIAS ENERGETICAS EN LA EDIFICACION DEBIDAS AL AISLAMIENTO

El segundo factor de ahorro de energía en la edificación corresponde a las instalaciones de calefacción, agua caliente y aire acondicionado.

Las variables sobre las que cabe actuar en las instalaciones de calefacción, son la regulación, aislamiento de elementos calientes, mantenimiento y finalmente el cambio del equipo generador en aquellos casos en que su rendimiento sea deficiente.

Mediante una normativa adecuada se lograría un ahorro del orden de 450.000 Tep/año.

Evidentemente, a medida que se construyan nuevos edificios con correctas condiciones térmicas, esta cifra podrá aumentarse.

En las instalaciones de aire acondicionado existente, las posibilidades de mejora son más limitadas. Es a través de una mejora de eficiencia de los equipos, a conseguir en su fabricación, como se pueden alcanzar más sustanciales ahorros.

Si se adoptaran simultáneamente las medidas de aislamiento y de acondicionamiento de instalaciones de calefacción, agua caliente sanitaria y aire acondicionado, los resultados globales serían los indicados en la tabla 9.

Concepto	Ahorro (%)	Ahorro (Tep/año)
Aislamiento	30	700.000
Instalaciones	20	450.000
Ambos	45	1.000.000

TABLA 9. AHORRO POR AISLAMIENTO Y MEJORA INSTALACIONES

3.4. Ahorro de Energía en el Transporte

El consumo de energía en el sector transportes fue en 1978 de 14,1 millones de TEP. Su distribución por destinos se indica en la tabla 10.

	%
Automóviles	46
Camiones	35
Aviones	9
Navegación	10
Total	100

TABLA 10. CONSUMO SECTOR TRANSPORTE (1978)

El transporte es una actividad que ha experimentado un gran crecimiento en la última década, como consecuencia del fuerte desarrollo económico español. Dentro del mismo destaca el transporte por carretera a base de coches (gasolina) en el caso de personas, y camiones (gasóleo) para mercancías.

Las actuaciones que pueden llevarse a cabo en el sector de transportes son: Campañas de información a los usuarios, adecuación de los transportes colectivos de viajeros, reducción de velocidad, mantenimiento adecuado de los vehículos, homologación de vehículos, mayor impulso al ferrocarril y navegación de

cabotaje, interacciones entre los diversos modos de transporte y fomento de la instalación de fueloductos.

Para cada uno de los anteriores conceptos, se estiman los siguientes porcentajes de ahorro probable: 1,5%, 0,6%, 1,3%, 1,5%, 1,1%, 0,5%, 0,8%, y 1,9%. Lo cual supone una cifra global del 9,2% sobre el consumo del sector, equivalente a un ahorro absoluto superior a 1.000.000 Tep/año.

3.5. Potencial de ahorro global

Parece inevitable que la energía escaseará a no muy largo plazo: 10 a 15 años. Es necesaria la utilización de nuevas fuentes y la transformación de los procesos y sistemas energéticos para adecuarlos a los mismos. Las nuevas fuentes están aún a nivel de investigación y de operaciones demostrativas, por lo que difícilmente podrán ser de consideración antes del año 2000. Por otra parte el adecuar los sistemas de utilización de la energía requiere tiempo, pues la inercia al cambio tecnológico es grande. La conservación de la energía puede mitigar la transición.

El tiempo, el bien más escaso, hay que utilizarlo tan sabiamente como la energía: se ha de actuar con rapidez e intensidad.

La conservación de la energía es la fuente virtual más asequible y barata, la cual ha de jugar un papel transcendental hasta más allá del año 2000. Dentro de ella, el aislamiento es un factor importante, con el que se pueden conseguir grandes ahorros a corto plazo.

El ahorro potencial, posible, con medidas cuya inversión tiene unos períodos de amortización coherentes con la economicidad de cada sector se refleja en la tabla 11.

Industria (Convencional)	2.500.000	Tep/año	A corto plazo
Industria (Autoproducción)	700.000	"	A corto plazo
Edificación (Calefacción)	450.000	"	A medio plazo
Edificación (Aislamiento)	700.000	"	A largo plazo
Transporte	1.000.000	"	A largo plazo

TABLA 11. POTENCIAL DE AHORRO ENERGETICO

A estos valores hay que añadir el ahorro debido a las actuaciones directas del Gran Público, el cual podría cifrarse entre 200.000 y 400.000 Tep/año.

Hay que tener en cuenta que los valores aquí considerados, constituyen una cota mínima del ahorro posible, pues sólo tienen en cuenta medidas de ahorro convencionales. Mediante la innovación de procesos productivos es posible alcanzar cifras muy superiores.

ENERGY POLICY IN THE COUNTRIES OF THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. THE ROLE OF NEW TECHNOLOGIES

Por

St. Rath Nagel

Contents:

1. Introduction.
2. The Past and Present Energy Situation.
3. Short-Term Energy Policies.
4. Longer-Term Perspectives.
5. Summary.

I. INTRODUCTION

It is not easy to discuss such a broad issue as energy policies for industrialized countries. But the task is probably easier today than it was during the 1970's because today there is a large similarity between policies and this is partly due to international cooperation over the last four years. This morning I would like to cover both short and longer term energy issues indicating progress up to date and the perspectives for the future.

During the 1970's we experienced three distinct energy disruptions, accentuated by price escalations, which propelled energy policies in two directions: First national and international efforts were established to stabilize against short term oil imbalances and national programmes were started to reduce oil consumption by immediate conservation efforts. Secondly, policies promoting longer term structural changes in energy economies away from oil were discussed and put in place. Considerable progress has been made in both the short-term treatment of the problem and the longer-term development of new technologies. Although from the viewpoint of the International Energy Agency (IEA) representing the majority of the oil consuming countries one cannot be totally happy with the results, important progress has been made.

During my presentation I will first review the past and present energy situation and then focus on both the short-term and longer-term energy issues. In the context of the longer-term perspectives I will particularly talk about the role of new technologies and indicate how these technologies might be developed and successfully deployed.

I think it may be necessary to say a few words about the International Energy Agency, the IEA itself, before going into any further detail here.

The International Energy Agency is a group of 21 member countries within the framework of the 24 OECD countries. The agency was established in 1974 as a response of the western industrialized world to the oil embargo with the aim to strengthen the political and technical possibilities for future energy supply in a collective effort.

The importance of the IEA group of countries in world energy consumption is illustrated by the fact that together they account for about 52 per cent of world total energy requirements and almost 93 per cent of the total energy requirements of the industrialized countries that are members of the OECD.

One of the principal objectives which IEA member countries have agreed upon is the management and share of oil supplies in the event of an emergency. Other tasks include long-term cooperation in energy policy programmes, the monitoring of the oil market and the consultation among oil producing and consumer countries. These activities are managed within four standing groups. In addition, a Committee on Energy Research and Development has been established to promote cooperation on energy R & D among the participating countries.

Within the context of Agency's long-term cooperative programmes virtually all IEA countries are engaged in several jointly financed energy R&D projects. I will report about these longer-term efforts later during this presentation.

II. THE PAST AND PRESENT ENERGY SITUACION

1. Energy Trends

I think it is instructive to begin first by examining the energy trends over the last eight years and then identify their impact on broader economic and political systems.

Over the last eight years we have had three major disruptions to oil supply caused by: 1) the Arab-Israeli war of 1973-74, 2) the Iranian revolution of 1979, and 3) practically succeeding this event the current conflict between Iran and Iraq. I think it is instructive to look at how prices, supply and demand patterns have adjusted to these oil market disturbances:

- (I) Prices have increased just about tenfold from 1973 to present;
- (II) OPEC exports have declined from about 30 mbd in 1973 to approximately 27 in 1980. Most of this decline has been over the last two years;
- (III) Imports into IEA countries have declined from over 24 mbd in 1973 to 22 in 1980;
- (IV) Energy economies have adjusted to lower OPEC imports by: a substantial increase in OECD oil production, rising imports from non-OPEC sources including Mexico, fuel substitution and declining oil use due to conservation and due to the recent reduction in economic activity.

Let me elaborate a bit further on these subjects.

The demand/supply balance obviously looks more favourable to the oil consumers right now than it was two years ago in the midst of the Iran revolution. Some voices are saying we are in a world awash with oil.

The demand side of the equation has clearly been influenced by the worldwide economic recession although it would be wrong to consider this in straight cause —and— effect terms. It looks to be more of a vicious circle. OPEC tries to maintain real earnings in the face of worldwide inflation and lowered oil consumption, but through price rises it manages only to further weaken the world economy. Other reasons beside the recession include oil consumers resistance to higher prices together with conservation and fuel switching, both of which are now becoming more evident. In Germany, for instance, we encountered a drop in

annual oil consumption of 10%, and for the current year an even higher reduction might be possible, while the total primary energy declines by some 4% only.

The American Petroleum Institute pointed out that the US used 7% less oil in 1980 than in the previous year. For June 1981, news reports indicate as much as 27% less oil imports have hit their lowest point five years. If the US is demonstrating resistance to rising prices then the UK is illustrating the effects of fuel switching and conservation. Last year the UK consumed 7.4 per cent less energy than in 1979. The fall in oil demand was even more spectacular: 14.7 per cent down on the 1979 level, and 30.8 per cent less fuel oil consumption is reported for the January-November 80 period: certainly a reflection of economic depression, but also the effect of industries' switch to coal generated electricity and conservation.

Looking ahead, there seems general agreement that non-communist world oil demand this year will fall substantially below last year's level of around 48.5 mbd and well down on the 1979 peak of about 51.3 mbd. An estimation is that this year's demand would decline to some 47.0 mbd.

Such figures tempt to create speculation about possible oil gluts and falling prices, and in fact the peak in oil prices has been lowered in some exporting countries. But events of recent years should be sufficient warning against such dangerous speculation. On the other hand, it is evident that this year's supply and demand balance is putting considerable strain on OPEC's unity and flexibility.

Not only will the OPEC members be faced with reduced demand but they will have to contend with rising output from other producers, from the North Sea and México for instance.

Consequently, the 13 OPEC members may have to reduce their production down to below 24 mbd from an average 30 mbd sustained in recent years and a 35 mbd average production capacity. If Iran and Iraq keep fighting each other, the 11 OPEC members may not have to worry too much about production cuts. Even now during wartime these countries are producing about 2.5-3 mbd. Given these factors, it is clearly evident that Saudi-Arabia with a current production of 10.3 mbd has the key position not only in the oil market but also for the world's economy.

2. Economic Impacts

Let me now, after the analysis of the current situation in the oil market examine in more detail the economic impacts arising from the two major oil price rises during the 1970's:

The fourfold rise in prices in 1973/74 raised the OECD's net oil import bill from around \$35 billion in 1973 to just over \$100 billion in 1974. The second increase raised the OECD oil import bill from \$140 billion in 1979 to around \$290 billion in 1980. The second increase alone was about 2 percent of combined OECD countries GNP. This had a number of effects on macroeconomic activity:

- (i) *Balance of payments:* As a result of the higher import bill, the balance of payments position of oil consuming countries weakened seriously. The current account deficit of OECD and non-oil developing countries reached \$52 billion in 1974 rising to \$123 billion in 1980. For oil importing developing countries, the current account deficit rose from \$6 billion in 1973 to \$30 billion in 1975 to \$50 billion in 1980.

- (II) *Slower economic growth*: Economic activity actually declined in the OECD area in 1975 —largely due to the spectacular oil price increase. The price rise of 1979-80 also has had dampening effects on economic performance. The OECD estimates that, as a result of the accumulation of a higher OPEC surplus and the tighter policies to contain inflation, OECD GNP in 1981 will probably be 6.5 percent (some \$550 billion) lower than it might have been in the absence of the 1979/80 price increase.
- (III) *Inflation*: Inflation in the OECD area nearly tripled between 1972 and 1974, reaching a peak of 13.5 percent in 1974. The sharp rise in oil and non-oil commodity prices were principal elements in this development. In 1980, inflation was 13 percent, five percentage points higher than in 1978. Energy prices contributed accountably around 3 percentage points to the acceleration of inflation between 1978 and 1980.
- (IV) *Unemployment*: Unemployment in 1975 rose to over 5 percent of the OECD labour force (about 2 percentage points higher than the 1960's average) and remained high there-after, despite resumption of economic growth. Given the weak economic performance likely over the next year or so, unemployment seems set to rise further, possibly reaching 7.5 percent —about 25 million people— in the first half of 1982.

All of this represents the situation confronting the OECD countries, but it is in no way limited to them. All countries are affected.

The conclusion from the above economic analysis is that if we do not successfully resolve the energy issue, a prolonged period of low economic growth, inflation and high employment appears inevitable. Government of IEA countries, therefore, must try to settle the vital energy issues. In the long-term there are several technological options for this, but in the short-term, say for the next 3-5 years, energy policy cannot achieve too much in terms of a change. Oil will still be the leading fuel and IEA countries are vulnerable against supply disturbances and escalations.

III. THE SHORT-TERM ENERGY ISSUES

Conservation, reduced demands and fuel switching are the main parameters on which energy policy can draw in this decade, But once easy gains are made then marginal savings become more expensive. Nevertheless, there is still a lot to be gained from using energy more efficiently. The IEA estimates that changes in energy use patterns, as measured by the amount of energy required to produce a unit of GDP is expected to decrease by 14 percent between 1979 and 1990. The TPE/GDP (1) ratio is assumed to reach 0.7 and the share of oil per TPE to decrease to 39 percent by 1990.

This is a remarkable effort and can only be achieved by strong government actions, for instance vigorous conservation programmes, rational fuel pricing policies, removal of barriers against and incentives for fuel switching.

(1) TPE = Total Primary Energy
GPD = Gross Domestic Product

A lot could be achieved in terms of oil reduction by shifting towards more coal and nuclear in the primary energy and more electricity and district heat in the end-use sectors. There are existing technologies which could be more widely deployed if policies were enforced in this direction and existing barriers removed. Efforts for the rational use of energy could be supported in buildings by establishing more stringent building codes, for transportation by introducing lighter, smaller-sized, aerodynamically styled cars, and in industry by applying cogeneration plants.

There are, certainly, many more areas in which the energy use patterns might be improved in rather short terms.

But, nevertheless, the current decade will be a very difficult period. The relative balance in the oil market which is now evident may last two or three years. But, then oil markets are likely to tighten again. Alternatives such as coal and nuclear energy will not be available in sufficient quantities in order to determine or affect the energy price level significantly. Thus, this part of the transition period will be a very difficult one, and we are likely to see economic and political problems whenever oil production is disrupted anywhere in the world or oil prices explode.

IV. LONGER-TERM ENERGY ISSUES

1. The General Framework

I would now like to focus on the longer-term issues related to the energy policies of IEA countries.

Firstly I think we have to look upon all sources of energy: coal, oil, gas, uranium and thorium and all the renewable energy sources. We shall not exclude any source of energy. Secondly, we have to examine the demand side very carefully and to include saturation and conservation effects there. Here, some years ago, forecasters tended to be very optimistic as to what future demands in 2000 or thereafter would be and this has to be reviewed in the light of the new economic development in many countries. Thirdly, one has to examine the new technologies for energy extraction, conversion and end-use with respect to their technical performance, their state of development and likely commercial availability and their potential implementation rate. Fourthly, one has to study the economics of each option very carefully. And fifthly, potential, political, environmental and social implementation obstacles must be examined critically.

These factors naturally have to be looked upon under a national or even regional point of view. The economic, political and social conditions may differ from country to country. So, what we need for the longer-term solution of the energy problem in many countries is a detailed energy and technology assessment in order to develop and utilize the best resources available at lowest cost to each national economy and the IEA community.

2. The Planning Guideline

Knowing that a planning guideline for new technology and energy source development is necessary, the IEA member countries have over the last five

years embarked on a fundamental energy technology assessment in the majority of its member countries.

The main tool of analysis, which is now in use by 17 countries was the energy model MARKAL (for "Market Allocation") developed specifically as a tool for the energy R&D strategy of IEA. I think it is interesting to illustrate the approach taken in the strategy development. Let me first start with a condensed description of the function and the method of operation of MARKAL.

The model is a tool for the analysis of energy questions, but like any other model completely useless for planning without a number of supporting activities. These require essential interactions between various experts in order to build the model, feed it with the appropriate input data and evaluate the impacts of model scenarios upon the economy.

The logic of the MARKAL approach to energy planning is explained in the diagram (see Figure 1). We starts with a definition of energy objectives, such as reduction of oil imports, and there clearly are other objectives, for instance the objective to protect environment or to spend least costs, which can be examined. The next step is to describe the existing energy system in terms of quantitative data, order to have a line of reference for the examination of future energy system. This requires the collection of specific data for technologies (costs, efficiencies, lifetimes), resources (prices, availabilities) and constraints, to go into the model data base. Another important input is the projection of demand levels in terms of useful energy, i.e. in terms of projected requirements for heat, power or light. These demand projections are normally the outcome of estimations of future GDP, value added, the number of cars, the number of houses heated, etc. and the specific service energy demand per unit of activity. They may be very detailed and itself result from a demand generating econometric model. In the case of the MARKAL project no such model was available in time for the analysis, so the demand projections had to be established using other sources of information or to be based upon the modellers own estimations.

The input data compilation represents one part of the supporting activities around MARKAL. One of the main tasks is, of course, the adoption and modification of the internal structure of the model according to the national requirements. Next follows the computation of scenarios under a given set of criteria consistent with the general energy objectives, and then the evaluation of the impacts of a suggested scenario. These activities, the specification of criteria, the scenario computation and the evaluation of impacts (such as environmental or health impacts or capital, manpower and material requirements for future energy installations) require a close feedback between modellers and those who finally make the decisions for an acceptable strategic plan. Communication between these two groups is essential in order to bridge the different background. I stress this point, because we feel that this point deserves greater attention in order to reap the full benefits from modelling.

The evaluation of scenario impacts may in certain cases be found to be inconsistent with some of the input assumptions, especially those concerning GDP and valued added. A scenario with a large implementation of new technologies for instance requires a large capital supply and has impacts upon the structure of the investment producing industry. This may not have been included in the origi-

nal estimations of economic activities. Since MARKAL is a pure energy system model it does not automatically control the energy-economic consistency. It is not a model which by its computer runs determines an economic equilibrium. The consistency with those input assumptions, however, has to be checked and adjusted in iterations in order to create "stable" results.

It is essential to bear in mind that our tool of analysis, the model is only one part in the effort of strategic planning, as illustrated and that we have to carefully select the questions which we ask the model to examine.

Let me move to my next point. MARKAL was specifically developed for use in the IEA Energy Systems Analysis Project, building upon features of existing models at Brookhaven and Jülich. It applies linear programming techniques, which means that it assumes linear relationships between the elements of the modelled system and "optimizes" with respect to specified criteria. These criteria are translated into the objective function of the model.

Linear programming type models are widely deployed and often used in industry to make an optimum allocation of machinery for the production of commodities at minimum production cost. Likewise in the energy sector, this modeling technique is used to make an "optimum" allocation of energy technologies for satisfying energy demands. The experience proves that many relationships in the energy sector are either linear or can be approximated by linear equations. Linear programming is about the only optimization technique for treating large size problems.

Optimizations are made on the supply and the end-use path in MARKAL.

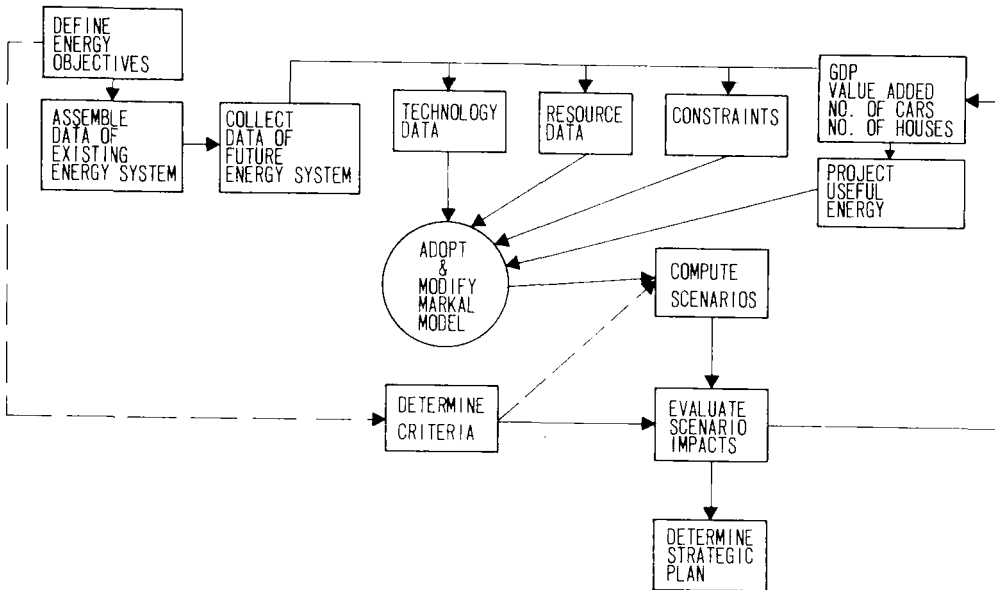


Figure 1. THE MARKAL APPROACH TO ENERGY PLANNING

Three types of energy are distinguished: through conversion, transportation and distribution, primary energy, (for instance domestic coal, imported crude oil) is transformed into final energy (such as electricity, refined oil products, district heat) which is then consumed in end-use devices to produce useful energy, that is space heat, mechanical energy etc. Useful energy is the exogenously specified driving variable in MARKAL.

MARKAL is a multi-period model, that means a model with several distinct time intersections for which an optimum allocation of the energy and technology mix is made. This representation is of major importance when analyzing the time aspects of the transition to new technologies and it is different to the static LP-models.

MARKAL allows for a variable number of periods and period lengths, but it has normally been applied to 9 time periods of 5 years, which are centred at 1980, 1985, etc. through to 2020. Each of the technologies represented in the model is described in terms of an activity and capacity variable. The capacities depend on investments made in earlier periods and the defined lifetimes of existing technologies. Because of the representation, the model is able to describe the phasing out of existing plant and the build-up of new capacity properly. The electricity and district heat generating technologies have been modelled in MARKAL with explicit treatment of the load structure related to the diurnal and/or seasonal variations of the demand. Care is given to cost for transportation and distribution of energy.

The number of technologies, which are represented in national applications of MARKAL, each with associated costs, efficiencies, lifetimes, etc., is quite large, reaching up to about 200 per data set. I will comment on the technologies used in MARKAL in the section results.

Since it is not practical to discuss the form and content of the LP-model inequalities in detail here, I have to refer to the documentation for further information in this particular area.

3. The Data Base

One of the major analytical tasks facing each country participating in the IEA Energy Systems Analysis Project was to assemble a data base which adequately described the existing national energy system as well as the technical and cost parameters of potential components of the future energy system.

The data base describing the existing system includes information on energy sources, imported and domestic quantities and costs of all primary, secondary and final energy flows, energy conversion systems, demand devices in the industrial, residential, commercial and transport sectors, and demands for useful energy in each of the end-use sectors.

In order to compile data on individual technologies a set of questionnaire forms were developed for circulation to technical experts. The range of data items required to be entered on the forms went beyond the needs of the model in order to obtain as complete a picture as possible of the various technologies (see table 1).

The questionnaires requested information on

TECHNICAL PARAMETERS

INPUTS
OUTPUTS
EFFICIENCIES
AVAILABILITY FACTOR
UTILISATION FACTOR
TECHNICAL LIFETIME

ECONOMIC PARAMETERS

TOTAL INVESTMENT COST
— CONSTRUCTION COST
— INTEREST DURING CONSTRUCTION
ECONOMIC LIFETIME
ANNUALISED CAPITAL COST
OPERATING COST
— VARIABLE COSTS
— FIXED COSTS
— FUEL COSTS
TOTAL PRODUCTION COST

ENVIRONMENTAL PARAMETERS

PARTICULATES, SO_x, RADIATIONS,
WASTE HEAT

TABLA 1. STANDARD CHARACTERISATION OF TECHNOLOGIES

- technical data on energy inputs and outputs, energy efficiency, availability factors, and technical lifetimes;
- economic data on capital costs, fixed and variable operating and maintenance costs, R&D costs, delivery costs of inputs, capital and operating cost of transmission and distribution networks;
- environmental impact data on CO₂ release, effluent and waste products, waste heat release, etc.;
- material requirement data on the use of concrete, steel, copper, etc.;
- data on constraints limiting implementation such as upper limits on available resources, first date of commercial availability, etc.

The final results of this data gathering exercise appeared in handbook compilations of technology reference characterizations that had considerable value independent of their usefulness to the modellers.

In a subsequent review process each country indicated those variations from the reference characterizations required to take account of national conditions, for instance fuel to climate, effluent limits, labour costs, etc.

It is important to understand that a large effort and a substantial amount of the project teams time was spent on the data compilation task, about 50% of the whole effort. This was necessary, because the desired answers from the model runs can, naturally only be as good and accurate as the data. We have therefore tried to bring together the most up-to-date and objective information available from experts in the field.

4. The Analytical Results

Let me now turn to a presentation of some MARKAL results. Owing to time limitations only a partial view of the results obtained from the MARKAL studies can be given here. I intend to illustrate some typical results of the model, firstly presenting some energy scenarios at an aggregated level and then moving towards a more detailed examination on the implications for energy technology R&D.

Two possible developments over time of the net oil imports into the 15 IEA countries that took part in Phase II of the project are illustrated in the following diagram (see Figure 2).

It shows the significant variation in outcome that would arise from two alternative policy objectives and associated strategies which could be pursued within the IEA group: one scenario is determined by a least cost supply criterion, whilst the second scenario is determined by a low oil import, high security target.

These two cases indicate that it is technically possible to reduce oil imports for the IEA as a whole by 30 percent provided an increase of about 12 percent is accepted in energy system costs. The percentages will vary from country to country according to the degree of access to different resources and the opportunities for conservation and new technology introduction.

The trade off between cost and security has been explored for each of the 15 participating countries. This was done in a parametric exercise.

A further set of cases considered were the so-called "accelerated" scenarios

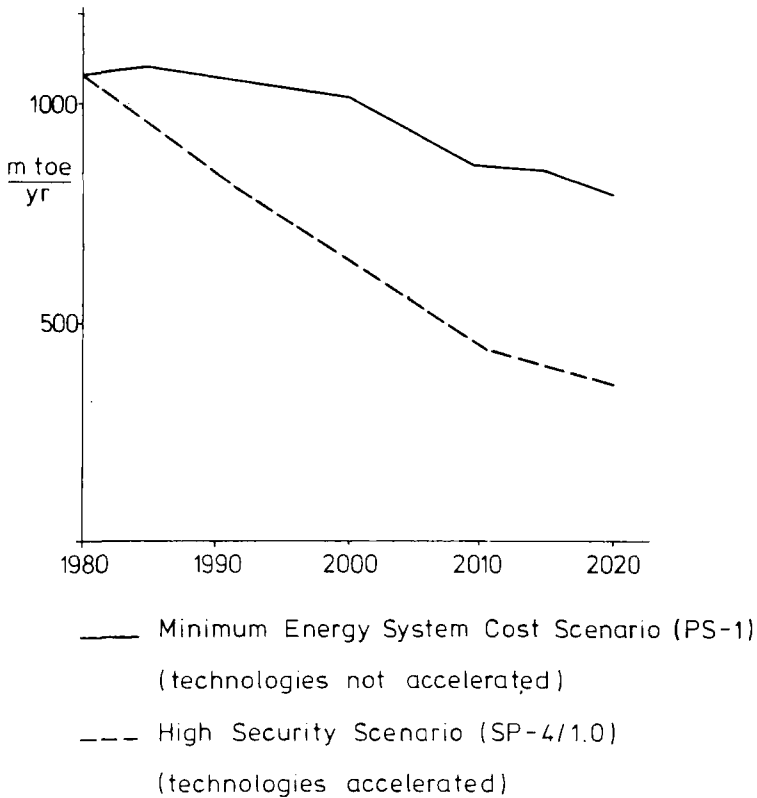


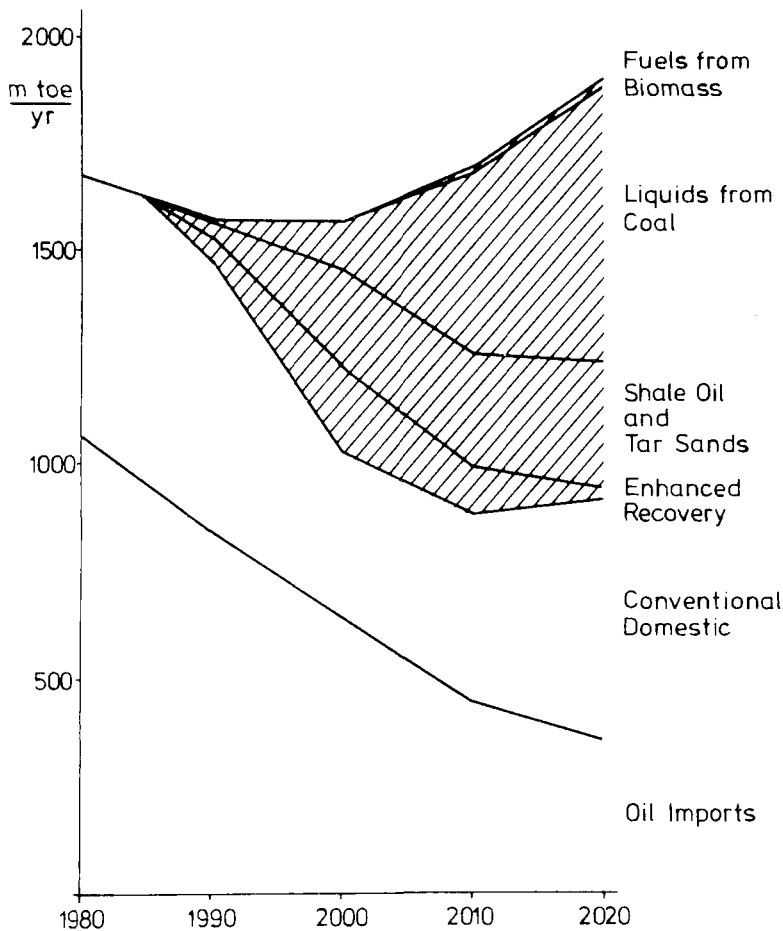
Figure 2. OIL IMPORTS IN TWO SCENARIOS

where new technologies were given the chance to enter the system earlier and/or with higher implementation rates than in the unaccelerated scenarios.

Various sensitivity cases analysing restrictions on particular supply technologies, such as a restriction on the use of nuclear energy or on the use of coal and cases with a high penetration of renewables at a higher cost surcharge have been examined. The IEA decided that, out of the various possibilities revealed by the trade-off and sensitivity analyses, a strategy supporting a policy direction of high security of energy supply was to be adopted. This strategy is analytically based on the low oil import scenario, explained earlier.

The following diagrams give an indication of how new technologies might be implemented in order to support the high security strategy of the IEA.

Figure 3: In the liquid fuels market secondary and tertiary production methods for enhanced oil recovery will complement conventional extraction methods thereby maintaining domestic oil production inside the IEA group at approximately the present level. Additionally, shale oil and tar sands will provide significant amounts of new supply. The dominant new supply technology is the production of syncrude from the liquefaction of coal, primarily by the hydrogenation



**Figure 3. SOURCES OF LIQUID FUELS FOR 15 COUNTRIES:
HIGH SECURITY SCENARIO (SP-4/1.0)**

method. Syncrude is produced in some volume before the year 2000 but has a major impact in the period 2000 to 2020. Fuels from biomass, on the other hand, are expected to provide a relatively minor contribution given the economics of this scenario.

Figure 4: The market for space heating is, according to the analysis, expected to change well before 2000. Heat pumps (based on gas, oil or electric driven) and district heating systems will be extensively deployed in the densely populated areas of IEA countries. For those countries with adequate solar insolation, solar heating technologies will appear.

Figure 5: Transport is the most prominent end-use sector for liquid fuels with a market share that continues to grow over the 50 year time span considered by the model. This growth is offset by a significant decline in the use of oil in the residential and commercial sectors as heat pumps, solar systems, district hea-

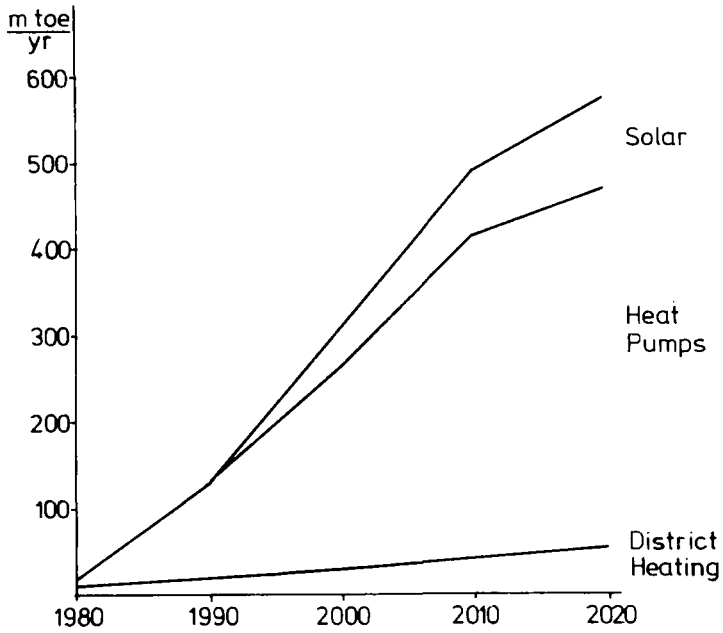


Figure 4. LOW TEMPERATURE HEAT SUPPLY

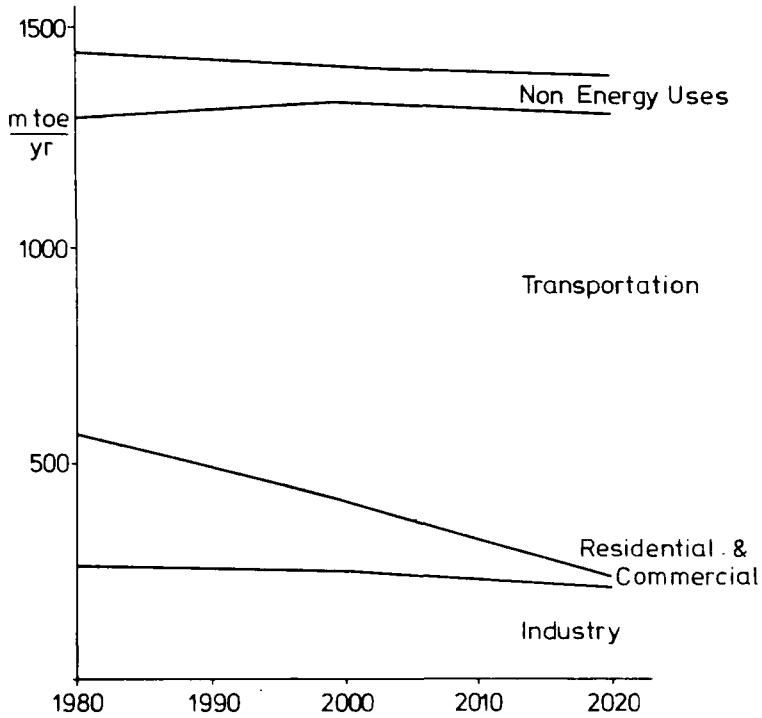


Figure 5. LIQUID FUEL CONSUMPTION

ting, electric resistance and electric night storage heating, gas heating and conservation make their impact. The liquid fuel demand in industry and the petrochemical or non-energy use sector is expected to remain at its present level or slightly decrease.

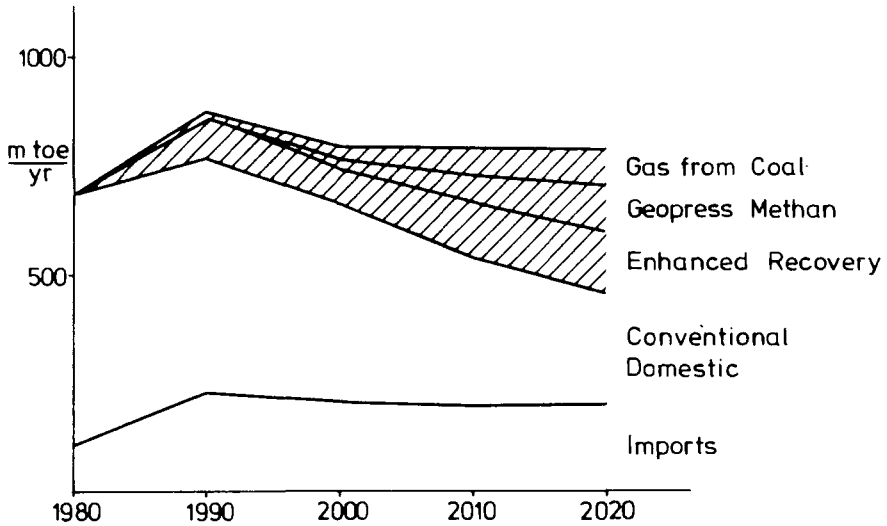


Figure 6. GAS SUPPLY

Figure 6: Natural gas imports into the IEA countries are expected to increase over the next decade based on an adequate existing supply potential, both in form of LNG and pipeline gas. However, beyond 1990 the level of imports becomes constrained by the size of resource, technical limitations and the gas price. Domestic production of natural gas in IEA countries remains a major energy source over the 40 year period considered, but nevertheless a declining one as the resource depletes. Enhanced recovery methods are expected to have a significant impact on the supply. In due course high gas prices call forth supply from high cost deep layer reserves or from the large U.S. geopressurized methane deposits. Coal gasification makes a contribution to the gas supply mix, but at a level limited by competition from other gas sources and the alternative demands on the coal resource for liquefaction, electricity generation and steelmaking.

Figure 7: Electricity consumption is projected to increase with a growth rate lower than that observed in the past but, nevertheless, faster than that of any other secondary energy carrier. On the production side, fast breeders and advanced converter reactors, economical in their use of nuclear fuel, will appear in the market from about 1990 and begin to complement the already large fraction of existing converter reactors, mainly of the light water variety. Oil and gas fired power plants will disappear, while coal fired power plants, characterized by higher efficiencies and reduced environmental impact, for instance combined cycle plants with or without fluidized bed gas generators, will provide most of the electricity generated from fossil fuels. Towards the year 2020 MHD generators are

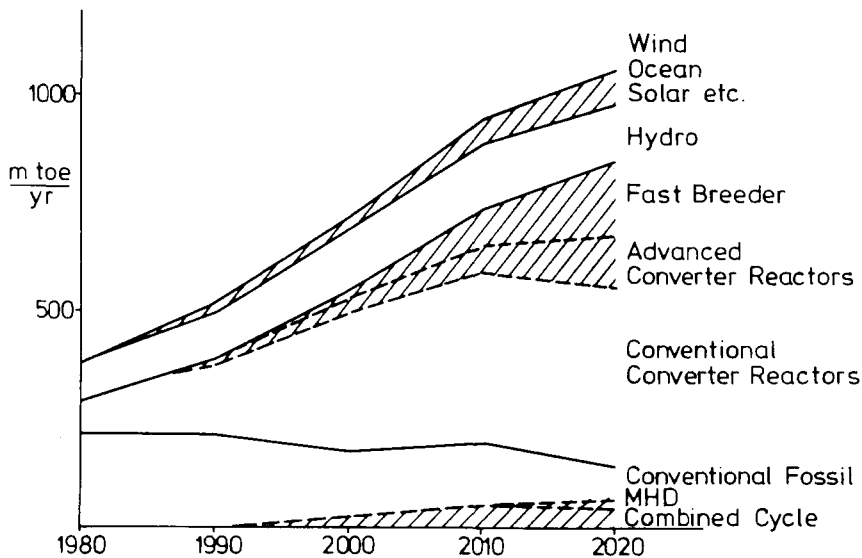


Figure 7. ELECTRICITY GENERATION

expected to be available. Hydropower plants, although making a significant contribution at present, can only marginally be further deployed. Other renewable systems, however, based upon wind power, wave energy, photovoltaic and thermal solar energy and geothermal energy show an initially small but increasing impact, especially after 2010. An increasing fraction of the electricity is produced in combined heat and power generating units such as utility owned coupled production plants and industry operated cogeneration units.

The selected scenario results are not intended to be forecasts. The results are dependent on the scenario input parameters with some technologies being more sensitive to the key parameters than others. Because of the inherent uncertainty involved in estimating future values of important parameters in the model, for instance world oil, coal and gas prices, technical and cost data of technologies which are not yet commercially available, an analysis has to be made of the sensitivity of the results to the input data. Only then will it become possible to assess the likely benefits of new technologies with sufficient confidence to make firm recommendations for R&D decisions. In the IEA project several sensitivity cases have been explored, but not all of the possible variations could be examined. This remains a subject of future work in our Phase III of the project.

5. The Technology Assessment

Let me now turn to the point, how to use the MARKAL scenario results for technology assessment.

The value of MARKAL as an analytic tool comes from its ability to examine the complex competition in the market between, for example, synthetic fuels and electricity; or between conservation technologies which reduce demand and te-

chnologies which increase supply. Interfuel substitution and new technology implementation can be studied at a detailed level and conclusions can be drawn on cost-benefit trade-offs.

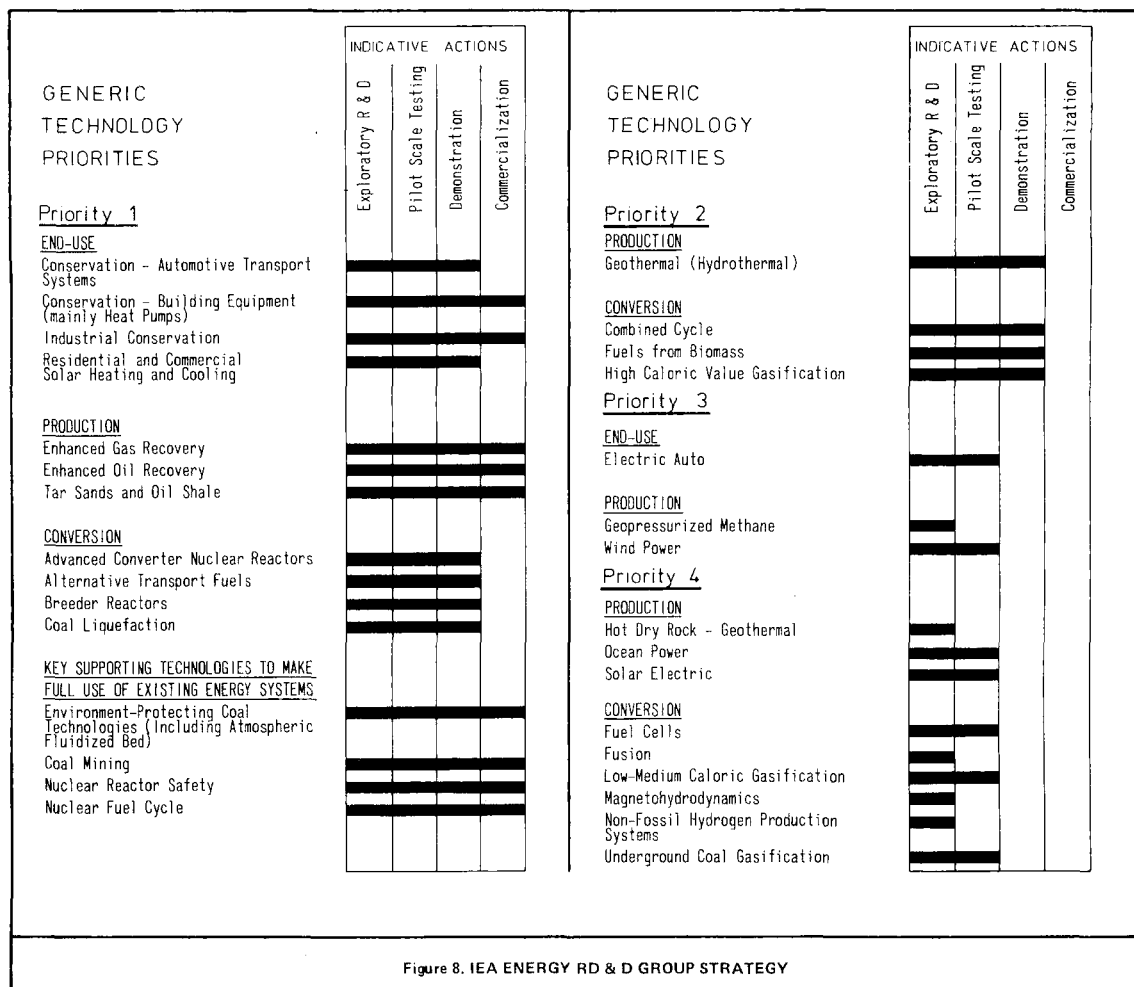


Figure 8. IEA ENERGY RD & D GROUP STRATEGY

It is of great importance, from the point of view of the R&D community, that this method can be used to estimate the relative potential of various new energy technologies and the impact of their accelerated implementation following upon increased D&D expenditure.

In this manner results of the analytic work with the MARKAL model together with other information have been used to support the development of a common IEA strategy for R&D planning (see Figure 8). The strategy places the new technologies of relevance to the IEA into four categories of priority and indicates the status of development and recommends future R&D actions. In the top category one has conservation technologies, solar heating and cooling, enhanced oil and gas recovery, oil shale and tar sands and advanced nuclear systems. These tech-

nologies are likely to provide the most effective substitutes for oil within the energy system. I will not attempt to comment here on each of the priority categories, but rather leave the further interpretation of the diagram to you.

V. SUMMARY

Let me finally summarize my outline of the energy policy in IEA countries.

1. The current energy situation of member countries is determined by reduced demand levels, a worldwide oil surplus, high stocks and as a result of that by slightly lowered oil price notations. The 1979 oil price escalation has not been "digested" by national economies; balance of payment deficits, economic growth losses, high inflation and unemployment rates are alarming signals.
2. In the short-term all efforts must be focused on stabilizing the oil supply system, fuel switching and conservation. Short cuts may be inevitable, if political troubles in OPEC countries force another marginal supply deficit on the world oil market. If stable economic conditions in OECD countries are going to be resumed after the current recession, OPEC may very well attempt to place another price jump on oil importing countries. The 1980 transition decade will be most difficult to manage with respect to balancing energy supply and demand and sustaining economic growth. Energy policies of IEA countries must be further strengthened in order to reduce the vulnerability.
4. In the longer-term new energy technologies offer the potential of reducing oil dependence significantly. The timely development of new energy technologies for commercial application however is both a lengthy and a costly process. By close coordination and collaboration unnecessary duplication can be avoided and resources can be pooled and used more effectively. To achieve these objectives, the IEA has embarked upon an energy R&D strategy and the establishment of cooperative R&D projects. The strategy indicates that IEA member countries should have conservation technologies, enhanced recovery of oil and gas, shale oil and tar extraction, coal liquefaction and gasification, new coal electric technologies with improved environment protecting devices, vigorous implementation of nuclear power systems, heat pumps, solar systems and many more new technologies, which are the subject of research and development today. If these technologies were developed and implemented during the next three decades, IEA countries could reduce oil imports significantly at acceptable costs to their economies.

