



BOLETIN OFICIAL
DE LAS CORTES GENERALES

CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

II LEGISLATURA

Serie E:
OTROS TEXTOS

14 de mayo de 1984

Núm. 42

INDICE

Núms.

Págs.

PLANES Y PROGRAMAS (PP)

PP 2-I	Plan Energético Nacional 1983	385
--------	-------------------------------------	-----

PLANES Y PROGRAMAS

PP 2-I

La Mesa de la Cámara, en su reunión del día de hoy, ha acordado trasladar a la Comisión de Industria, Obras Públicas y Servicios y publicar en el BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES, el Plan Energético Nacional de 1983, a efectos de lo establecido en el artículo 198 del Reglamento; asimismo, ha acordado que las propuestas de resolución que puedan presentarse al amparo del expresado precepto, serán debatidas ante el Pleno de la Cámara.

En ejecución de dicho acuerdo, se ordena la publicación de conformidad con lo dispuesto en el artículo 97 del Reglamento de la Cámara.

Palacio del Congreso de los Diputados, 9 de mayo de 1984.—P. D., El Secretario General del Congreso de los Diputados, **Luis María Cazorla Prieto**.

PLAN ENERGETICO NACIONAL DE 1983

«La tensión entre la sociedad y el individuo es inevitable. Los derechos compiten, tanto dentro del ámbito individual como social. No tiene ningún sentido que alguien pretenda, leyendo o escribiendo un libro gigantesco, llegar a una resolución de los objetivos contradictorios. Todo lo que yo trato de insistir aquí es que algún tipo de equilibrio racional entre fines y medios debe jugar un papel importante en nuestra comprensión de nosotros mismos y de nuestro papel en la sociedad.»

K. J. Arrow. Premio Nobel de Economía
«Los límites de la Organización»

INDICE

	<u>Páginas</u>
PARTE I. VISION GLOBAL DEL PLAN ENERGETICO	390
CAPITULO 1.º Las bases de la planificación energética en el período 1984-92.....	390
1.1. Necesidad de revisar el Plan Energético	390
1.2. La situación energética mundial y la respuesta de España en la última década.....	391
1.3. Objetivos fundamentales del PEN	394
1.4. Balances energéticos	396
1.5. La consecución de los objetivos del PEN 83	397
1.5.1. Vulnerabilidad del abastecimiento energético	397
1.5.2. Mejora en la eficiencia energética	399
1.5.3. Utilización óptima de recursos para satisfacer la demanda	399
1.6. Efectos macroeconómicos del PEN	400
1.6.1. Las inversiones del sector energético	400
1.6.2. Generación de empleo	402
1.6.3. Necesidades de divisas para la alternativa energética	402
1.7. El medio ambiente en la alternativa energética.....	405
1.8. Comparación del PEN 83 con el PEN 79 y con la propuesta de revisión de 1981	407
1.8.1. Previsiones sobre el consumo de energía final	407
1.8.2. Previsiones sobre el consumo de energía primaria	409
1.8.3. Previsiones sobre el parque de generación de energía eléctrica	409
1.9. Repercusión sobre la planificación de cambios en el entorno	411
1.9.1. Flexibilidad de la oferta de los distintos subsectores frente a una demanda mayor	411
1.9.2. Sobrecoste generado por una disminución de la demanda	412
1.9.3. Los riesgos en el subsector del gas	413
1.9.4. Seguimiento de la planificación energética	413
 PARTE II. UN ANALISIS DESAGREGADO DEL CONSUMO Y DE LA OFERTA ENERGETICA	 413
CAPITULO 2.º El consumo de energía	413
2.1. Introducción	413
2.2. Evolución tendencial del comportamiento histórico	415
2.3. De la demanda tendencial a la demanda objetivo	416
2.3.1. Objetivos de ahorro y conservación	416
2.3.2. Objetivos de sustitución	416
2.4. Análisis de la demanda objetivo	419
2.5. Programa de ahorro, conservación y sustitución	421

	<u>Páginas</u>
2.5.1. Ahorro y conservación	421
2.5.2. Sustitución	421
2.5.3. Financiación de las inversiones	422
2.5.4. Actuaciones en materia de normativa y reglamentación	422
2.5.5. Seguimiento del programa	423
CAPITULO 3.º La oferta de energía	423
3.1. Introducción	423
3.2. Sector eléctrico	424
3.2.1. El marco de la planificación del sector	424
3.2.2. Generación de energía eléctrica	424
3.2.3. Transporte energía eléctrica	432
3.2.4. Programa financiero de las empresas del sector eléctrico	432
3.2.5. La parada nuclear	435
3.2.6. Aprovisionamiento de combustible nuclear	435
3.3. Sector petróleo	435
3.3.1. Problemas pendientes del sector	435
3.3.2. Exploración-producción de hidrocarburos	436
3.3.3. Política de abastecimiento de crudos	437
3.3.4. Transporte de petróleo	437
3.3.5. El sector refino	438
3.3.5.1. La capacidad de destilación	438
3.3.5.2. La capacidad de conversión y la estructura de la demanda	438
3.4. Sector carbón	441
3.4.1. El marco de desarrollo del carbón nacional	441
3.4.2. La producción nacional de carbón en el periodo 1984-1992	444
3.4.3. El balance entre producción y consumo y la importación de carbón	445
3.4.4. Inversiones	445
3.5. Sector de gas natural	448
3.5.1. La participación del gas natural en el abastecimiento energético	448
3.5.2. La oferta y el objetivo de consumo de gas natural	448
3.5.3. Inversiones en transporte y distribución	449
3.5.4. Necesidades de subvención del sector gasista	449
3.6. Las energías renovables en un horizonte inmediato	452
3.6.1. Objetivos de una política de energías renovables	452
3.6.2. Ambito actual de la oferta de energías renovables en España	452
3.6.3. Mercados potenciales de las energías renovables	455

	<u>Páginas</u>
CAPITULO 4.º Bases para una política de precios energéticos	456
4.1. Introducción	456
4.2. Estructura y evolución de los precios de los productos derivados del petróleo	457
4.3. La evolución de las tarifas eléctricas y la modificación de su estructura	457
4.4. Estructura y precio medio del gas natural	458
4.5. Políticas de precios del carbón	458
PARTE III. POLITICAS GLOBALES DE RACIONALIZACION ENERGETICA	459
CAPITULO 5.º Investigación y desarrollo tecnológicos	459
5.1. La potenciación del esfuerzo de investigación en energía	459
5.2. Los objetivos de la investigación energética	459
5.3. Las líneas prioritarias del Plan de Investigación	460
CAPITULO 6.º Reformas institucionales en el sector energético	461
6.1. Introducción	461
6.2. La explotación integrada del sector eléctrico	462
6.2.1. La nueva sociedad para la optimización de la explotación del sistema eléctrico	462
6.2.2. Explotación del sistema, efectos técnicos y económicos	464
6.3. La integración vertical de las empresas del sector petróleo	464
6.4. Delimitación de las reglas de funcionamiento en el sector del gas	465
6.5. Una política nuclear explícita	466
6.6. La coordinación y promoción de la política de conservación y diversificación	467
6.7. Reestructuración de la Junta de Energía Nuclear	468
6.8. La financiación de la investigación	469

INDICE DE CUADROS

	<u>Páginas</u>
1.2-1. Los efectos de las dos crisis petroleras sobre la economía internacional	391
1.2-2. Segunda crisis del petróleo. Indicadores del cambio estructural	394
1.3-1. Indices de sobredimensionamiento	396
1.4-1. Objetivos de consumo de energía final	397
1.4-2. Consumos y producción nacional de energía primaria. Grado de autoabastecimiento	398
1.5-1. Objetivos de eficiencia energética	399
1.6-1. Inversión material en el sector energético	401
1.6-2. Inversiones energéticas en relación con la inversión total	402
1.6-3. Datos de empleo en explotación en las industrias energéticas básicas	403
1.6-4. Demanda de trabajo derivada de las inversiones del PEN 83: por tipos de demanda final e inducidas	404
1.6-5. Demanda de trabajo derivada de las inversiones del PEN 83: por sectores energéticos	404
1.6-6. Necesidades de divisas requeridas para la importación de energía primaria	405

1.7-1. Emisiones totales de SO ₂ y variación relativa con respecto al año 1982 en la generación de energía eléctrica	406
1.8-1. Crecimiento del consumo de energía final	408
1.8-2. Comparación del volumen de estructura del consumo de energía primaria	410
1.8-3. Previsión del parque de generación de electricidad	411
2.2-1. Previsión del consumo tendencial de energía final	415
2.2-2. Distribución sectorial del consumo energético	416
2.3-1. Objetivos de ahorro en relación con la demanda tendencial	417
2.3-2. Objetivos de ahorro distribuidos por energías	417
2.3-2. Objetivos de ahorro distribuidos por sectores	417
2.3-4. Estructura del consumo final energético óptimo para 1990	417
2.3-5. Obtención del consumo de energía objetivo (CO) a partir del tendencial	418
2.3-6. Objetivos de consumo de energía final	419
2.4-1. Evolución del índice de consumo de energía final por unidad del PIB	419
2.4-2. Evolución del índice de consumo de energía primaria por unidad del PIB	420
2.4-3. Elasticidad de la demanda de energía final en relación al PIB	420
2.4-4. Elasticidad de la demanda de energía eléctrica en relación al PIB	420
2.5-1. Inversiones de ahorro y conservación	422
3.2-1. Incremento anual previsto del equipo hidráulico	425
3.2-2. Nuevo equipo térmico para el período 1983-1992	426
3.2-3. Equipo generador instalado período 1983-1992	428
3.2-4. Producción de electricidad sistema servicio público peninsular	429
3.2-5. Producción de electricidad sistema servicio público peninsular	430
3.2-6. Funcionamiento anual de cada tipo de central. Incremento previsto de la demanda a partir de 1984: 3,3 por ciento	430
3.2-7. Funcionamiento anual de cada tipo de central. Incremento previsto de la demanda a partir de 1984: 4 por ciento	431
3.3-1. Evolución de la capacidad de destilación en Europa occidental	438
3.3-2. Demanda interna de los principales grupos de productos	440
3.3-3. Proyectos de conversión autorizados de las refinerías españolas	441
3.3-4. Balances de productos derivados del petróleo	442
3.3-5. Balances de productos derivados del petróleo	443
3.4-1. Reservas de carbón españolas	444
3.4-2. Previsiones de producción nacional	444
3.4-3. Previsión de consumo de carbón	446
3.4-4. Inversiones en minería	447
3.5-1. Oferta de gas natural	449
3.5-2. Previsiones de consumo de gas natural	450
3.5-3. Inversiones en el sector del gas	451
3.5-4. Relación entre ingresos y costes de subsector gas por tipos de mercados	451
3.6-1. Evaluación relativa de tecnologías que utilizan las energías renovables	453
3.6-2. Prioridad de aplicación de las energías renovables a los tres grandes sectores consumidores	455

GRAFICOS

	<u>Páginas</u>
1.2-1. Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB	392
1.2-2. Evolución del consumo de petróleo por unidad de PIB	393
1.3-1. Grado de autoabastecimiento energético	395

FIGURAS

6.1. Red actual de transporte eléctrico	463
-----------------------------------------------	-----

PARTE I

VISION GLOBAL DEL PLAN ENERGETICO

CAPITULO 1.º

Las bases de la planificación energética en el período 1984-92

1.1 Necesidad de revisar el Plan Energético

La presentación de un nuevo Plan Energético obedece no sólo al cumplimiento de anteriores mandatos legislativos, sino también a las siguientes consideraciones fundamentales:

— La elaboración por el Gobierno de un Plan Económico trienal (1984-86) que afecta necesariamente al programa energético, fuertemente interrelacionado con el primero.

— Un contexto energético mundial diferente al existente cuando se realizó el último Plan Energético.

— Una situación española muy alejada de las últimas previsiones energéticas.

— Una estructura económica insuficientemente adaptada a las nuevas realidades impuestas por la crisis.

En primer lugar, la reorientación de la economía española que pretende el Plan Económico trienal, afectará en forma significativa al sector energético, tanto a la demanda como a la oferta, aunque este último aspecto no acabará proyectándose más que a medio y largo plazo. La planificación energética tiene que contribuir y apoyar la nueva política dirigida a sanear la economía española, y en particular, procurar una mejora de nuestros desequilibrios de pagos exteriores, una utilización más racional de los medios financieros y una adecuación de las estructuras productivas a una mayor competitividad internacional.

En segundo lugar, el contexto energético mundial ha pasado de una situación de crisis a otra de mayor estabilidad, aunque ésta pudiera ser alterada por la evolución de los conflictos entre países. A pesar de la caída de la demanda energética en los últimos años, los precios de los productos energéticos y en particular del petróleo, se han estabilizado. La hipótesis más probable actualmente y que está sostenida por la mayoría de los organismos económicos internacionales, es el mantenimiento de los precios en términos reales a corto y a medio plazo y una posible subida de los mismos, según vaya produciéndose una aceleración en los ritmos de crecimiento de las distintas economías. La estabilidad de los precios a corto plazo y su tendencia al alza ante una reactivación, está obligando a todos los países a mantener estrategias dirigidas a incentivar el uso racional de la energía.

En tercer lugar, las previsiones energéticas elaboradas en 1982 se han alejado notablemente de la realidad. El consumo de energía primaria ha sido en 1983 del orden de un 8 por ciento inferior al previsto, la penetración del gas natural ha sido poco más de la mitad de la programada en el último PEN, y el consumo de electricidad inferior en un 7,7 por ciento. Estas diferencias se agudizarían aún más en años sucesivos, lo que obliga, aunque sólo fuera por este hecho, a revisar la planificación energética.

En cuarto lugar y más importante aún que las desviaciones en las estimaciones, son la inercia y la dificultad de la economía y del sector energético en particular, para adaptarse a las dos crisis energéticas y a la crisis financiera subsiguiente.

La insuficiente adaptación a las nuevas realidades, unida al hecho de que España es uno de los países más dependientes de las fuentes de energía importada (un 66 por ciento de la energía primaria consumida en 1982 fue importada, frente a menos del 41 por ciento para el total de la OCDE) configura una posición de debilidad estructural que habrá de pesar considerablemente de cara a cualquier proceso de reactivación que pueda acometerse en el futuro.

1.2 La situación energética mundial y la respuesta de España en la última década

El análisis del escenario internacional es básico para definir el marco de referencia de la política energética en España durante los próximos años, donde la dependencia exterior continuará siendo considerable y una fuente importante de limitaciones e incertidumbres. La situación actual del mercado energético está caracterizada por un exceso de oferta, tanto de petróleo como de carbón y de combustible nuclear, derivado del impacto económico mundial de los fuertes incrementos de precios producidos por las crisis de 1973 y 1979.

La brusca elevación de precios en el período 1973-74 triplicó la factura de las importaciones de petróleo de los países de la OCDE desde 39.000 millones de dólares hasta unos 120.000 en un solo año. El segundo aumento de precios entre 1979-80 volvió a incrementar la factura petrolífera alcanzando el valor de 308.000 millones de dólares en 1980. En ambas ocasiones se puso en marcha un proceso de fuerte desaceleración de la actividad económica, un notable reforzamiento de la tensión inflacionista, y la agudización del desequilibrio en las balanzas de pagos, junto con un fuerte incremento en los niveles de desempleo (cuadro 1.2-1).

La gravedad de la situación obligó a unos fuertes procesos de ajuste de las economías que dieron lugar al desarrollo de nuevos procesos productivos y formas de consumo, lo que ha conducido a una fuerte reducción de las necesidades energéticas, sobre todo petroleras, por unidad de PIB. Así, la relación entre la energía primaria por unidad de producto interior bruto para el conjunto de los países de la OCDE ha disminuido desde un índice de 100 en 1973 hasta 85 en 1982. El índice de petróleo consumido por unidad de PIB ha disminuido incluso más, desde un valor de 100 en 1973 hasta un valor de 72 en 1982. Como consecuencia de ello, la participación de petróleo en el consumo de energía ha pasado del 50 por ciento al 45 por ciento en dicho período.

Cuadro 1.2-1

LOS EFECTOS DE LAS DOS CRISIS PETROLERAS SOBRE LA ECONOMÍA INTERNACIONAL

	1973	1975	1977	1979	1981
PNB en términos reales (tasa de variación anual)					
7 principales países OCDE ...	6,2	-0,3	4,2	3,2	1,8
ESPAÑA	7,9	1,1	3,3	0,2	0,3
Precios al consumo (tasa de variación anual)					
7 principales países OCDE ...	7,5	10,9	8,1	9,3	10,0
ESPAÑA	11,4	16,9	24,5	15,7	14,6

1973 1975 1977 1979 1981

Evolución del paro (en porcentaje población activa)

7 principales países OCDE ...	3,4	5,5	5,4	5,0	6,5
ESPAÑA	2,5	3,7	5,2	8,5	14,0

Fuente: Perspectives économiques de l'OCDE. Julio 1983.

Estos resultados globales muestran la efectividad de la serie de acciones tomadas por la mayor parte de los países industrializados desde 1973, entre las que destacan:

- La racionalización en el uso de la energía, a través de una promoción muy activa de la conservación en todos los sectores consumidores, en muchos casos con elevados incentivos fiscales y financieros.

- La promoción del desarrollo y empleo de fuentes energéticas alternativas al petróleo.

- La adopción por todos los fabricantes de bienes de equipo, vehículos y elementos fuertemente consumidores de energía en general, de diseños notablemente más energético-eficientes.

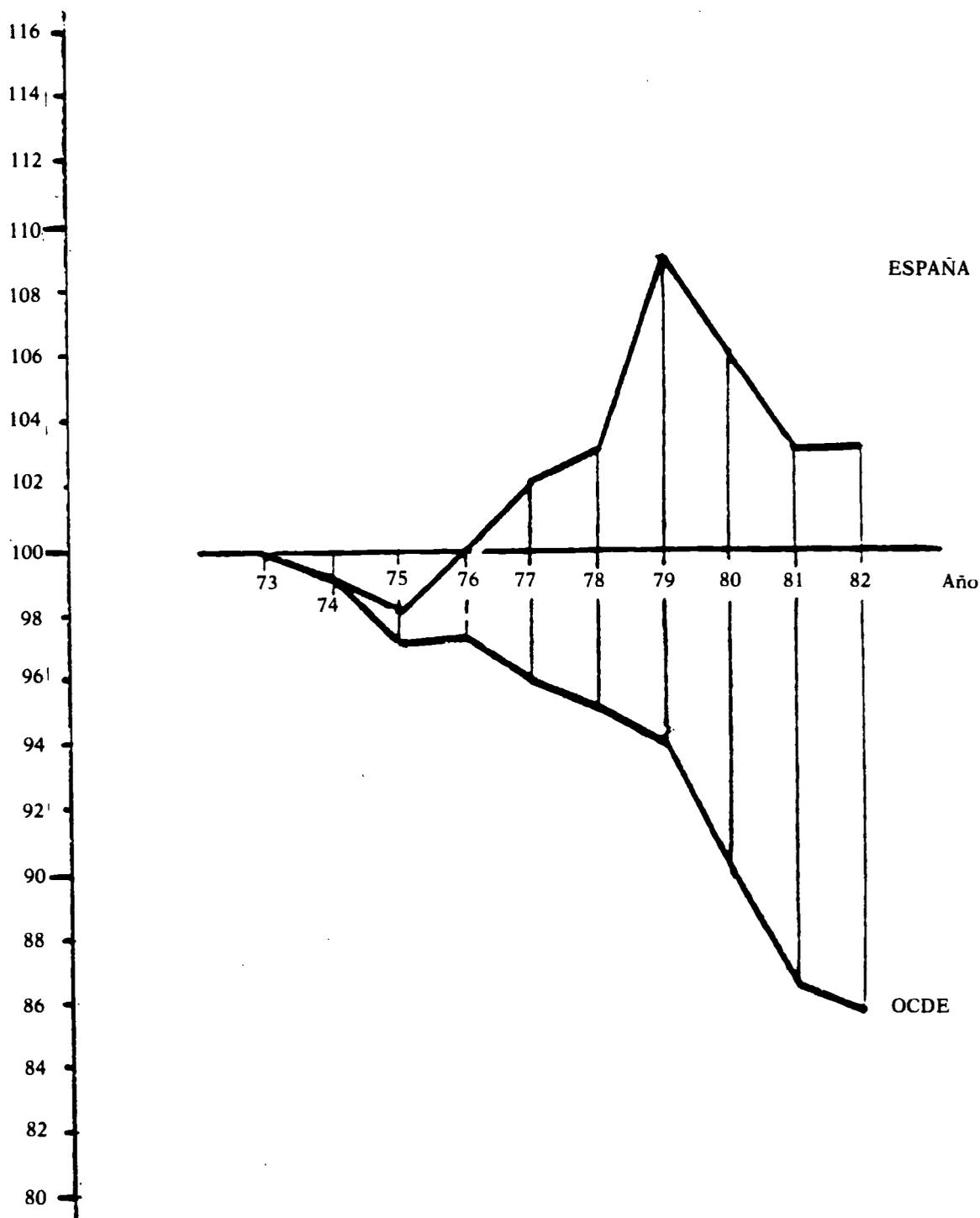
- Una política de precios interiores consistente en recoger plenamente las variaciones de los precios internacionales del petróleo, desde los primeros momentos de la crisis.

La economía española, en comparación con los países industrializados de la OCDE, ha mostrado una capacidad muy inferior de adaptación de su estructura ante el encarecimiento de la energía.

A raíz de la primera crisis, las autoridades económicas no trasladaron sobre los precios interiores la subida de los precios internacionales, practicando una política de subvención de precios en frontera, costosa para el presupuesto del Estado e ineficiente en la medida en que no incentivaba el ajuste del consumo. Esto se tradujo en que los consumos de energía por unidad de PIB continuaron creciendo hasta 1979. En los gráficos 1.2-1 y 1.2-2 se observa dicha tendencia, expresada en términos de energía primaria y de petróleo por unidad del PIB, respectivamente, y en ambos casos contrasta fuertemente con los descensos registrados en el resto del mundo industrializado. En el caso del petróleo, la tendencia creciente es menos marcada que en el de la energía primaria, por procesos realizados de sustitución entre fuentes de energía. Sin embargo, cabe señalar que en 1978 el consumo era un 21 por ciento superior al de 1973, frente a un descenso del 6 por ciento para los países de la CEE.

La segunda crisis del petróleo sorprendió a la economía española en el comienzo de una ligera recuperación. A lo largo de 1978 se manifestaron síntomas de reactivación económica, que fueron truncados por el nuevo encarecimiento de los crudos petrolíferos en 1979. Esta segunda crisis fue afrontada por las autoridades económicas con mayor realismo a partir de 1980, practicando una política de precios energéticos al consumidor que

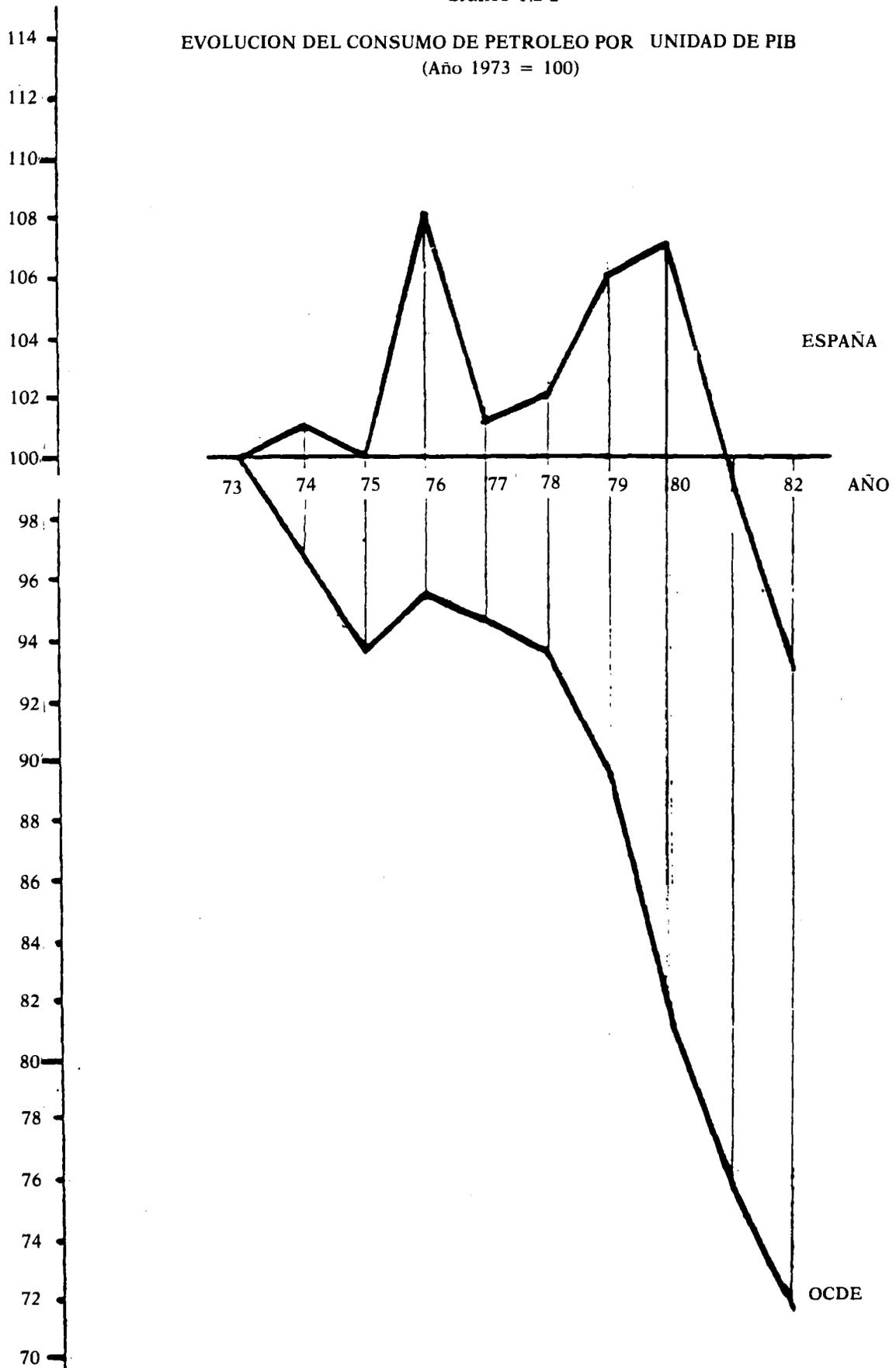
Gráfico 1.2-1
 EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB
 (Año 1973 = 100)



Fuentes: OCDE (Balances energéticos OCDE y Main Economic Indicators). ESPAÑA (Base de Datos Energéticos MIE y Contabilidad Nacional NE).

Nota: A fin de hacer homogénea la comparación se ha agregado al consumo interior de energía final en España el consumo de aviones extranjeros en nuestro país.

Gráfico 1.2-2



Fuentes: OCDE (Balances energéticos OCDE y Main Economic Indicators). ESPAÑA (Base de Datos Energéticos MIE y Contabilidad Nacional INE).

Nota: A fin de hacer homogénea la comparación se ha agregado al consumo interior de energía final en España el consumo de aviones extranjeros en nuestro país.

reflejaba más intensamente los niveles internacionales. No obstante, la economía española, en parte por el retraso en aplicar una política energética y en parte, también, por la escasa atención que ésta prestó a medidas de ahorro y conservación, mantuvo una evolución de los niveles de requerimientos de energía por unidad de PIB muy por encima de la media de OCDE, como se pone de manifiesto en el cuadro 1.2-2.

La planificación del sector energético español responde a la necesidad de reducir estas diferencias notables que existen entre la economía española y la de los países industrializados de la OCDE desde el punto de vista de racionalidad y eficiencia en la producción y consumo energéticos.

Actualmente, el panorama del mercado mundial de crudos está caracterizado por una estabilidad producida por la disminución de la demanda, aunque esta situación favorable no debe considerarse con carácter permanente. No obstante, dada la situación actual, pueden considerarse relativamente buenas las perspectivas respecto de las tendencias en el mercado energético en el próximo futuro. En los últimos meses se ha producido una amplia reducción de la inflación mundial, creándose un marco económico más estable en algunas grandes economías, que podría llevar a un mayor crecimiento de la actividad económica y de la producción industrial, y esto, a su vez, conducir a incrementos de la demanda energética. Sin embargo, análisis recientes indican que la mayor parte de la disminución experimentada en el consumo de petróleo (hasta dos terceras partes de la misma) no volverá a ser demandada en caso de recuperación económica, por deberse a cambios de las estructuras económicas y a mejoras permanentes de la eficiencia energética.

De cara a la planificación del sector energético español, el futuro probable del mercado mundial de crudos se han dividido en dos períodos. El primero, que seguirá caracterizándose por un sustancial exceso de oferta de crudo con la consiguiente estabilidad en los precios, durará en torno a tres o cuatro años. En el segundo se prevé un gradual acercamiento de la demanda a la oferta (a unos niveles de producción de la OPEP del orden de 25-30 millones bb/d) y esto podría volver a crear tensiones en los precios al comienzo de la próxima década.

No obstante, no puede olvidarse que una parte importante de la oferta de energía procede de áreas particularmente inestables, lo cual produce un elemento de incertidumbre importante en la presente planificación.

1.3. Objetivos fundamentales del PEN

La principal conclusión que puede extraerse de lo mencionado hasta ahora, es que, en parte por la política energética seguida y, en parte, también, por debilidades estructurales de la economía, nuestro país tiene un sector energético con una desfavorable posición relativa en comparación con los países industriales de la OCDE, que se concreta en tres problemas fundamentales:

Cuadro 1.2-2

SEGUNDA CRISIS DEL PETROLEO

INDICADORES DEL CAMBIO ESTRUCTURAL (Variaciones en el trienio desde 1978 a 1981)

	Total OCDE	ESPAÑA
	— %	— %
Variación del PIB real	6,1	1,3
Requerimientos de energía:		
Primaria total (EP)	- 3,2	1,6
Necesidades de petróleo	-15,0	-1,9
Importaciones de petróleo	-23,4	-2,4
Energía primaria consumida para producir una unidad de PIB	- 8,8	0,3
Petróleo consumido para producir una unidad de PIB	-20,0	-3,1

Fuentes: OCDE (Balances Energéticos OCDE y Main Economic Indicators). ESPAÑA (Base de Datos Energéticos MIE y Contabilidad Nacional, INE).

Nota: Se ha agregado al consumo interior de energía final en España el consumo de aviones extranjeros a fin de hacer homogénea la comparación con la OCDE cuyos datos, obtenidos de los balances de la OCDE, incluyen dicho consumo.

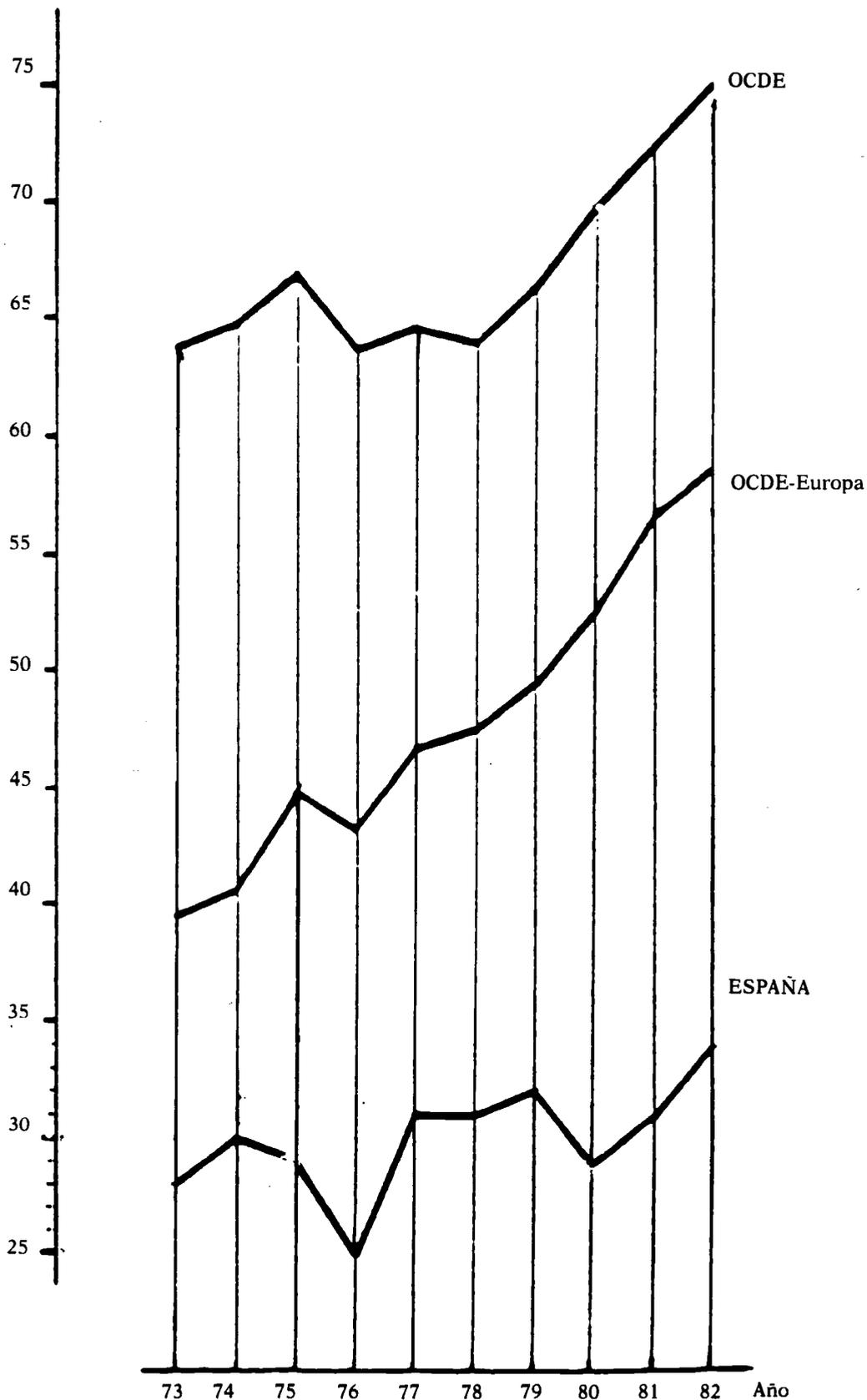
— Un crecimiento excesivo a lo largo de la década anterior del consumo de petróleo y del total de energía primaria en relación al PIB. España es uno de los pocos países industrializados que actualmente consume más energía por unidad de PIB que en 1973. La deficiencia política de precios energéticos y la ausencia de medidas efectivas de ahorro contribuyen a explicar este hecho, tal como se ha indicado en el epígrafe anterior.

— Unos niveles escasos de producción energética nacional y, por tanto, una fuerte dependencia de las importaciones, con la consiguiente vulnerabilidad en el abastecimiento energético (gráfico 1.3-1). Estas importaciones están constituidas casi exclusivamente por petróleo, siendo el principal elemento de desequilibrio de la balanza comercial.

— Una sobrecapacidad de producción significativa en los subsectores de refino de petróleo, generación de electricidad y regasificación, encontrándose además varios proyectos en fase de construcción adelantada. Como se verá más adelante, en caso de no programar cuidadosamente las inversiones en curso y pendientes, replanteando la viabilidad de proyectos que ya disponían de autorización, se incurriría en un desequilibrio grave entre oferta y demanda. En el cuadro 1.3-1 se especifican algunos indicadores del mencionado sobredimensionamiento.

Gráfico 1.3-1

GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO ENERGÉTICO
(Producción Nacional/Consumo Energía Primaria)



Fuentes: OCDE (Balances Energéticos OCDE). España (Base de Datos Energéticos MIE).
Nota: Incluye el consumo de aviones extranjeros.

Cuadro 1.3-1

INDICES DE SOBREDIMENSIONAMIENTO

	1982		
SECTOR REFINO			
— Capacidad de Refino (Mtep).....	74		
— Consumo Interior Bruto de Petróleo (Mtep)	45		
— Grado de utilización (%).....	64		
SECTOR GAS			
— Capacidad regasificación (10 ⁹ termias)	80		
— Consumo (10 ⁹ termias)	22		
— Grado de utilización (%).....	27		
SECTOR ELECTRICO			
— Grado de utilización de las centrales (1):			
	Porcentaje		
	1982 (2)	1987 (3)	1990 (3)
Nuclear	98	95	95
Lignito pardo	91	85	85
Lignito negro	99	60	60
Hulla y antracita nacional	81	18	50
Carbón importación	—(4)	—	9
Fuel-oil y gas	48	6	6

(1) Relación entre las horas de funcionamiento reales y las máximas prácticamente admitidas en cada tipo de central.

(2) Datos reales en base a la estadística eléctrica.

(3) Grado de utilización para cubrir la demanda prevista por el presente Plan en los años 1987 y 1990, respectivamente, con el equipo generador contenido en el PEN 81 para dichos años.

(4) No existía capacidad instalada.

Los objetivos del presente Plan Energético están centrados en la corrección de estos tres problemas fundamentales del sector, asegurando el abastecimiento energético en condiciones óptimas, es decir, la oferta energética requerida por la evolución prevista de la economía española y con un mínimo coste. Para resolver los tres problemas señalados, los objetivos que se plantea el PEN 83 son los siguientes:

— Reducir la vulnerabilidad del abastecimiento energético español.

— Mejorar la eficiencia energética en los sectores consumidores y transformadores de energía, impulsando el ahorro y conservación.

— Utilizar óptimamente los recursos para satisfacer la demanda. Este objetivo se manifiesta en dos vertientes fundamentales: absorber el exceso de capacidad existente en el sector energético y sanear financieramente a las empresas de este sector.

El Gobierno, consciente de que no es posible elegir una alternativa que maximice simultáneamente todos los objetivos y a la vez sea coherente con las metas de política económica, quiere que la alternativa energética del período 1984-92 sea analizada y presentada a la sociedad de tal manera que se haga explícita en todo momento la forma en que se armonizan los distintos objetivos en conflicto. Para ello, tras analizar los condicionantes anteriormente mencionados, se presenta el resultado de su integración en los objetivos básicos del Plan Energético. En este Plan no sólo se aporta una alternativa para el período 1984-92, sino que se incluyen medidas y acciones que tratan de asegurar el cumplimiento de la misma.

Estos objetivos deben poder lograrse permitiendo una mejora en los niveles de vida del sector doméstico y un consumo energético creciente en los servicios, atemperados ambos por la utilización de bienes y servicios más eficientes desde un punto de vista energético. En el sector industrial, por el contrario, será necesario orientar el proceso de reindustrialización en marcha, hacia actividades menos consumidoras de energía, en las que la mayor incorporación de valor añadido y tecnología les permita obtener productos competitivos en que basar un mayor crecimiento económico con el menor consumo energético posible.

Todo lo anterior requerirá actuaciones en áreas muy diversas como vivienda, transporte e incluso ocio, de tal forma que la política energética debe entenderse como una política global del Gobierno, sea local, autonómico o central.

1.4. Balances energéticos

Energía final

En el capítulo segundo se describe en detalle el conjunto de procedimientos seguidos para establecer los niveles de consumo de energía final que constituyen los objetivos de este Plan, para el período 1984-92. En base a un análisis de búsqueda de equilibrio entre oferta y demanda energética y de incorporación de las posibilidades que ofrecen los programas de ahorro y conservación, así como de sustitución entre tipos de energía, se han fijado unos objetivos de consumo de energía final que aparecen en el cuadro 1.4-1.

Como se observa en dicho cuadro, al comparar la estructura del consumo de energía final en 1982 con la planificada para 1992, las características fundamentales son las siguientes: en primer lugar, los productos derivados del petróleo sufren un descenso considerable en su participación, 69,3 por ciento, llegando a representar el 63,7 por ciento en el año final. Por el contrario, el gas natural y la electricidad experimentan aumentos cuantitativos similares, que son relativamente muy elevados en el caso del gas, que casi triplica su participación. Por último, el carbón mantiene una proporción constante respecto al total, 12,5 por ciento.

OBJETIVOS DE CONSUMO DE ENERGÍA FINAL
(Millones de tec)

	1982	%	1986	%	1990	%	1992	%
Carbón	8,74	12,5	8,91	11,7	10,50	12,4	11,00	12,5
Gas natural	1,54	2,2	3,17	4,1	5,31	6,3	5,48	6,2
Electricidad	11,18	16	12,84	16,8	14,56	17,2	15,50	17,6
Productos petrolíferos	48,28	69,3	51,50	67,4	54,18	64,1	56,02	63,7
Total	69,74	100	76,42	100	84,55	100	88,00	100

Energía primaria

En el capítulo tercero se estudian las condiciones de oferta de los distintos subsectores energéticos. A partir de una política de precios que permite que estos cubran los costes medios de producción y de una programación adecuada de las inversiones, de manera que tiendan a disminuir los fuertes excesos de capacidad, tanto en la generación de electricidad como en refino de petróleo, se ha estimado la evolución temporal del consumo y de la producción de energía primaria hasta 1992, que recoge el cuadro 1.4-2.

En este cuadro se observa que la energía hidráulica aumentará su participación como consecuencia de una política dirigida a fomentar este recurso energético renovable. El consumo de carbón, aunque aumentará globalmente un 26 por ciento en el decenio, mantendrá prácticamente constante su participación relativa en el total de energía primaria. El gas natural muestra en el cuadro una creciente penetración para lo cual se prevé la creación de la infraestructura adecuada.

En el mismo cuadro también aparece la producción nacional de energía primaria, las importaciones netas requeridas y el grado de autoabastecimiento resultante, que aumentará a lo largo del periodo, pero principalmente al comienzo del mismo, entre los años 1982 y 1986. Esto será debido en gran parte al fuerte incremento que experimentará la proporción de la energía nuclear* en el total de la energía primaria, pasando del 2,8 por ciento en 1982 al 11 por ciento diez años más tarde, produciéndose la mayor parte de este aumento antes de 1986.

Por último, las importaciones de petróleo muestran un decrecimiento en los primeros años del decenio y una recuperación paulatina posterior, a medida que la situación económica se reanime y continúe el crecimiento del parque de vehículos. No obstante, se espera que experimente una drástica reducción de su participación en la

generación de energía eléctrica, disminuyendo del 16,2 por ciento en 1982 al 2 por ciento diez años más tarde.

1.5. La consecución de los objetivos del PEN 83

Una vez presentados los balances de energía previstos hasta el año 1992, se indica a continuación en qué medida la presente planificación energética aborda los objetivos básicos que se mencionaron en el epígrafe 1.3.

1.5.1. Vulnerabilidad del abastecimiento energético

La necesidad de reducir la incertidumbre que lleva asociada la fuerte dependencia energética española respecto del exterior, se manifiesta en los balances diseñados. En primer lugar, se incrementan las energías con mayor componente nacional (hidráulica, carbón y nuclear) en el abastecimiento de energía primaria. En 1992, dichas energías representarán el 48,3 por ciento del total, frente al 37,2 por ciento, en 1982.

En segundo lugar, el incremento de consumo de gas natural también responde al principio de reducción de vulnerabilidad en la medida en que contribuye a diversificar el suministro energético. Es claro que la participación de un 4,6 por ciento en el consumo de energía primaria en 1992 no es un objetivo muy ambicioso, pero hay que tener presente que una cuota mayor sólo es posible aumentando mucho las inversiones de transporte y distribución. El objetivo del 4,6 por ciento es un compromiso equilibrado entre las ventajas derivadas de la diversificación y la necesidad de complementar —como luego se analizará— la financiación privada, vía precios, de los costes de abastecimiento con financiación pública.

Desde un punto de vista cualitativo, la forma en que se prevé la política de adquisición de crudos también contribuye de forma favorable a la reducción de la vulnerabilidad. La política de importación de crudos que se propone está basada en un aumento de la diversificación de orígenes en la adquisición del porcentaje que representa la cuota del Estado. El resto de la importación, realizada

* Para calcular el grado de autoabastecimiento se ha seguido, al igual que en planificaciones anteriores, el criterio de la Agencia Internacional de la Energía, de considerar como nacional toda la producción nuclear.

Cuadro 1.4-2

CONSUMO Y PRODUCCION NACIONAL DE ENERGIA PRIMARIA
Grado de autoabastecimiento

Consumo	1982		1986		1990		1992	
	M tec	%						
Carbón	27,05	25,9	29,54	25,4	31,52	24,3	34,16	25,2
Petróleo	62,43	59,6	57,98	49,9	61,56	47,6	63,89	47,1
Gas natural	3,38	3,1	4,10	3,6	6,33	4,9	6,33	4,6
Hidráulica	8,89	8,6	12,96	11,1	14,79	11,4	15,31	11,3
Nuclear	2,94	2,8	11,55	10,0	15,22	11,8	15,96	11,8
Total	104,69	100,0	116,13	100,0	129,42	100,0	135,65	100,0
Producción nacional (Mtec)								
Carbón	20,41		21,40		23,90		24,80	
Petróleo	2,19		2,70		2,80		3,60	
Gas natural	0,07		0,25		1,83		1,83	
Hidráulica	9,71		12,96		14,79		15,31	
Nuclear	3,23		11,85		15,52		16,26	
Total	35,61		49,16		58,85		61,80	
Importaciones netas (Mtec)								
Carbón	6,64		8,14		7,62		9,36	
Petróleo	60,24		55,28		58,75		60,29	
Gas natural	3,31		3,85		4,50		4,50	
Hidráulica	(0,82)		—		—		—	
Nuclear	(0,29)		(0,30)		(0,30)		(0,30)	
Total	69,08		66,97		70,58		73,85	
Autoabastecimiento (%)								
Carbón	75,5		72,4		75,8		72,6	
Petróleo	3,5		4,6		4,6		5,6	
Gas natural	2,1		6,1		28,9		28,9	
Hidráulica	109,2		100,0		100,0		100,0	
Nuclear	109,9		102,6		102,0		101,9	
Total	34,0		42,33		45,4		45,6	

directamente por las refineras, se repartirá entre los contratos a plazo y el mercado spot, de forma que se alcance un equilibrio entre la cobertura del riesgo y la rentabilidad.

También contribuirá de manera importante a la reducción de la vulnerabilidad exterior, la aplicación del crite-

rio, contenido en este PEN, de no trasladar a los precios interiores posibles bajadas coyunturales de los precios del petróleo. En el momento actual, la relativa estabilidad que se observa en los precios de los crudos se debe en gran parte a la contención de la demanda mundial, y cabe esperar un alza en dichos precios cuando la coyun-

tura internacional se reactive. El trasladar internamente disminuciones provisionales de precios puede traducirse en la no adopción por las empresas de procesos productivos menos intensivos en energía y, en general, en un estímulo de la demanda difícilmente reajutable cuando los precios vuelvan a su tendencia permanente. En este sentido, la política de precios rígidos ante bajadas coyunturales reduce la vulnerabilidad exterior.

1.5.2. Mejora en la eficiencia energética

En el capítulo 2.º se analizará en qué medida los objetivos establecidos por el PEN 83 sobre el consumo de energía final, implican un comportamiento de los consumidores tendente a aumentar la eficiencia energética. Los programas de ahorro y conservación energética son un aspecto fundamental de la presente versión del PEN, cuantificándose la capacidad de ahorro en torno a los diez millones de tec en 1992. Son diversos los instrumentos previstos para estas funciones, aunque pueden agruparse en tres bloques: en primer lugar, la política de precios, tendente a que los precios reflejen los costes de abastecimiento; en segundo lugar, una serie de incentivos financieros (subvenciones, créditos privilegiados, créditos adaptados al proceso de generación de ahorro, etcétera), y finalmente, una serie de reformas institucionales importantes. El conjunto de reformas propuestas se describen en el capítulo 6.º, entre las que cabe destacar la creación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, así como la reforma de la Junta de Energía Nuclear.

El objetivo sobre mejora de la eficiencia energética se ha cuantificado en la reducción del 7,7 por ciento en el consumo de energía final por unidad de PIB, entre 1982 y 1992 (cuadro 1.5-1). Esta reducción tendrá lugar fundamentalmente en los productos derivados del petróleo, reflejando, por un lado, la mayor eficiencia en su utilización y, por otro, los efectos de una política de sustitución de los combustibles petrolíferos por gas natural para aumentar la diversificación energética. Tal como se observa en el mismo cuadro, los objetivos de consumo de energía primaria por unidad de PIB son más modestos (descenso de 5,6 puntos porcentuales entre 1982 y 1992). Esto es debido a que los mayores logros en la política de ahorro se darán en el consumo de productos petrolíferos, cuya repercusión porcentual sobre la energía primaria es menor.

1.5.3. Utilización óptima de recursos para satisfacer la demanda

Tal como se señaló en el epígrafe 1.3, uno de los objetivos principales del PEN 83 consiste en alcanzar un nivel de oferta energética que satisfaga la demanda nacional, pero con unas condiciones de costes adecuadas, es decir, una absorción mínima de recursos materiales y financieros. La absorción de un volumen excesivo de recursos,

además de perjudicar a otros posibles sectores utilizados de los mismos, puede conducir a niveles altos de infrautilización de capacidad.

Este objetivo tiene una doble vertiente: la absorción del exceso de capacidad en el conjunto del sector energético y la adecuación de la estructura financiera de las empresas del sector.

Cuadro 1.5-1

OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGETICA

Indice de Consumo de Energía final por unidad de PIB (Base 100: 1975)

	1982	1992
Carbón	137	126
Electricidad	122	122
Gas natural	156	412
Productos derivados de petróleo	96	82
Total	104	96

Indice de Consumo de Energía final por unidad de PIB (Base 100: 1975)

	1982	1992
Hidráulica	86	107
Nuclear	112	442
Carbón	161	149
Gas natural	172	234
Petróleo	93	71
Total	106	100

Absorción del exceso de capacidad

Esta reducción es uno de los problemas más importantes que este Plan pretende resolver. Para ello se prevé realizar básicamente dos tipos de acciones a lo largo del período 1984-92: por un lado, aminorar el ritmo de las inversiones energéticas, ajustándolas a las previsiones de la demanda; por otro lado, utilizar una política de precios en los sectores transformadores de energía primaria basada en el coste mínimo de abastecimiento.

En el caso del sector eléctrico, el exceso de capacidad previsto se absorberá mediante la reducción del volumen de inversiones. Esta reducción se podrá apreciar a partir de 1984, en que las inversiones previstas son un tercio

menores que las de 1983 (*). Las nuevas inversiones a lo largo del decenio van destinadas a la constitución de un parque para la generación de electricidad en la Península formado por los siguientes grupos:

— Un nuevo parque de centrales térmicas convencionales, con seis grupos de carbón nacional y dos grupos de carbón de importación, ambos en proceso de construcción, así como 750 MW instalados en centrales transformadas de fuel-oil a carbón.

— Un parque nuclear previsiblemente formado por los cinco siguientes grupos adicionales a los tres de la primera generación: Almaraz I y II, Ascó I y II, y Cofrentes. Se prevé la entrada en la red de otros dos grupos nucleares, uno en 1988 y otro en 1990.

— Un parque de nuevas centrales hidráulicas, cuyo total de potencia a instalar en el decenio es de 6.468 MW.

Esta planificación de la estructura de oferta representa una desaceleración del proceso inversor en el sector eléctrico en relación a los años pasados, necesaria para corregir el exceso de capacidad del sector y ajustar la oferta a una crecimiento de la demanda que se ha estimado en una tasa media del 3,3 por ciento anual desde 1984 a 1992. Como se comentará más adelante, este parque permite abastecer crecimientos de la demanda que pueden llegar a alcanzar una media de 4,7 por ciento hasta el año 1989.

En el sector del petróleo existe un exceso de capacidad de tratamiento próximo a 20 millones de Tm en el sector de refino, sin que se contemple de inmediato ninguna nueva inversión en unidades de conversión, en tanto no se defina un nuevo régimen de comercio exterior para productos derivados del petróleo que armonice, dentro de la normativa comunitaria, la protección del sector refino a corto plazo con la liberalización necesaria a medio plazo del comercio de estos productos.

No obstante, en la fase de conversión, existe actualmente un número elevado de proyectos de nuevas unidades emprendidos por las refinerías españolas, que están en un estado avanzado de construcción. Estas nuevas unidades, cuando estén operando, tendrán una capacidad de conversión de 15,5 millones de toneladas por año. Como se verá en el capítulo 3.º, esta nueva capacidad no está bien adaptada a la estructura de la demanda nacional y parece oportuno realizar la capacidad de las refinerías para acudir al mercado internacional con niveles menores de protección antes de acometer nuevas inversiones.

Financiación de las empresas energéticas

La adecuación de la estructura financiera de las empresas energéticas durante el período del PEN 83 se llevará a cabo mediante las tres acciones siguientes:

— Adaptación de las inversiones al desarrollo previsible de la demanda energética, tal como ya se ha mencionado.

— Utilización de políticas de precios que tiendan a la autofinanciación sectorial. Tal como se verá en el capítulo 4.º, el logro de estos objetivos es posible a medio plazo, mediante una evolución de los precios energéticos medios, consistente en un crecimiento a ritmos semejantes a la tasa de inflación de la economía, suponiendo constantes los precios internacionales de materias primas energéticas.

— Reforma de los mecanismos institucionales que determinan la transferencia interna de ingresos entre las distintas empresas de cada subsector energético, de forma que todas ellas puedan alcanzar dicha autofinanciación si su estructura productiva es la adecuada.

Este conjunto de acciones permitirá que en los próximos años, las empresas energéticas tengan unos costes que reflejen el servicio que prestan a la sociedad, habiéndose suprimido los sobrecostes derivados de problemas financieros y de exceso de capacidad del sector.

1.6. Efectos macroeconómicos del PEN

De cara a analizar los efectos que sobre el nivel de actividad económica puede tener el PEN, se consideran a continuación una serie de aspectos particularmente relevantes desde el punto de vista de la actual política macroeconómica. Los efectos analizados se refieren, en primer lugar, al volumen de inversión asociada al PEN; en segundo lugar, a su repercusión sobre el nivel de empleo, y en tercer lugar, a la incidencia sobre las necesidades de divisas.

1.6.1. Las inversiones del sector energético

En el cuadro 1.6-1 se describen las inversiones materiales previstas en el presente PEN hasta el año 1992. Las cifras aparecen especificadas anualmente hasta 1986, y a partir de entonces se expresan acumuladas por trienios. El mismo cuadro permite realizar una comparación en términos reales, de las inversiones del trienio 1981 a 1983 con las del siguiente, observándose una reducción del 27,7 por ciento, que se debe fundamentalmente a la absorción del exceso de capacidad en los sectores eléctrico y de refino.

No obstante, existen áreas donde la inversión se mantiene, como en el sector del carbón, y otras donde crece sensiblemente como son los casos de las centrales hidráulicas y de los programas de ahorro y conservación, reflejando las directrices del PEN 83 de aumentar la utilización de recursos energéticos nacionales y de llevar a cabo una política efectiva de ahorro y conservación.

Como puede fácilmente observarse, la reducción de las inversiones descansa principalmente sobre el sector eléctrico, representando el trienio 84-86 un descenso del 49 por ciento frente al anterior.

(*) Las inversiones previstas se describen en el epígrafe 1.5.

Cuadro 1.6-1

INVERSION MATERIAL EN EL SECTOR ENERGETICO

(Millones de pesetas 1982)

	Media del Trienio 81/83	1984	1985	1986	Trienio 84/86	Trienio* 87/89	Trienio* 90/92
CARBON	25.320	20.600	21.100	25.300	69.000	60.400	49.300
COMBUSTIBLE NUCLEAR	3.542	1.607	446	1.964	4.017	3.537	4.017
<u>PETROLIO</u>							
Refino	46.513	27.715	21.315	12.150	61.180		
Distribución y Comercialización ..	61.390	17.600	17.720	18.370	53.690		
Exploración y Producción		40.800	53.800	54.700	149.300	61.200	
SUBTOTAL	107.903	86.115	92.835	85.220	264.170		
<u>GAS NATURAL</u>							
Transporte	6.174	5.876	9.718	7.006	22.600	1.600	
Distribución	6.719	8.995	10.826	13.490	33.311	14.744	
SUBTOTAL	12.893	14.871	20.544	20.496	55.911		
<u>ELECTRICIDAD</u>							
GENERACION:							
-Hidráulica.....	19.251	32.290	35.650	53.000	120.940	254.780	82.000
-Carbón	15.240	37.217	6.942	-	44.159	-	-
-Transformación a Carbón	1.300	-	-	-	-	21.750	24.419
-Nuclear	142.340	50.589	38.348	37.916	126.053	28.217	-
Transporte y Distribución	77.153	71.580	68.160	66.000	205.740	177.480	148.950
SUBTOTAL	325.284	191.676	149.100	156.916	497.692		
<u>CONSERVACION, AHORRO Y DIVERSIFICACION</u>							
Industria		16.400	37.800	55.800	110.000	67.600	61.750
Resto		5.000	11.000	14.000	30.000	65.000	10.500
SUBTOTAL	4.219	21.400	48.800	69.800	140.000	132.600	72.250
INVESTIGACION Y DESARROLLO	8.960	10.714	12.000	13.439	36.163	50.791	71.359
TOTAL SECTOR ENERGETICO	488.120	346.983	346.825	373.135	1.066.943		

* A estas inversiones habrán de sumarse las que sea necesario realizar en instalaciones que entren en explotación después de 1992.

En exploración de crudo se han tenido en cuenta las inversiones de Eniensa, Hispanoil y las de las sociedades privadas. En el trienio 87-89 sólo se incluyen las inversiones de los dos primeros años. La falta de cifras para el período 89-92 se debe a que estas inversiones no están suficientemente definidas todavía, pero esto no significa ninguna decisión de reducirlas en esos cuatro años.

En el caso del gas, las inversiones en transporte están definidas hasta 1987, fecha en que acaban prácticamente las construcciones en curso. En electricidad, las inversiones en generación incluyen sólo las partidas correspondientes a las centrales que entrarán en explotación en el período 1984-92 y que se describirán en el capítulo tercero.

En hidráulica, la mayor inversión se realiza en el período 87-89 para que las centrales estén en funcionamiento a partir de 1990. Dadas las inercias en la construcción de este tipo de centrales y el exceso de capacidad en el sector a corto y medio plazo, el impulso de estas construcciones no se materializa hasta 1987. El declive de los tres últimos años no se debe a una discontinuidad en el proceso de construcción de centrales hidráulicas, sino a que no se contemplan las inversiones que se realicen en instalaciones que entren en explotación después del año 1992.

En centrales de carbón se han considerado las de Soto de Ribera III, Narcea III, la Robla II, Almería I, Guardo II, Compostilla V, Aboño II y los Barrios I. Todas ellas estaban previstas con anterioridad y en avanzado estado de desarrollo, entrando en funcionamiento en 1984 y 1985.

No se incluyen las inversiones en centrales de carbón nuevas o transformadas que podrían instalarse a partir de 1987, si en próximas revisiones del PEN se estimara que la demanda de energía eléctrica iba a crecer al 4 por ciento anual acumulativo durante el período del PEN.

En nucleares se incluyen los grupos de Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes y dos adicionales. En estos dos grupos se ha considerado un desglose temporal teórico de inversiones en la hipótesis de entrada en funcionamiento en 1988 y en 1990, respectivamente.

Finalmente, en el Cuadro 1.6-2 se comparan las inversiones energéticas con la formación interior bruta de capital fijo. En él se refleja el descenso del peso relativo de las inversiones energéticas en la economía nacional, que se debe, en parte, a la disminución de esas inversiones y, en parte también, al crecimiento del volumen de capital fijo a partir de 1984.

Cuadro 1.6-2

INVERSIONES ENERGETICAS EN RELACION CON LA INVERSION TOTAL

	Trienio 1981-1983	Trienio 1984-1986
(1) Formación bruta de capital fijo (10 ¹² pesetas 82)	11,2	12,5*
(2) Inversiones energéticas (10 ¹² pesetas 82)	1,5	1,1
(2)/(1)	13,4 %	8,8 %

* Previsión contenida en el Plan Economico 1984-86.

1.6.2. Generación de empleo

El impacto del cumplimiento del PEN sobre el empleo va a ser analizado desde una doble perspectiva: en primer lugar, estudiando la generación de nuevos puestos de trabajo con carácter fijo y permanente, para llevar a cabo la explotación de una planta industrial una vez terminada la fase de inversión. En segundo lugar, el empleo reducido durante el proceso de inversión, que en el sector energético tiene gran incidencia dado el largo período de maduración de las inversiones y el alto volumen de las mismas.

A) Empleo permanente en la explotación

El cuadro 1.6-3 recoge la previsión de las variaciones totales de empleo en explotación, en cada sector, para el período 82-92.

Comparando el aumento de empleo con la inversión requerida y el incremento en la energía final obtenida al final del período, se deducen dos características específicas de las industrias energéticas: su altísima intensidad en capital y su elevada facturación por persona.

Siendo muy reducidas las posibilidades reales de sustitución entre capital y trabajo dentro de cada sector energético, sin embargo son importantes las diferencias entre los valores que la intensidad de capital toma en las distintas actividades energéticas. Esta circunstancia, junto a la posibilidad de intercambiar energías primarias y de sustituir importaciones, ofrecen el abanico de posibilidades donde situar una opción concreta con más o menos contenido de empleo.

La alternativa elegida en la presente planificación tie-

ne una alta capacidad para generar empleo por las siguientes razones:

— Crece el peso de las actividades más generadoras de empleo: sector del carbón, gas, ahorro y conservación de la energía, investigación y desarrollo.

— Se sustituyen importaciones por producción nacional.

— Los cambios introducidos en el programa nuclear liberarán importantes recursos financieros nacionales y extranjeros que de otra forma habrían quedado inmovilizados con una incidencia mínima sobre el empleo en relación a la que se obtendrá si se utilizan en actividades menos intensivas en capital y más exportaciones. Téngase en cuenta que del coste de una central nuclear solamente un poco más del 50 por ciento es inversión material generadora de empleo.

B) Empleo generado por las inversiones durante el período de construcción.

El análisis del efecto generador de empleo de las inversiones energéticas sobre los sectores industriales se ha realizado considerando solamente las actividades más directa e intensamente afectadas por el proceso inversor.

Los cuadros 1.6-4 y 1.6-5 indican el número de puestos de trabajo anuales precisos para llevar a cabo la inversión prevista. En el cuadro 1.6-4 se clasifican los puestos de trabajo por sectores suministradores, mientras que en el cuadro 1.6-5 se clasifican por sectores demandantes.

El análisis de dichos cuadros debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

— Para estimar el empleo es preciso partir de la inversión material fija y en activos de fabricación nacional, lo que exige restar del gasto total los costes financieros causados por la inmovilización de recursos previa a la explotación, así como los elementos importados.

— Los valores obtenidos para el empleo no son permanentes más allá del período considerado, por ir asociados al concepto de inversión y no al de explotación.

— El empleo demandado, aunque sólo se traducirá en nuevos puestos de trabajo en las empresas suministradoras en la medida en que la demanda supere la capacidad de producción, consolidará los existentes.

1.6.3. Necesidades de divisas para la alternativa energética

Del cuadro 1.6-6 que presenta las necesidades de divisas derivadas de la importación de energía primaria hay que destacar los siguientes puntos:

— El coste en divisas por unidad de energía primaria consumida se reducirá en un 33,7 por ciento en el período 1982-1992, de 100,8 a 66,8 dólares/tec.

— El porcentaje de energía primaria importada pasa de un 69,8 por ciento en 1982 a un 61,8 por ciento en 1992.

Cuadro

DATOS DE EMPLEO EN EXPLOTACION EN LAS INDUSTRIAS ENERGETICAS BASICAS

(Número de personas)

	<u>1982</u>	<u>1986</u>	<u>1992</u>	Indice con base 100 en 1982
CARBON				
Minería a cielo abierto	5.049	5.085	7.119	141
Minería subterránea	<u>49.263</u>	<u>50.439</u>	<u>51.792</u>	<u>105</u>
TOTAL CARBON	54.312	56.244	<u>58.911</u>	108
COMBUSTIBLE NUCLEAR	920	760	1.200	130
GAS	3.090	3.972	5.294	171
ELECTRICIDAD				
Generación:				
Hidráulica	4.673	4.914	6.738	144
Térmica clásica	10.969	11.208	9.771	89
Nuclear	<u>1.333</u>	<u>3.698</u>	<u>4.998</u>	<u>375</u>
TOTAL GENERACION	16.975	19.820	21.507	127
TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	<u>43.912</u>	<u>45.013</u>	<u>54.858</u>	<u>125</u>
TOTAL ELECTRICIDAD	60.887	64.833	<u>76.365</u>	<u>125</u>
HIDROCARBUROS				
Exploración y Producción	706	1.003	1.090	154
Refino	13.558	13.018	12.773	94
Distribución	13.042	12.022	10.843	83
Comercialización	<u>42.430</u>	<u>43.000</u>	<u>45.000</u>	<u>106</u>
TOTAL HIDROCARBUROS	69.736	69.043	<u>69.706</u>	<u>100</u>
TOTAL SECTOR ENERGETICO	<u>188.945</u>	<u>194.852</u>	<u>211.476</u>	<u>112</u>

Cuadro 1.6-4
 DEMANDA DE TRABAJO DERIVADA DE LAS INVERSIONES DEL PEN 83
 (Por tipos de demanda, final e inducida)

	<u>Año medio del Período 84-85</u>	
	<u>Puestos de trabajo</u>	
	<u>al año</u>	<u>t</u>
<u>DEMANDA FINAL</u>		
Obra Civil	13.658	14,1
Bienes de equipo mecánico	19.065	19,6
Bienes de equipo eléctrico	15.192	15,6
Bienes de equipo electrónico	4.494	4,6
Ingeniería	5.543	5,7
Montaje	24.395	25,1
Otros servicios	<u>5.592</u>	<u>5,8</u>
Subtotal demanda final	87.939	90,5
<u>DEMANDA INDUCIDA</u>		
Industria Auxiliar de bienes equipo	3.476	3,6
Industria del Cemento	223	0,2
Siderurgia y Metalurgia	1.699	1,8
Industrias extractivas	<u>3.740</u>	<u>3,9</u>
Subtotal demanda inducida	<u>9.138</u>	<u>9,5</u>
TOTALES	<u><u>97.077</u></u>	<u><u>100,0</u></u>

Cuadro 1.6-5
 DEMANDA DE TRABAJO DERIVADA DE LAS INVERSIONES DEL PEN 83
 (Por sectores energéticos)

	<u>Año medio del periodo 84-85</u>	
	<u>Puestos de trabajo</u>	
	<u>al año</u>	<u>t</u>
CARBON	5.354	5,5
COMBUSTIBLE NUCLEAR	427	0,4
PETROLEO	16.727	17,2
GAS ENAGAS	2.304	2,4
GAS-DISTRIBUCION DOMESTICA E INDUSTRIAL	3.610	3,7
ELECTRICIDAD		
Generación Nuclear	11.108	11,4
Generación carbón y transformación a fuel	4.256	4,4
Hidráulica	10.316	10,6
Transporte y Distribución	24.819	25,6
CONSERVACION Y AHORRO	14.205	14,7
INVESTIGACION Y DESARROLLO	<u>3.891</u>	<u>4,1</u>
TOTAL	<u><u>97.077</u></u>	<u><u>100</u></u>

— Las divisas requeridas para la importación de petróleo se reducen sensiblemente durante el período, al pasar de 9.647,3 millones de dólares en 1982 a 7.639,4 en 1992.

— Las divisas requeridas para la importación de bie-

nes de inversión durante el período disminuirán debido a que las inversiones planeadas se incrementan relativamente más en aquellos sectores (carbón, centrales hidráulicas, ahorro y conservación), donde el porcentaje nacional es mayor y creciente.

Cuadro 1.6-6

NECESIDADES DE DIVISAS REQUERIDAS PARA LA IMPORTACION DE ENERGIA PRIMARIA

M. Tec.	1982			1986			1992		
	Energía primaria %	Energía importada (10 ⁶ \$)	Divisas requeridas M. Tec.	Energía primaria %	Energía importada (10 ⁶ \$)	Divisas requeridas M. Tec.	Energía primaria %	Energía importada (10 ⁶ \$)	Divisas requeridas
Hidráulica	8,89	—	—	12,96	—	—	15,31	—	—
Nuclear	2,94	56,0	44,5	11,55	47	145,1	15,96	47	253,5
Carbón	27,05	28,9	509,1	29,54	26,6	661,4	34,16	26,6	967,5
Gas natural	3,38	100,0	357,6	4,10	94,0	462,0	6,33	94	902,2
Petróleo	62,43	96,4	9.647,3	57,98	95,5	8.190,5	63,89	95,6	11.417,12
TOTAL (\$ corrientes)	104,69	69,8	10.558,5	116,13	62,5	9.459,0	135,65	61,8	13.540,32
Petróleo(\$ 82)	—	—	9.647,3	—	—	6.934,0	—	—	7.639,4
TOTAL (\$ 82)	—	—	10.558,5	—	—	8.008,0	—	—	9.060,0

Necesidades de dólares (constantes de 1982) por TEC de energía primaria consumida.

1982	100,8
1986	68,9
1992	66,8

1.7. El medio ambiente en la alternativa energética

La presente revisión del PEN incide en la situación medio-ambiental, tanto por la previsión contenida de consumo de energía final y primaria como por las modificaciones en la normativa reguladora que se proponen.

El programa de ahorro contenido en el PEN incidirá favorablemente sobre el medio ambiente al reducir el consumo y al facilitar la adaptación de equipos y la instalación de otros nuevos cuyo funcionamiento tiene menor incidencia en el mismo. La política de sustitución, en la medida en que aumente el consumo de gas natural, combustible de alta calidad, como alternativa a los productos petrolíferos, o de los gases licuados en el transporte, supondrá una mejora sensible. Respecto al carbón, aunque se incrementa la producción nacional y el consumo, disminuye la contaminación atmosférica, debido a

que el fuel al que sustituye tiene un contenido en azufre mayor que el carbón. El cuadro 1.7-1 resume una estimación aproximada de las emisiones de SO₂ derivadas del funcionamiento de las centrales eléctricas, observándose una disminución sensible de las mismas entre 1982 y 1986.

Por otra parte, el PEN contempla una intensificación de las actuaciones y planes en dos áreas, energías renovables (centrales hidráulicas, energía solar, eólica, aprovechamiento de residuos) e investigación y desarrollo, cuyos efectos directos e indirectos, a lo largo del período 83-92 sobre el binomio energía medioambiente, habrán de ser importantes.

Desde el punto de vista normativo, existen problemas cuya resolución obliga a que la legislación en vigor deba actualizarse y completarse, estableciendo los mecanismos adecuados para su eficaz cumplimiento.

Cuadro 1.7-1

EMISIONES TOTALES DE SO₂ Y VARIACION RELATIVA CON RESPECTO AL AÑO 1982 EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

	1982		Diferencia relativa
	Total (10 ³ Tm)	Total (10 ³ Tm)	
Lignitos pardos	727,2	616,3	- 15,25
Lignitos negros	585,6	551,0	- 5,91
TOTAL LIGNITOS	1.312,8	1.167,3	- 11,08
Hulla y antracita	207,4	286,7	38,24
TOTAL CARBONES	1.520,2	1.454,0	- 4,35
Fuel oil	328,2	40,0	- 87,81
TOTAL GENERAL	1.648,4	1.494,0	- 19,17

El Ministerio de Industria y Energía abordará soluciones que hagan posible la calidad medioambiental y la obtención y el uso económico de la energía, y en particular de los recursos energéticos nacionales.

A continuación, se analizan los aspectos más relevantes de las diferentes energías, desde el punto de vista medioambiental.

A) Carbón

Los problemas más importantes que aparecen a lo largo de su ciclo son:

— En la minería, y en especial en las explotaciones a cielo abierto, se produce un deterioro de los terrenos circundantes.

— En el lavado y, particularmente, en los procesos de flotación, hay una incidencia importante en la calidad de las aguas de los ríos.

— En el entorno de los parques de almacenamiento se produce una degradación medioambiental compleja y de difícil evaluación.

— En el empleo de carbón para la generación de energía eléctrica, y en particular cuando se trata de lignitos, se produce el impacto medioambiental más importante por su volumen, concentración y por las características del combustible.

En los usos finales, dadas las características de los consumidores y la calidad de los combustibles, no aparecen problemas importantes, salvo en ciertas áreas de grandes aglomeraciones urbanas, en que tenga lugar la utilización intensiva de carbón en usos domésticos.

Para dar soluciones a los problemas mencionados, se prevén las medidas siguientes:

— Modificación de la legislación en minería mediante disposiciones adicionales al Real Decreto 2.294/1982, que regula la restauración del espacio natural afectado por las explotaciones mineras.

— Fomento de la investigación y el desarrollo tecnológico, para avanzar en ciertas áreas especialmente importantes, pero deficientemente conocidas, como son: los efectos medioambientales y la capacidad de desulfuración de las diferentes técnicas de lavado; la incidencia medioambiental resultante en los parques de almacenamiento; el mecanismo de transporte de los gases emitidos en las centrales térmicas a largas distancias; las posibilidades reales de las técnicas de combustión limpia — combustión en lecho fluido, inyección directa de fijadores de azufre en llama—, aplicadas a los carbones nacionales; la búsqueda de soluciones técnicas concretas que permitan la fabricación de equipos de explotación rentable, particularmente en lo que a plantas de lavado e instalaciones de desulfuración se refiere.

b) Productos petrolíferos

Dado que la fase del ciclo más contaminante es el consumo, se prevé mejorar la calidad de estos productos,

introduciéndose las modificaciones legales que permitan acercar las especificaciones españolas a la normativa de la CEE, principalmente en lo referente al contenido de plomo en las gasolinas y de azufre en los gasóleos.

c) Energía nuclear

La protección y conservación del medio ambiente frente al impacto, debido a la generación de energía nuclear, se sustenta, de una parte, en los propios sistemas de protección, control y seguridad que, necesariamente, se implementan en las instalaciones y que están contemplados en las normativas correspondientes y, de otra, en los tres pilares fundamentales siguientes: una gestión adecuada de los residuos radiactivos generados, una vigilancia medioambiental integrada y la disposición de los medios técnicos necesarios que permitan hacer frente a posibles situaciones de emergencia.

La estrategia adoptada para la gestión final de los residuos es su almacenamiento definitivo en, al menos, dos formaciones geológicas someras para los residuos de baja y media actividad y en una formación geológica profunda para los de alta actividad —combustible irradiado—. La ubicación de los almacenamientos requiere la realización de una serie de estudios —geológicos, hidrogeológicos, sismotectónicos, medioambientales, etc.—, cuyo objetivo es determinar su idoneidad. El conocimiento de todos los factores que intervienen en el proceso de selección requiere la potenciación de la investigación y desarrollo tecnológico en nuestro país, así como la participación en proyectos internacionales dirigidos a estos fines y la colaboración con otros países que posean una mayor experiencia en el tema.

Finalmente, en el marco de la reestructuración de la Junta de Energía Nuclear, se potenciará la capacidad técnica e investigadora del Área de Protección Radiológica y Medioambiental, con objeto de permitir la prestación de servicios a las instalaciones para el cumplimiento de la normativa legal, apoyar al organismo regulador para controlar la calidad de las medidas adoptadas y realizar estudios e investigaciones, conducentes al mejor conocimiento de los efectos del impacto de las radiaciones sobre el medio ambiente.

1.8. Comparación del PEN 83 con el PEN 79 y con la propuesta de revisión de 1981

A lo largo de este capítulo se han descrito una serie de magnitudes que permiten, de manera resumida, caracterizar la presente planificación energética. El objetivo de este epígrafe es comparar dichas magnitudes con las previsiones que de las mismas se hacía en el anterior Plan Energético, aprobado en 1979 y en la revisión realizada en 1981, que no fue aprobada por el Parlamento.

1.8.1. Previsiones sobre el consumo de energía final

En el cuadro 1.8-1 se presentan los crecimientos previstos del consumo energético final durante el período

Cuadro 1.8-1

CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL
(Tasas de crecimiento anual acumulativo)

	Período 82/87		PEN 79	Período 82/90	
	PEN 83	REVISION 81		PEN 83	REVISION 81
Carbón	1,1	6,9	-1,3	2,3	5,3
Gas Natural	22,3	36,1	36,5	16,7	24,5
Electricidad	3,5	6,5	8,5	3,4	6,1
Productos Petrolíferos	1,4	2,7	7,0	1,5	2,8
TOTAL	2,4	5,2	7,5	2,4	4,6

1982-87 en las tres previsiones objeto de comparación; en dicho cuadro se presentan también los crecimientos previstos para el período 1982-90 en las previsiones contenidas en la presente planificación y en la realizada en el año 1981. Para el período 1982-90 no se incluye la previsión del PEN 79, por ser el año 1987 el horizonte de dicha planificación.

De dicho cuadro se derivan las siguientes consideraciones:

— En el período 1982-87 el crecimiento medio acumulativo anual del conjunto de energía final era en el PEN 79 de un 7,5 por ciento; en la revisión del 81, de un 5,2 por ciento, y en el PEN 83, de un 2,4 por ciento. A este respecto cabe señalar que durante el período 1980-83 el consumo de energía final ha experimentado un decrecimiento medio de un 1,3 por ciento anual.

— Las tasas de crecimiento previstas en el PEN 83 para el período 82-87 para todos los tipos de energía final son inferiores a las previstas en el PEN 79 y en la revisión del año 1981 para el mismo período. Merece la pena destacar que la diferencia mayor en términos relativos entre las distintas previsiones está en el consumo de carbón y de productos petrolíferos.

— En el período 1982-90, las tasas de crecimiento medias para todas las energías finales son inferiores en el PEN 83 que en la revisión de 1981. Es importante destacar que, de acuerdo con los datos de esta revisión, con la tasa media, ahora prevista, de crecimiento económico para el período 1982-90 de un 3,3 por ciento, la relación entre el consumo de energía final y el crecimiento económico sería de 1,31, lo que a su vez implicaría un fuerte crecimiento del consumo energético por unidad de PIB. Este crecimiento del consumo energético por unidad de PIB sólo sería explicable en situación de caída de precios energéticos o de una desviación del sistema productivo hacia sectores intensivos en energía.

— Por último, conviene señalar las diferencias en las tasas de crecimiento previstas en consumo de energía eléctrica, y que explican la reducción de las inversiones eléctricas que se propone en el PEN 83 con respecto al PEN 79 y a la revisión de 1981. El crecimiento del consumo de energía eléctrica previsto en el PEN 79 para el período 1982-87 era de un 8,5 por ciento anual acumulativo, la previsión de la revisión de 1981 fue más moderada, un 6,1 por ciento. El PEN 83 prevé un crecimiento medio para el período 1982-87 de un 3,4 por ciento. El crecimiento medio anual habido en el período 1980-83 ha sido de 2,1 por ciento.

1.8.2. Previsiones sobre consumo de energía primaria

En el cuadro 1.8-2 se presenta la previsión del consumo de energía primaria contenidas en anteriores planificaciones energéticas para los años 1987 y 1990.

Analizando el año 1987, hay que resaltar que en el PEN 79 el esfuerzo de reducción del consumo de petróleo como fuente de energía primaria era reducido, no sólo en

términos absolutos, puesto que el consumo alcanzaba 78,7 millones de tec, sino también en términos relativos, ya que representaba un 54,3 por ciento del consumo de energía primaria. Nótese que el consumo en 1982 ha sido de 62,4 millones de tec, de forma que alcanzar en el año 1983 cifras previstas en el PEN 79 hubiera implicado un crecimiento de 1982 a 1987 de más de un 26 por ciento. La previsión de la revisión del 81 es más moderada, y en ella se observa el objetivo de sustituir petróleo por otro tipo de energía primaria, ya que la participación prevista de esta energía en el total del consumo de energía primaria era sólo de un 48,2 por ciento, no obstante, el volumen total previsto de consumo de petróleo era de 64,2 millones de tec; el cumplimiento de las previsiones de 1981 implicaría un crecimiento, aunque reducido en el consumo de energía primaria, ello no parece posible, puesto que en 1982 generaron, aproximadamente, 28.000 GWh con fuel y en 1987 se generarán sólo 2.500 GWh sin por ello tener una plena utilización del resto de las centrales térmicas.

El objetivo de consumo de gas es mucho menos ambicioso en el PEN 83 que en las previsiones anteriores, ello se ha debido, por un lado, al alto coste de la inversión en infraestructura y a la lenta penetración del consumo de gas, incluso en aquellas zonas con la infraestructura adecuada.

La reducción del consumo de energía de origen nuclear para el año 1987 contenida en el PEN 83 en relación a las previsiones contenidas en el PEN 79 y la revisión del 81 no se debe a una voluntad explícita de reducir el consumo de energía de origen nuclear para dicho año, sino a retrasos en la construcción de las centrales.

El análisis de las previsiones para el año 1990 contenidas en el PEN 83 y en la revisión del 81, pone de manifiesto que las principales diferencias se derivan del volumen total del consumo de energía primaria, de la diferente estructura de generación de energía eléctrica y del objetivo de penetración del gas natural.

1.8.3. Previsiones sobre el parque de generación de energía eléctrica

La comparación del parque de energía eléctrica previsto en el PEN 83, PEN 79 y revisión de 1981 figura en el cuadro 1.8-3.

En lo que se refiere al año 1987 hay que señalar que la reducción prevista en el PEN 83 en el parque de generación, se debe a retrasos en el proceso de construcción de centrales (nucleares) y a una decisión de las empresas eléctricas de no abordar o retrasar la construcción de determinadas centrales hidráulicas.

En el año 1982 la potencia instalada era de 30.494 MW, y cumplir las previsiones del PEN 79 para 1987 hubiera requerido incrementar el parque en explotación en un 46 por ciento en cinco años, y cumplir las previsiones de la revisión de 1981 hubiera requerido incrementar en un 43 por ciento.

En lo que se refiere al año 1990, la diferencia funda-

Cuadro 1.8-2

COMPARACION DEL VOLUMEN Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA

	1987				1990			
	PEN 83		REVISION 81		PEN 83		REVISION 81	
	10 ⁶ tec	%						
Carbón	30,7	25,7	31,9	24,0	31,5	24,3	34,7	23,2
Petróleo	58,6	49,2	64,2	48,2	61,6	47,6	68,8	46,-
Gas Natural	5,2	4,4	7,6	5,7	6,3	4,9	9,3	6,2
Nuclear	11,4	9,6	16,4	12,3	15,2	11,4	22,9	15,3
Hidráulica	13,2	11,1	13,0	9,8	14,8	11,8	13,9	9,3
Total	119,1	100	145,-	100	129,4	100	149,6	100

mental se encuentra en la reducción del parque nuclear y de carbón importado que ha sido la forma en que el PEN 83 ha abordado el problema del exceso de capacidad (ver epígrafe 3.2). Hay que señalar que el parque pre-

visto de fuel es mayor en el PEN 83 que en la revisión de 1981, aunque la producción generada con este combustible es la misma en los dos casos. En el PEN 83 no se fuerza a la amortización acelerada de centrales de fuel.

Cuadro 1.8-3

PREVISION DE PARQUE DE GENERACION DE ELECTRICIDAD (MW)

	1987			1990	
	PEN 83	Revisión 81	PEN 79	PEN 83	Revisión 81
Hidráulica	15.050	16.006	18.479	18.092	18.692
Nuclear	5.690	10.539	10.500	7.690	12.546
Carbón	10.557	12.089	8.401	10.203	12.263
Fuel	7.395	5.259	7.358	6.984	4.450
TOTAL	38.692	44.738	43.893	42.969	47.951

1.9. Repercusión sobre la planificación de cambios en el entorno

La alternativa de abastecimiento energético que se propone para el período 1984-92 descansa sobre una serie de supuestos exógenos a la planificación energética, así como en el desarrollo de medidas y acciones que de no ponerse en práctica o tener resultados distintos de los esperados, afectarían a los objetivos aquí planteados. Es importante analizar la capacidad del presente PEN de hacer frente a estos cambios eventuales.

1.9.1. Flexibilidad de la oferta de los distintos subsectores frente a una demanda mayor

Un crecimiento de la demanda, por encima de los objetivos planeados, puede tener su origen en una tasa de crecimiento económico superior a la prevista para el período, en una caída de los precios al consumidor de las distintas energías, en una falta de implementación de las medidas de ahorro y conservación que se proponen, además de otras razones de diversa índole (cambios en los gustos de los usuarios, de las tecnologías disponibles, etcétera).

Un crecimiento económico por encima del previsto, 3,3 por ciento en el período 1984-92, supondría superar las tasas futuras de aumento del PIB consideradas por la mayoría de los países de la OCDE. Para ello, habría de darse una fuerte reactivación económica mundial que, a su vez, daría lugar a un aumento del precio de los crudos, aunque con algún desfase en el tiempo, lo que obligaría a medidas más fuertes de ahorro y conservación. Además, la aplicación de la política de precios que se contempla en el PEN 83 actuará como regulador de la demanda.

Una caída del precio medio final de la energía en términos reales tendría un efecto expansivo sobre el consumo energético. Este aspecto es conveniente tenerlo muy en cuenta por cuanto la incidencia del precio medio de la energía sobre el consumo energético es pequeña a corto plazo, pero a largo plazo es mucho mayor. De acuerdo con la información disponible a nivel internacional (*), la elasticidad precio a largo plazo del consumo de energía para usos industriales es de -0,40. Ello significa que si en 1984 las subidas de precios energéticos no igualan a la inflación, aunque a corto plazo (1985-86) no aparezca un efecto expansivo grande, a largo plazo puede traducirse en un incremento muy significativo del consumo energético.

También en este caso, una política de precios que no trasladara al consumidor final bajadas provisionales de precios de crudos, actuaría como regulador.

El no cumplimiento de los objetivos de ahorro y conservación, por la no implementación de políticas adecuadas, es otra de las causas de un crecimiento de la demanda por encima de los consumos objetivos. No obstante, hay que señalar que el objetivo de ahorro a corto plazo es muy pequeño (5 por ciento de la demanda tendencial en 1986) y, por tanto, no tendría efectos importantes sobre el consumo; a largo plazo, el objetivo de ahorro es mayor, 10 por ciento. E seguimiento de este objetivo incluso a corto plazo debe ser objeto de especial atención, y lo que se hará a través del Instituto para el Ahorro y la Diversificación Energética.

A continuación se analizan los efectos que un incremento del consumo energético tiene sobre la seguridad y coste del abastecimiento.

Un crecimiento del consumo de productos derivados

(*) Perspectivas energéticas mundiales AIE. OCDE 1982.

de petróleo puede ser abastecido por la alternativa que se presenta en este PEN en la medida que existe un exceso de capacidad de tratamiento (en torno al 42 por ciento en 1983) que se prevé amortizar a lo largo del período.

Por otra parte, con las unidades de conversión previstas y con la estructura de demanda actual, sería necesaria la importación de productos ligeros y medios, con el consiguiente encarecimiento del coste de abastecimiento. En cualquier caso, la duración de este problema no es probable que sea demasiado larga, tanto por la posibilidad de acudir al mercado exterior puntualmente, como por el corto período de maduración (tres años) de las inversiones en unidades de conversión.

La posibilidad de un crecimiento de la demanda de energía eléctrica por encima de la demanda objetivo (3,3 por ciento anual acumulativo durante el período 1984-92), debe ser analizada con sumo cuidado dado que el mayor período de maduración de las inversiones en este sector permite una capacidad de reacción menor.

A modo de resumen conviene señalar ahora que con el parque eléctrico previsto se puede abastecer con el mínimo coste una demanda eléctrica que crezca el 3,3 por ciento anual acumulativo en el período contemplado en el PEN. Dicho parque permite, asimismo, cubrir un crecimiento de la demanda de hasta un 4 por ciento anual sin incremento en los costes medios de generación de energía. Este cálculo se ha efectuado además con la hipótesis de que la relación de la potencia máxima necesaria para suministrar dicha energía se mantiene constante a lo largo del período, lo cual es conservador en función del efecto que sobre el aplanamiento de la curva de carga puede producir un adecuado tratamiento en la estructura de las tarifas.

En estas condiciones y para un crecimiento de la demanda eléctrica del 3,3 por ciento anual sólo sería necesario que entrara a pleno funcionamiento una nueva central de 1.000 Megavatios hacia 1994. Dado que el período de antelación necesario para completar algunas de las centrales nucleares iniciadas es de cinco años, que corresponde, asimismo, con el tiempo total necesario para construir una nueva central de carbón, existe un amplio margen hasta que sea necesario tomar la decisión.

En el futuro pueden, sin embargo, presentarse alteraciones tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, que hagan conveniente revisar periódicamente las previsiones del PEN.

Desde el punto de vista de la demanda habrá que considerar:

- Mayores crecimientos del consumo de electricidad.
- Crecimiento menos que proporcional de las necesidades de potencia necesaria para abastecer la energía consumida.

Desde el punto de vista de la oferta pueden incidir:

- Problemas en la producción a pleno rendimiento de las nuevas centrales nucleares.
- Decisiones de empresas para convertir centrales de fuel a carbón nacional o importado.

En consecuencia, a partir de 1985 se procederá automáticamente a una revisión semestral de los factores antes indicados y se tomará, sin necesidad de revisar formalmente el PEN, la decisión de definir la potencia adicional necesario cuando se esté a menos de cinco años de su previsible entrada en funcionamiento. La definición de la nueva potencia necesaria se tomará en función de sus respectivos costes totales de suministro.

1.9.2. Sobrecoste generado por una disminución de la demanda

La política de precios que se propugna en el presente Plan descansa sobre un principio fundamental: repercutir sobre el precio final de la energía todas las variaciones de los costes, salvo que dichas variaciones sean puramente coyunturales.

Estas posibles variaciones de costes, de carácter «permanente», podrán deberse a múltiples causas, algunas de las cuales no están previstas en el presente documento de planificación. Por ejemplo, en el caso de los productos derivados del petróleo se ha realizado el supuesto de que los costes medios de abastecimiento se mantendrán constantes en términos reales, y en este sentido se ha previsto una constancia del precio medio de los productos derivados también en términos reales. Un coste de abastecimiento mayor que el previsto puede ser consecuencia de varios hechos: subidas de precios reales de los crudos en los mercados internacionales, una devaluación de la peseta por encima de la supuesta, un encarecimiento en los mercados internacionales entre el precio de los productos medios (gasoil) y ligeros (gasolinas).

Igualmente podrían encontrarse ejemplos con los restantes tipos de energías. Lo que es importante señalar es que en caso de producirse alguno de estos fenómenos no previstos por el Plan es probable que el consumo energético no alcanzase el que se ha señalado como objetivo.

El problema que se plantearía entonces es la aparición de un exceso de capacidad, debido a que en los sectores productores, las inversiones previstas son bastante insensibles a una reducción de la demanda. Esta dificultad para ajustar de manera flexible la capacidad a la baja se ha tenido en cuenta, tal como se indica a continuación:

— En el sector eléctrico, a excepción de las centrales hidráulicas, no se incluye en el Plan ninguna inversión que no responda a proyectos ya en construcción avanzada.

A primeros de 1983 todas las construcciones de centrales de carbón tenían una inversión ya realizada superior al 80 por ciento del proyecto. De cara a disminuir el exceso de capacidad en el sector, las únicas centrales cuya paralización tenía sentido, por estar en su fase inicial, eran las nucleares, siendo esta la razón por la que se han tomado decisiones de parar centrales nucleares en construcción.

— En el subsector refino, por estar claramente sobredimensionado, no se contempla, a corto plazo, ninguna

inversión nueva, aunque a medio plazo habrán de realizarse las precisas para mejorar su estructura.

— En el subsector del gas, las inversiones previstas son necesarias para la penetración del gas, independientemente de que su consumo sea menor.

— En el subsector del carbón, las inversiones van dirigidas a una racionalización de la producción y a una disminución de costes y su realización es necesaria incluso para menores niveles de su consumo.

De esta serie de consideraciones se desprende que una disminución de los consumos con respecto al objetivo tendría incidencia negativa sobre los costes medios de abastecimiento por la repercusión del coste de la capacidad excedentaria.

1.9.3. Los riesgos en el subsector del gas

Se ha analizado la flexibilidad de la alternativa energética frente a cambios de algunos parámetros que han servido de base a la planificación. En particular, se ha mencionado el no cumplimiento de los objetivos de consumo, tanto por exceso como por defecto. Sin embargo, por una serie de razones que a continuación se indican, el subsector gas merece un análisis separado.

En primer lugar, todo el programa gasista descansa sobre la base de lograr un acuerdo satisfactorio en cuanto a la cantidad y precio de los suministros exteriores. En caso de que este acuerdo no se lograra, todo el programa gasista sería modificado probablemente con un objetivo de consumo mucho menor.

En segundo lugar, el consumo objetivo descansa en una serie de acciones de política energética, cuyos puntos fundamentales son:

— Una política de precios basada en que el precio del gas sea equivalente al precio de las energías sustituidas y en dar confianza al usuario en relación con el mantenimiento de estos precios a medio y largo plazo.

— Facilitar financiación para el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

— Una política comercial agresiva para la sustitución de las distintas energías.

A pesar de estas acciones, durante los tres primeros años del PEN 83, el coste total de abastecimiento del gas (costes fijos más variables) no se cubrirá vía precios, por lo que es necesario instrumentar la forma de financiar este desfase.

La no implementación de estas políticas energéticas implicaría no conseguir el objetivo de consumo, con la consiguiente repercusión sobre la empresa ENAGAS y el resto de las distribuidoras.

Se hace preciso, por tanto, un cuidadoso seguimiento de la evolución del consumo del gas para que se acometan las inversiones de distribución en el plazo previsto y para que paralelamente se desarrollen las acciones co-

merciales que aseguren una utilización mínima de las inversiones.

1.9.4. Seguimiento de la planificación energética

La planificación energética que se presenta pretende, por una parte, dar una respuesta adecuada a los problemas acuciantes que se plantean en España en el área de la energía: necesidad de ahorro y conservar energía y readecuar la oferta de los sectores a las demandas objetivo y, por otra, sentar las bases para una futura racionalización a largo plazo del sector energético.

Un aspecto fundamental que recoge el presente Plan consiste en llevar a cabo de forma regular un seguimiento y control del desarrollo del mismo.

La Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales será la encargada de realizar el seguimiento y proponer una revisión de la presente planificación cuando sea necesaria, bien porque el cambio del entorno así lo aconseje, bien cuando la situación del sector permita un replantamiento global y a largo plazo.

A tal efecto, se publicará un informe anual sobre el comportamiento de las principales variables energéticas. Asimismo, se incluirán propuestas de medidas correctoras en caso de que sean necesarias para lograr los objetivos propuestos en el PEN.

Por otra parte, y antes de 1986, será necesario replantearse el desarrollo de la alternativa energética, incluyendo un horizonte posterior a 1992, que es el actualmente contemplado.

PARTE II

UN ANALISIS DESAGREGADO DEL CONSUMO Y DE LA OFERTA ENERGETICA

CAPITULO 2.º

El consumo de energía

2.1. Introducción

La estimación de la demanda de energía final es uno de los aspectos más importantes de la planificación energética, residiendo su carácter fundamental en que otros elementos básicos del Plan, decisiones de oferta nacional, importaciones, precios relativos, etcétera, han de descansar en gran medida en esas previsiones.

En el capítulo 1.º se subrayó especialmente la fuerte interrelación existente entre la energía y el resto de la economía con la consiguiente necesidad de coherencia entre la política energética y la política económica general del Gobierno. En esta idea, siendo la energía un input económico básico, la fijación de la demanda objetivo ha de hacerse de manera que resulte consistente con los cre-

cimientos del producto interior bruto previstos en la planificación económica.

La necesidad de frenar la destrucción de puestos de trabajo requerirá unos ritmos de crecimiento económicos a lo largo de esta década superiores a los últimos años, lo que además se verá favorecido por la perspectiva de una mejor coyuntura internacional. Esto, que por una parte tenderá a aumentar la demanda total de energía, por otra, aconseja una política intensa de ahorro energético. En este sentido se han diseñado unos objetivos de reducción del consumo energético por unidad de PIB pero de manera prudente, garantizando que la economía es capaz de asumirlos con carácter permanente y sin fuertes traumas.

Por otra parte, en el capítulo 1.º se consideró como uno de los objetivos principales de este PEN la mejora de la eficiencia energética de los sectores consumidores y transformadores de energía, es decir, la reducción del consumo por unidad de PIB. En el gráfico 1.2-1 se observaba que la tendencia a reducir ese consumo se manifestó en España solamente a partir de 1979, con mucho retraso respecto a los países industrializados de la OCDE. La actual versión del PEN trata de estabilizar y reforzar dicha tendencia, consolidando de manera irreversible los ahorros de energía por unidad de PIB que se vayan consiguiendo. En este sentido, también se han tratado de diseñar unos objetivos de consumo que fueran claramente alcanzables, dadas las restricciones generales impuestas por las condiciones técnicas de nuestro aparato productivo y por la necesidad de relanzar el crecimiento de la economía.

En cuanto a la metodología de cálculo seguida, el primer paso en la estimación de la demanda objetivo es la evaluación de la demanda tendencial, es decir, la que resulta de una proyección que tenga en cuenta la tendencia contenida en la serie de consumos históricos, pero reflejada en el escenario futuro que el presente PEN considera en cuanto a crecimiento del PIB y a política de precios.

Para reducir el riesgo de error en la mencionada proyección, la demanda tendencial finalmente considerada, cuadro 2.2-1, se ha obtenido de manera que sea coherente con los resultados de los tres procedimientos de cálculo que se describen en el epígrafe 2.2.

Los tres métodos, al tomar en consideración los consumos históricos, la incidencia sobre la demanda de energía de los crecimientos esperados del PIB, así como los de la política de precios futura, hacen que la demanda tendencial resultante sea coherente con la política de crecimiento económico del Gobierno y con la libertad de elección de los usuarios en función de los precios.

Sin embargo, esta demanda tendencial no puede tomarse como demanda objetivo, principalmente por las siguientes razones:

— No incorpora los efectos de una política que incentive el ahorro con instrumentos distintos de los precios, que sí son tenidos en cuenta en los tres métodos.

— No incorpora tampoco posibilidades de sustitución

entre diferentes energías más que en la medida en que las demandas sean muy sensibles a los cambios en los precios relativos.

— No proporciona ninguna indicación sobre la forma en que la estructura de los consumos tendenciales evoluciona respecto a la óptima, desde el punto de vista de la asignación global de recursos en el sistema económico.

Para conocer la estructura óptima mencionada, se ha utilizado un modelo aplicado en los países de la CEE denominado FROM (Energy Flow Optimization Model), que a partir de una serie de datos exógenos, como son las previsiones de demanda final por sectores consumidores y los precios de las energías primarias, calcula el abastecimiento energético que minimiza el coste total para el conjunto de la economía. El suministro de energía elegido por el modelo resulta, pues, óptimo, en el sentido de estar referido a una función objetivo de minimización de costes. La estructura resultante se recoge en el cuadro 2.3-4.

Como luego veremos con detalle, la principal diferencia observada entre la estructura de la demanda tendencial y la óptima se debe a que la óptima dada por el EFOM contiene menos productos petrolíferos y más carbón que la tendencial.

Ni la demanda óptima que resulta del EFOM ni la tendencial tienen en cuenta la reducción del consumo que implicaría una política específica que incentive el ahorro y la sustitución con instrumentos distintos a los precios.

Para conseguir el objetivo de reducir el consumo de energía por unidad de PIB, el ahorro que se pretende conseguir mediante el programa específico de ahorro contenido en el PEN 83 es de 7,81 millones de tec en 1990 y de 10,3 millones de tec en 1992, que representan el 8,45 por ciento y el 10,5 por ciento de las demandas tendenciales de esos años (cuadros 2.3-1, 2.3-2 y 2.3-3).

Por otra parte, la política de sustitución busca modificar la estructura del consumo tendencial y hacerla converger con la óptima. Por tanto, el volumen de la demanda objetivo se obtendrá al restar de la tendencial el ahorro previsto. Su estructura resultará al tener en cuenta la incidencia de los programas de sustitución sobre la estructura tendencial.

La cuantificación de los efectos de las políticas de ahorro y sustitución, se ha hecho mediante el análisis de una serie de programas detallados, lo que constituye una novedad importante en relación con anteriores planificaciones energéticas.

En este sentido y en lo que a sustitución se refiere, las grandes líneas que señala el EFOM para la industria, fueron complementadas con encuestas dirigidas a empresarios, obteniéndose respuestas sobre programas concretos en relación a precios relativos adecuados, condiciones financieras exigibles y períodos de retorno de la inversión.

Estos han sido los pasos, descritos de manera muy somera, que se han seguido para estimar los objetivos sobre demanda de energía final. En los epígrafes siguientes

iremos describiéndolos con mayor detalle. Un hecho importante a señalar es que la demanda objetivo no se ha estimado de manera independiente de la oferta de energía final, sino que ha habido un proceso de interrelación, en donde demanda y oferta se han ido adaptando hasta igualarse. La interdependencia entre oferta y demanda se ha producido en el Plan a través de una doble vía:

— El primer lugar, por el proceso de optimización contenido en el modelo EFOM. Tal como ya hemos indicado, dada una serie de restricciones tecnológicas y económicas, el modelo determina la demanda óptima y la estructura de la oferta energética para satisfacer dicha demanda, permitiendo identificar las grandes líneas de sustitución entre productos energéticos.

— En segundo lugar, las demandas tendenciales de consumo se calculan a partir de unos supuestos determinados sobre la evolución futura de precios energéticos al consumidor (1), que cubran los costes unitarios de la producción (tanto costes fijos como variables). Este punto será analizado con detalle en el siguiente capítulo.

En los siguientes epígrafes vamos a comentar los principales resultados obtenidos en relación a la demanda de energía final. Comenzaremos estudiando la evolución tendencial de la demanda, expondremos el paso de esta demanda tendencial a la demanda objetivo y terminaremos analizando los fundamentos de los programas de ahorro, conservación y sustitución.

2.2. Evolución tendencial del comportamiento histórico

Para el análisis del comportamiento histórico del consumo energético y su evolución tendencial se han utilizado tres métodos que permiten contrastar la coherencia de los resultados obtenidos en cada uno.

El primer procedimiento consiste en analizar mediante el modelo PROCER (Proyección de consumos energéticos representativos), ya utilizado en planificaciones anteriores, la evolución histórica del consumo energético por unidad de valor añadido en un total de 20 sectores consumidores, suponiendo que este ratio es un coeficiente independiente de los precios de las energías. Los precios de la energía juegan un papel en una segunda fase, en la que una variación de los precios medios incide sobre la distribución sectorial de la producción esperada en función de la intensidad con que el input energético es usado en el subsector correspondiente.

Con este modelo se obtiene el volumen total de energías posibles para distintos escenarios de precios medios de la energía, y tasas de crecimiento de la economía española. Asimismo, genera como resultado una distribución del consumo por tipos de energías. Merece destacar que este método es muy coherente en el cálculo de la energía final, pero no es adecuado para recoger los aho-

ros que es posible conseguir mediante la introducción de medidas específicas de conservación en los procesos productivos.

El segundo procedimiento ha sido la estimación econométrica de relaciones entre el consumo de energía final y una serie de variables explicativas (producto industrial, precio de la energía final, etc.), lo que ha permitido el cálculo de las elasticidades precio y renta del total de consumo de energía final. A este respecto cabe señalar que en España, durante el período 1970-79, el precio medio de la energía en pesetas constantes ha disminuido, generando un efecto expansivo sobre el consumo. Este hecho hace que cuando se analiza la relación entre el crecimiento del consumo energético y el económico, este valor recoge no sólo el efecto del crecimiento de la actividad económica, sino también el efecto del abaratamiento relativo de la energía.

El tercer procedimiento ha consistido en estudiar el comportamiento del consumo de los distintos productos energéticos (se han estudiado 15 productos). Para ello se han estimado relaciones entre el consumo de un determinado producto y un conjunto de variables explicativas. De esta forma ha sido posible identificar las elasticidades precio, renta y sustitución, habiendo resultado estas últimas poco significativas en la mayoría de los casos. La laboriosidad de este tercer procedimiento ha requerido frecuentemente utilizar como base estudios realizados en diversos ámbitos de la investigación económica en España.

La previsión del consumo de gas no ha sido realizada por estos métodos por la escasa disponibilidad de gas para el usuario en el pasado. Su mecanismo de elaboración figura en un documento anexo.

Cuadro 2.2-1

PREVISION DEL CONSUMO TENDENCIAL DE ENERGIA FINAL

(Millones de tec)

	1982	1986	1990	1992
Carbón	8,74	8,92	10,20	10,60
Gas natural	1,54	2,55	3,62	3,78
Electricidad	11,18	13,34	15,64	17,09
Productos petrolíferos	48,28	54,99	62,90	66,83
	69,74	79,80	92,36	98,30

La previsión del consumo tendencial que se ha retenido y que figura en los cuadros 2.2-1 y 2.2-2 es la resultante de aplicar la metodología anteriormente expuesta (combinando los resultados de los tres procedimientos) a una evolución de los precios al consumidor y de la renta, caracterizados por:

(1) A excepción del gas, como veremos más adelante.

— El crecimiento porcentual del PIB durante los primeros años será más lento que en los últimos. En particular, se ha supuesto un crecimiento de 2,5 por ciento en 1984, 3 por ciento en 1985 y una media de 3,5 por ciento para el período 1986-92. Las tasas previstas hasta 1986 coinciden con las estimadas con el Plan Económico trienal.

— Un mantenimiento en términos reales de los precios medios al consumidor final, de la energía eléctrica, de la media de los productos derivados del petróleo y del carbón, coherentes con la evolución de los costes a que se hace referencia en el capítulo de la oferta.

Cuadro 2.2-2

**DISTRIBUCION SECTORIAL DEL CONSUMO
ENERGETICO**

(Millones de tec)

	1986	1990	1992
Industria	38,9	45,16	48,3
Transporte	23,6	27,90	29,8
Residencial, Comercial y otros	17,3	19,30	20,2
	79,8	92,36	98,3

2.3. De la demanda tendencial a la demanda objetivo

En el epígrafe introductorio señalamos cómo a partir de las predicciones de demanda de energía final calculadas en base al análisis de las series históricas obteníamos una demanda objetivo, con las siguientes características: a) incorporaba, en relación a la demanda tendencial, unos programas de ahorro y conservación, así como de sustitución entre energías, y b) representaba, también en relación a la demanda tendencial, un acercamiento a la estructura de demanda óptima obtenida mediante la estimación de un modelo de optimización. Este acercamiento consistía precisamente en la incorporación de los recién mencionados procesos de sustitución entre energías, que resultaban identificados a grandes rasgos por el modelo de optimización.

Veamos ahora los objetivos de ahorro y conservación, en primer lugar, y de sustitución, en segundo lugar.

2.3.1. Objetivos de ahorro y conservación

El cálculo del potencial de ahorro se ha realizado a través de los siguientes procesos:

— Información proveniente de los programas llevados a cabo y de los resultados conseguidos en otros países.

— Identificación de tipos de proyectos de ahorro en la industria y en el sector residencial, que, en caso de desarrollarse en España, generarían el ahorro previamente fijado.

— Estimación de las inversiones necesarias en cada uno de los proyectos.

— Clasificación de los grupos de proyectos de acuerdo con un período prefijado de retorno de la inversión.

— Evaluación del ahorro generado por los grupos de proyectos cuyo período de retorno era el prefijado.

Mediante un proceso iterativo de estos análisis se han fijado los objetivos de ahorro sobre las demandas tendenciales previstas.

El cuadro 2.3-1 indica el porcentaje de la demanda tendencial que supone el ahorro previsto y los cuadros 2.3-2 y 2.3-3 recogen la distribución del mismo por energías finales y por sectores consumidores, respectivamente.

2.3.2. Objetivo de sustitución

Los objetivos de sustitución se han basado en la identificación precisa de procesos de sustitución (1) energética en la industria, a partir de las posibilidades detectadas de forma genérica a través de un modelo de optimización. Vamos a describir a continuación de forma muy somera las bases de dicho modelo y la estructura de la demanda óptima que implica, para seguidamente analizar cómo los programas de sustitución se han introducido en la demanda objetivo con vistas a acercarla a dicha estructura óptima. De esta forma, hemos acercado los objetivos de demanda energética del PEN a los que resultarían de un proceso de toma de decisiones racionales por parte de los agentes económicos.

El modelo EFOM, a partir de las previsiones de demanda final, de la estructura económica existente, de sus posibilidades de evolución y de los precios de las energías primarias, calcula la estructura del abastecimiento energético que minimiza el coste total.

Se han contemplado distintos escenarios de crecimiento y evolución estructural de la economía, así como varios tipos de restricciones sobre la inversión futura en los diferentes subsectores energéticos. La estructura óptima teórica, resultado del modelo, es la que figura en el cuadro 2.3-4 y se ha calculado en base al siguiente escenario:

— Una evolución del producto interior bruto y de su estructura igual a la utilizada en el cálculo de las demandas tendenciales (ver epígrafe 2.2).

— Las restricciones de oferta son las que figuran en el análisis de los correspondientes subsectores energéticos (ver capítulo 3).

(1) Principalmente, sustitución de calderas de fuel por carbón.

Cuadro 2.3-1

OBJETIVOS DE AHORRO EN RELACION CON LA DEMANDA TENDENCIAL

(Ahorro/Consumo tendencial, en %)

	1986	1990	1992
Carbón	1,1	7,8	9,5
Gas natural	3,1	5,2	6,9
Electricidad	3,7	6,7	9,1
Productos petrolíferos	4,9	9,2	11,2
	4,2	8,5	10,5

Cuadro 2.3-2

OBJETIVOS DE AHORRO DISTRIBUIDOS POR ENERGÍAS

	1986		1990		1992	
	10 ⁶ tec	%	10 ⁶ tec	%	10 ⁶ tec	%
Carbón	0,10	3,0	0,80	10,2	1,01	9,8
Gas natural	0,08	2,4	0,19	2,4	0,26	2,5
Electricidad	0,50	14,8	1,05	13,4	1,55	15,1
Productos petrolíferos	2,70	79,8	5,77	74,0	7,48	72,6
	3,38	100	7,81	100	10,30	100

Cuadro 2.3-3

OBJETIVOS DE AHORRO DISTRIBUIDOS POR SECTORES

	1986		1990		1992	
	10 ⁶ tec	%	10 ⁶ tec	%	10 ⁶ tec	%
Industria	2,48	73,5	4,59	58,8	6,05	58,7
Doméstico, Terciario y Agrícola	0,61	17,9	1,88	24,0	2,40	23,3
Transporte	0,29	8,6	1,34	17,2	1,85	18,0
	3,38	100	7,81	100	10,30	100

Cuadro 2.3-4

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL ENERGETICO OPTIMO PARA 1990

(En porcentaje)

Carbón	17,0
Gas natural	5,4
Electricidad	16,3
Productos petrolíferos	61,3
	100,0

Los valores del cuadro tienen carácter orientativo, principalmente debido a que:

— En todos los casos, el modelo supone un comportamiento ideal de los diferentes agentes económicos, en el sentido de que siempre se ajustan al criterio del mínimo coste.

— No toma en cuenta otras restricciones distintas de las puramente económicas, que, sin embargo, influyen, en la realidad, en las decisiones de los diferentes agentes económicos.

— No se tiene en cuenta los efectos de las medidas de ahorro y conservación aplicables a los diferentes sectores.

La información suministrada por el modelo debe por tanto tomarse como ilustrativa de las grandes tendencias de la evolución de consumo energético. En este sentido se manifiesta de forma predominante la sustitución de productos petrolíferos para usos térmicos por el carbón y la mayor penetración, respecto a la evolución tendencial, del gas natural.

Las tendencias de sustitución contempladas por el modelo EFOM fueron contrastadas por una serie de encuestas dirigidas a empresarios. A partir de estas encuestas se obtuvieron conclusiones sobre precios relativos de los inputs energéticos que incentivan la sustitución, condiciones crediticias en términos de financiación privilegiada para adquirir la nueva maquinaria y período de recuperación de la inversión. Esta información sirvió de base para elaborar los programas específicos de sustitución.

Pasemos ahora a ver en detalle los valores de la demanda objetivo. En el cuadro 2.3-5 se presenta la obtención de la demanda de energía objetivo que considera el PEN 83, a partir de la demanda tendencial previsible y de los objetivos de ahorro, conservación y sustitución de energías que se pretenden conseguir.

Finalmente, en el cuadro 2.3-6 se presentan aisladamente los objetivos de consumo de energía final para poder comparar la estructura con la observada en el año 1982.

Cuadro 2.3-5

OBTENCION DEL CONSUMO DE ENERGIA OBJETIVO
A PARTIR DEL TENDENCIAL

	1.982	1.986				1.990				1.992			
		C.T.	A.Y.C.	S.	C.O.	C.T.	A.Y.C.	S.	C.O.	C.T.	A.Y.C.	S.	C.O.
Carbón	8,74	8,92	-0,10	0,09	8,91	10,2	-0,80	1,10	10,50	10,60	-1,01	1,41	11,0
Gas Natural	1,54	2,55	-0,08	0,7	3,17	3,62	-0,19	1,88	5,31	3,7f	-0,26	1,96	5,48
Electricidad	11,18	13,34	-0,50	0	12,84	15,64	-1,05	-0,03	14,56	17,09	-1,55	-0,04	15,50
Productos Petrolíferos	48,28	54,99	-2,70	-0,79	51,50	62,90	-5,77	-2,95	54,18	66,83	-7,48	-3,33	56,02
Total energía final	69,74	79,8	-3,38	0	76,42	92,36	-7,81	0	84,55	98,3	-10,30	0	88,00

C. T. = Consumo Tendencial.
A. y C. = Ahorro y Conservación.
S. = Sustitución.
C. O. = Consumo Objetivo final.

Cuadro 2.3-6
OBJETIVOS DE CONSUMO DE ENERGIA FINAL
(Millones de tec)

	1982	1986	1990	1992
Carbón	8,74	8,91	10,50	11,0
Gas natural	1,54	3,17	5,31	5,48
Electricidad	11,18	12,84	14,56	15,50
Productos petrolíferos	48,28	51,50	54,18	56,02
Total energía final	69,74	76,42	84,55	88,00

De estos dos cuadros se deducen las siguientes características principales:

— El consumo objetivo de carbón previsto para 1992 implica un crecimiento medio del consumo final de esta energía de un 2,5 por ciento anual acumulativo. Este crecimiento del consumo implica una mayor penetración que la que le correspondería a la tendencial por parte del carbón que, sin embargo, queda lejos de los niveles obtenidos como óptimo teórico, debido a las restricciones físicas y medioambientales asociadas a su consumo.

— El crecimiento medio previsto del consumo de energía eléctrica es de un 3,3 por ciento para el período 1984-92. Nótese que si no se hubiera incluido ninguna medida de ahorro y conservación, el crecimiento medio del consumo de energía eléctrica habría sido de un 4,1 por ciento acumulativo anual durante dicho período. En el epígrafe 3.2 se hace una referencia a la necesidad de interpretar este crecimiento como el valor medio más probable dentro de la distribución de valores posibles, es decir, el valor que minimiza la probabilidad de errar bajo el supuesto de que se cumplan los programas de ahorro.

— El consumo objetivo de productos derivados de petróleo supone un crecimiento de un 1,4 por ciento acumulativo anual. Esta tasa de crecimiento se logra a través de un esfuerzo en los programas de ahorro y mediante la intensificación de la sustitución de esta fuente por las restantes, en especial por el gas natural y el carbón, que favorecen el nivel de autoabastecimiento y la diversificación de suministro.

2.4. Análisis de la demanda objetivo

Habiendo especificado ya los valores que constituyen los objetivos del PEN en materia de consumo de energía final, es interesante ver ahora hasta qué punto constituyen un cambio importante en el comportamiento observado por los consumidores. Anteriormente indicamos que el cociente entre el consumo de energía final por unidad de PIB presentó, entre 1973 y 1979, una tendencia creciente, opuesta a la observada en los países de la OCDE. No obstante, desde 1979 se inició un proceso de racionalización en el consumo energético, disminuyendo,

aunque de forma pausada, el valor de dicho ratio. La actual versión del PEN pretende acentuar esa línea, mejorando notablemente la eficiencia energética, todo ello dentro de unas pautas de claro realismo y prudencia.

Veamos en primer lugar los objetivos sobre consumo de energía final en relación al valor del PIB.

En 1982, para generar un billón de pesetas de 1970 de producto interior bruto se requirieron 19,59 millones de tec de energía final. En 1986, para generar el mismo volumen de producto interior bruto en términos reales, la previsión es de 19,24, y para 1992, de 18,02. Así pues, el ahorro en energía final por unidad de PIB previsto para el período 1982/92 es de un 8 por ciento. En el cuadro 2.4-1 se observa cómo la relación consumo final por unidad de producto interior bruto va disminuyendo en el caso del petróleo, en beneficio del gas principalmente, lo que permite una mayor diversificación energética.

Aunque todavía no hemos descrito el procedimiento para estimar el consumo de energía primaria (lo que se hace en el capítulo 3.º sobre la estructura de la oferta), es interesante adelantar la evolución de su valor por unidad de PIB, para poder compararlo con el de la energía final (cuadro 2.4-2).

Analizando los cuadros 2.4-1 y 2.4-2 se observa, entre 1982 y 1992, una reducción mayor del índice de consumo total de energía final por unidad de PIB, que de energía primaria, debido a que los mayores logros en la política de sustitución se darán en el consumo de productos petrolíferos, cuya repercusión porcentual sobre la energía primaria es menor, al no haber un proceso intermedio con bajo rendimiento energético, como es el de generación de energía eléctrica.

En los cuadros 2.4-1 y 2.4-2, la pequeña reducción del consumo por unidad de PIB entre 1982 y 1986 se explica por las tasas más bajas de ahorro que se han previsto para los primeros años del PEN.

Por otra parte, los procesos para obtener las diferentes energías finales también contribuirán a mejorar la eficiencia energética total, al tener las nuevas instalaciones y, en particular, las centrales eléctricas, rendimientos superiores al medio del parque generador y mayores aún en relación a las centrales que acaban su vida útil.

Cuadro 2.4-1

**EVOLUCION DEL INDICE DE CONSUMO DE
ENERGIA FINAL POR UNIDAD DE PIB**

	1975	1982	1986	1990	1992
Carbón	100	137	126	130	126
Electricidad	100	122	124	123	122
Gas natural	100	156	292	427	412
Productos derivados del petróleo	100	96	92	85	82
Total	100	104	103	99	96

Cuadro 2.4-2

EVOLUCION DEL INDICE DE CONSUMO DE
ENERGIA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB

(Base 1975)

	1975	1982	1986	1990	1992
Hidráulica	100	86	111	111	107
Nuclear	100	112	394	452	442
Carbón	100	161	158	147	149
Gas natural	100	172	186	251	234
Petróleo	100	93	78	72	70
Total energía primaria ...	100	106	105	102	100

Fuente: Ministerio de Industria y Energía.

Una manera alternativa de presentar los valores de los objetivos de demanda en el PEN consiste en referirlos a valores de elasticidades (1). A continuación se analiza, en primer lugar, la evolución pasada y futura de la elasticidad de la demanda de energía final en relación al PIB y, en segundo, la de la energía eléctrica.

En ambos casos, los períodos considerados han sido los mismos, en el pasado, desde 1973 a 1982 y, en el futuro, desde 1982 a 1990, cubriendo así el tiempo transcurrido desde el inicio de la crisis energética y el período básico contenido en el presente PEN. También se analiza el período de 1973 a 1990 de manera que se ponga de manifiesto el efecto total resultante tras dos etapas con políticas energéticas distintas.

Como referencia, se han cogido los grupos de países considerados más representativos, cubriendo un amplio espectro, desde la OCDE donde concurren muchos países y de estructuras económicas muy diversas, hasta los cuatro más importantes de la CEE, Francia, Italia, Alemania y Gran Bretaña, añadiendo además otro conjunto integrado por algunos países mediterráneos y Portugal.

Para los últimos años del PEN, 1991-1992, no se han establecido comparaciones por no haber suficiente información internacional entre 1990 y 1995.

(1) El término elasticidad aquí se utiliza para referirse a relaciones de incrementos entre consumo energético y renta en dos períodos diferentes. El uso del término elasticidad, para referirse al concepto anterior, no es correcto, por cuanto el término elasticidad se usa para medir relaciones incrementales marginales y bajo el supuesto de que el resto de las variables que explican el consumo permanecen constantes. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía utiliza el término elasticidad para referirse a simples relaciones incrementales. Como quiera que el objeto de este epígrafe es hacer comparaciones internacionales en base a la información de dicho organismo internacional, se ha optado por utilizar la misma terminología en este epígrafe.

Nota: El consumo de aviones extranjeros no está contenido en la demanda objetivo del PEN. Sin embargo, se ha incluido para obtener las elasticidades del cuadro 2.4-3, de manera que los datos sean comparables con los de la A. I. E.

Los datos de elasticidades habidas y previstas para los grupos de países y períodos considerados, así como los datos referentes a España se contienen en los cuadros 2.4-3 y 2.4-4.

Cuadro 2.4-3

ELASTICIDAD (1) DE LA DEMANDA DE ENERGIA
FINAL EN RELACION AL PIB

	1973-82	1982-90	1973-90
OCDE	-0,3	0,64	0,25
CEE	-0,62	0,69	0,12
Principales países CEE(*)	-0,85	0,76	0,13
Países mediterráneos y			
Portugal (**)	—	0,60	0,36
España	1,08 (***)	0,76	0,90

(*) Alemania, Francia, Gran Bretaña, Italia.

(**) España, Francia, Italia, Grecia.

(***) Hasta el período 1973-79 este valor fue de 1,53.

Fuentes: Agencia Internacional de la Energía. Revisión 1983. Base de Datos Energéticos 1959-82. MIE. Contabilidad Nacional INE.

Cuadro 2.4-4

ELASTICIDAD (1) DE LA DEMANDA DE ENERGIA
ELECTRICA EN RELACION AL PIB

	1973-82	1982-90	1973-90
OCDE	1,21	1,13	1,13
CEE	1,08	0,97	1,02
Principales países CEE	1,14	0,99	1,05
Países mediterráneos y Portu-			
gal	1,75	0,94	1,27
España	2,35	1,07	1,61

(1) Ver nota, cuadro 2.4-3.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. Revisión 1983. Base de Datos Energéticos 1959-82. MIE. Contabilidad Nacional. INE.

Como puede verse, tanto para energía final como eléctrica, la elasticidad española entre 1973 y 1982 fue muy superior a la de los países industrializados. En el período 1982-90, el PEN prevé, mediante la aplicación de políticas de ahorro y conservación y de precios, una reducción de estos valores para España y un acercamiento a los de los países industrializados.

En relación al período 1973-90, conjunto de los dos anteriormente considerados, los valores de elasticidad siguen siendo muy superiores a los de los países industrializados, debido al peso que supone la alta elasticidad española durante el período 1973-82, y a pesar del evidente acercamiento que se prevé para el período 1982-90.

El hecho de que las elasticidades, y, por tanto, los crecimientos, de la demanda de energía eléctrica sean superiores a los de la energía final se debe a la penetración continua de la electricidad dentro de la estructura de la demanda de energía final y a que los mayores logros en ahorro y conservación han tenido lugar en el consumo de productos petrolíferos.

2.5. Programa de ahorro, conservación y sustitución

La previsión de la demanda energética ha supuesto, entre otros aspectos, definir unos objetivos de ahorro, conservación y sustitución. Su consecución exige acometer inversiones por parte de todos los sectores consumidores, tanto en la oferta de energía —mejora de procesos de refino o producción de energía eléctrica, por ejemplo— como en su demanda —industrial, residencial, agrícola, etcétera—.

La situación actual del consumo de energía en España muestra tres problemas graves, bajo el punto de vista de la conservación y ahorro de energía: baja eficiencia en la utilización de los diferentes sectores energéticos; ausencia de sensibilidad en los usuarios a sus posibilidades de conservación; escasa operatividad de reglamentos, normas y, en general, legislación en la materia. La necesidad de modificar esta situación en un período de tiempo razonablemente corto, exige elaborar un programa de ahorro, conservación y sustitución. En consonancia con los puntos débiles indicados, el programa tendrá como objetivo: detectar aquellas mejoras que optimicen o disminuyan el consumo energético; poner en conocimiento del consumidor cuál es su potencial de ahorro y conservación; lograr que la reglamentación relacionada con la energía sea asumida por los diferentes sectores implicados.

El programa presta especial atención, además, a un área que no quedaba suficientemente articulada en la Ley de Conservación de la Energía, la financiación de las inversiones de ahorro, conservación y sustitución.

El ahorro y conservación tienen problemáticas en muchos sentidos diferentes de la sustitución. Las directrices del programa se exponen a continuación, tratando por separado cada uno de estos aspectos.

2.5.1. Ahorro y conservación

En primer lugar es necesario disponer de una información más precisa, tanto del potencial de ahorro como de la rentabilidad económica para el usuario y la sociedad, de los proyectos de ahorro y conservación. El programa implica una serie de actuaciones —prediagnóstico y au-

ditoria energética— que permiten evaluar el potencial de ahorro energético, los proyectos a acometer y su coste. Una actividad complementaria de la detección de ese potencial es la difusión y demostración de soluciones probadas que permitan el ahorro y conservación de la energía.

La puesta en práctica de estas acciones exige, para que se realicen con eficacia, una acción coordinada entre las Comunidades Autónomas y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético —ver capítulo 6.—. A tal fin, establecerán convenios de colaboración para desarrollar el programa.

En muchos casos, los prediagnósticos y auditorías energéticas no serán suficientes para establecer con precisión las medidas de conservación; de ahí que otra función del programa sea fomentar la existencia de empresas consultoras en ahorro y conservación. Estas empresas realizarán aquellos estudios de viabilidad que dimensionen en profundidad las medidas de ahorro detectadas, cuando ello sea necesario. La Administración articulará los medios que garanticen la fiabilidad y calidad de los estudios de viabilidad que realicen estas empresas.

Por otro lado, existen sectores con problemáticas de conservación similares. En este sentido, el programa contempla establecer convenios entre el MIE, las Comunidades Autónomas, si ha lugar, y asociaciones empresariales o grupos de empresas para llevar a cabo, de forma sistemática, medidas de ahorro y conservación. El MIE potenciará, además, dentro del programa, la adecuación entre la demanda y la oferta de aquellos bienes de equipo necesarios en la realización de las medidas de ahorro. De este modo se buscará agilizar y flexibilizar este mercado, en beneficio de ambos factores.

Las fuentes de energía no convencionales son excluidas del cálculo de la oferta. Esta práctica metodológica exige que la fracción de demanda cubierta con este tipo de energías sea considerada como ahorro en la demanda. El programa de ahorro, conservación y sustitución prestará especial atención a la utilización de residuos —forestales, agrícolas o industriales—, potenciación de la minihidráulica y fomento de las energías eólica y solar.

Asimismo, el programa potenciará la cogeneración de vapor y electricidad de tal forma que, dimensionando las instalaciones para las necesidades de vapor, la energía eléctrica producida pueda permitir el autoabastecimiento o ser cedida a la red eléctrica, según las necesidades del autogenerador.

2.5.2. Sustitución

El programa considera la sustitución de productos petrolíferos por gas, electricidad y carbón. El paso a electricidad conlleva variaciones en los procesos productivos de todos los sectores, incluido el energético. Por otro lado, la introducción de tecnologías como la bomba de calor, permite mejorar el rendimiento en aquellos sistemas que necesitan fluidos a temperaturas moderadas.

En el caso de sustitución por carbón o gas, la proble-

mática es diferente. Se necesita correlacionar la oferta de combustible con la posible demanda afectada. Las inversiones en capital fijo son superiores a las de ahorro, y es necesario disponer de capital circulante para el correcto funcionamiento de la sustitución. Aspectos como el transporte y el almacenamiento forman parte esencial de estos proyectos.

El programa establece acciones sobre el parque nacional de calderas y hornos, para analizar las posibilidades de sustitución a gas o carbón. La garantía de suministro, la calidad y homogeneidad de combustible son aspectos que deben regularse contractualmente entre las partes implicadas. Transparencia del mercado, política de precios y contratos a largo plazo, son garantía de un correcto funcionamiento de la sustitución de combustibles.

2.5.3. Financiación de las inversiones

El programa, en su conjunto, se dirige al cumplimiento de los objetivos de conservación establecidos en este PEN. Para la cuantificación de esos objetivos han sido consideradas aquellas inversiones con períodos de recuperación de veinte meses, como término medio. El volumen global de inversiones en ahorro y conservación queda reflejado en el cuadro 2.5-1.

Cuadro 2.5-1

INVERSIONES DE AHORRO Y CONSERVACION (Millones de pesetas de 1982)

	84/86	87/92
Sector Industrial	110.000	129.350
Resto de los sectores	30.000	75.000

La práctica indica que pese a los cortos períodos de recuperación y a la existencia de líneas específicas tanto del crédito oficial como del privado, no se han producido inversiones generalizadas en conservación. La existencia de problemas a corto plazo, la falta de información o la complejidad de los trámites son algunas de las causas que han frenado esas inversiones. El programa se orienta a lograr que la recuperación de la inversión se realice con el ahorro económico que generen las medidas llevadas a cabo. Fomenta, además, la información al inversor de los proyectos que puede acometer, así como de las líneas de financiación más adecuadas para su caso. Dentro de la operatividad del programa, se busca descargar al inversor de las gestiones de tramitación del crédito, reduciéndoselas al mínimo y trasladando al servicio de apoyo la responsabilidad de la gestión, buscando, además, la minimización del período de tiempo que media entre la solicitud y la concesión.

Dado que en su conjunto, las medidas tienen períodos de retorno reducidos, una línea se centra en la financiación a corto de inversiones. Otra línea contempla la concesión de créditos para aquellos casos en los que o bien se garantizan unos mínimos de ahorro, o la medida provoca una proporción elevada de reducción de consumo. Con esto se facilita la renovación de equipos claramente obsoletos y, además, se establecen compromisos o acuerdos sectoriales o de grupos de empresas para la realización de inversiones. Una tercera línea de ayuda consiste en la subvención de intereses en préstamos que conceda el crédito privado.

Como vehículo para primar la realización de medidas con mayor compromiso de conservación, se subvencionarán las inversiones que se caractericen por llevar a cabo acciones más completas en conservación. Para el caso en que se acometan proyectos que conlleven un riesgo por cuanto se introducen tecnologías ya demostradas, pero nunca aplicadas al caso concreto, el programa concede subvenciones de hasta el 25 por ciento del total de la inversión con independencia de las facilidades de financiación a que tenga acceso dentro de las líneas indicadas.

Un aspecto que el programa de ahorro, conservación y sustitución contempla, es el desarrollo de sociedades de arrendamiento financiero en conservación. Se busca con ello incidir en los aspectos de garantías que conlleva toda concesión de créditos, eliminando, además, la posibilidad de que el préstamo grave el balance económico del inversor.

2.5.4. Actuaciones en materia de normativa y reglamentación

El cumplimiento de normas y reglamentaciones que directa o indirectamente guarden relación con las economías de energía, es muy bajo, incluso su aplicación estricta excluye casos evidentes de conservación. El programa pretende revisar toda la normativa existente y proponer aquellas modificaciones que, en base a la experiencia propia o a la desarrollada en otros países u organismos internacionales, conduzcan a mejorar la utilización de la energía.

Las facilidades que en principio daba la Ley de Conservación de la Energía, muestran en la actualidad deficiencias y lagunas que se hace necesario corregir. Es necesario contrastar en profundidad la Ley y los Reales Decretos que la desarrollan con las realizaciones a que han dado lugar y las dificultades que se han presentado en su aplicación.

Una acción complementaria será la inclusión de la obligatoriedad de realización de estudios de viabilidad y auditorías energéticas en aquellos casos en que vía precios, tarifas o subvenciones se den ayudas o facilidades a empresas o sectores donde el coste de energía tenga una incidencia importante en los costes finales.

2.5.5. Seguimiento del Programa

El programa establece los mecanismos que permiten evaluar el grado de cumplimiento de sus objetivos y el desarrollo de sus actuaciones de acuerdo a los planes previstos. Así, la aceptación de cualquier ayuda (crédito, subvención, etcétera), de las previstas por el programa conllevará el compromiso de realizar prediagnósticos y auditorías periódicamente. De esta forma será posible contrastar las economías de energía previstas con las producidas, ajustando valoraciones y detectando fallos.

CAPITULO 3.º

La oferta de energía

3.1. Introducción

En el capítulo anterior, se especificaron los objetivos del PEN en relación con la demanda de energía final para el período 1983-92. El objeto del presente capítulo va a consistir en analizar el otro lado del mercado, es decir, el comportamiento de la oferta. No obstante, tal como ya se ha señalado anteriormente, no resultaría correcto interpretar la metodología de este PEN como la búsqueda de una estructura adecuada de oferta energética, una vez que se han fijado unos objetivos determinados de demanda. El planteamiento no es: dada una demanda exógena, obtener la estructura óptima de la oferta. Por el contrario, el planteamiento metodológico ha consistido en la búsqueda de un equilibrio demanda-oferta, partiendo del fundamento de una amplia iteración entre ambas.

El mecanismo de iteración se ha basado principalmente en el funcionamiento del sistema de precios energéticos, en la medida en que éstos actúan incentivando a los productores y consumidores y determinando su comportamiento. Es conveniente presentar ahora los grandes rasgos de iteración oferta-demanda para poder comprender los epígrafes siguientes.

Partiendo de un supuesto inicial sobre la evolución de los precios medios al consumidor de las distintas energías finales, se han calculado las demandas correspondientes, incorporando los programas de ahorro, conservación y sustitución se obtienen las demandas objetivo. El paso siguiente consiste en analizar la forma más eficiente de abastecer esas demandas a base de elegir el procedimiento técnico que implica un coste unitario menor. Se ha diseñado previamente para cada tipo de energía final (1) un conjunto de procedimientos técnicos alternativos, contemplando las diversas formas posibles de abastecer la demanda total entre los distintos medios de producción. Así, por ejemplo, en el caso del sector eléc-

trico, se han diseñado formas posibles de abastecer la demanda estimada de electricidad entre los distintos tipos de oferentes (centrales térmicas, nucleares e hidroeléctricas).

Una vez delimitadas las alternativas técnicas para cada subsector energético, se han calculado los costes medios asociados a cada una de estas alternativas (para satisfacer la demanda objetivo fijada). El criterio de selección de la alternativa óptima consistió en elegir aquella que implicara un coste medio mínimo. No obstante, nada garantizaba «a priori» que ese coste medio mínimo pudiera ser cubierto por los precios energéticos supuestos inicialmente. En el caso de que los costes medios fueran mayores, se ponía en marcha un proceso iterativo: se alteraba el supuesto inicial sobre los precios, elevando éstos de forma que cubrieran los costes medios, y se volvían a calcular las demandas objetivo de energía final asociadas a los nuevos precios. Otra vez volvía a determinarse la alternativa técnica que de manera más eficiente podía cubrir la nueva demanda, y en caso de que los costes medios mínimos nuevamente divergieran de los precios fijados, se seguía iterando en el mismo sentido. Finalmente, el procedimiento convergía y se alcanzaba una situación final de equilibrio entre oferta y demanda energéticas y de equilibrio entre precios y costes medios (implicando, por tanto, capacidad de autofinanciación para cada subsector energético).

Este es, pues, a grandes rasgos, el mecanismo de iteración entre oferta y demanda en que se ha basado la presente elaboración del PEN. Se ha aplicado principalmente en los subsectores de energía eléctrica y refino de petróleo, tal como se verá en los próximos epígrafes. En cada caso se analizarán los problemas básicos del subsector, que han actuado como restricciones en el proceso de búsqueda de alternativas óptimas.

En el caso del carbón, la aplicación de este mecanismo de optimización se ha visto restringida por la problemática especial de la minería del carbón en España. En el epígrafe 3.4 se expondrá la planificación de la política de abastecimiento del subsector en base a una modificación del procedimiento descrito de determinación de la estructura de la oferta.

También en el caso del gas natural ha habido que proceder al diseño de un mecanismo de planificación diferente para poder incorporar unos objetivos que persiguen una mayor penetración de esta fuente energética en el suministro global de energía. El principio general de conseguir una autofinanciación de los subsectores se transformará, como veremos en el epígrafe 3.5, proponiendo una serie de subvenciones que incentiven dicha mayor penetración.

Finalmente, el capítulo incorpora un epígrafe sobre energías renovables en donde se establecen unos objetivos generales y medidas tendentes a potenciarlas.

Aunque a lo largo de este capítulo se harán frecuentes referencias a la política de precios, la definición de ésta a nivel de productos o por tipos de usuario que haga consistentes los distintos objetivos de consumo para cada subsector, se encuentra recogida en el capítulo 4.º

(1) A excepción del gas y carbón, como enseguida veremos.

De igual forma, el desarrollo de la alternativa de cada subsector se ve facilitada por una serie de reformas institucionales que si bien se apuntan en el análisis de cada subsector, son presentadas con mayor detalle en el capítulo 6."

3.2. Sector eléctrico

3.2.1. El marco de la planificación del sector

La previsión de la demanda objetivo de electricidad que se contempla en el PEN 83 es inferior a la recogida en el proyecto de revisión del PEN realizado en 1982. Concretamente, tal como se mostró en el capítulo anterior, el crecimiento de la demanda que se considera en la revisión actual es del 3,3 por ciento acumulativo anual durante el período 1984-92, lo cual implica una elasticidad respecto al PIB de 1,04. Esto contrasta fuertemente con el crecimiento considerado en el anterior PEN, consistente en el 4,7 por ciento anual acumulativo, lo cual representaba una elasticidad de 1,36 para el período 1981-90.

No obstante, es obvio que el valor de la demanda objetivo, en la medida en que descansa parcialmente sobre unas estimaciones estadísticas, está sujeto a variaciones difícilmente previsibles. En este sentido, la tasa del 3,3 por ciento conviene interpretarla como el valor más probable dentro de la distribución de valores posibles. Aunque esto ya garantiza que al considerar esta tasa del 3,3 se está minimizando el riesgo de errar, sin embargo, se ha decidido contemplar también una alternativa basada en una evolución más elevada del consumo eléctrico, suponiendo un incremento del 4 por ciento (elasticidad, 1,26). Esto permite comprobar la cobertura de la curva de carga con el equipo generador definido para el primer supuesto.

Estos menores niveles de demanda en relación con los establecidos en revisiones anteriores, deben ir acompañados de unos niveles de oferta, asimismo, inferiores a los previstos en aquéllas, con objeto de evitar excesos de potencia instalada a medio plazo y el consiguiente desequilibrio entre la oferta y la demanda. Concretamente, la evolución registrada en el consumo de energía eléctrica durante los años 1981 y 1982 ha sido considerablemente inferior a la demanda prevista en el proyecto de revisión anterior, y en 1983, algo inferior. Por el lado de la oferta, el plan acelerado de térmicas de carbón que venía a cubrir a corto plazo el retraso de la construcción de las centrales nucleares y a contribuir a una rápida sustitución del consumo de fuel-oil en el sector eléctrico son acciones que obligan a plantear un ajuste de la oferta.

La situación financiera de las empresas del subsector eléctrico, afectada en parte por las cuantiosas inversiones realizadas en el último quinquenio, no acompañadas del crecimiento esperado en la demanda, ha sido una de las restricciones importantes a la hora de planificar los ajustes entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Como se pone de manifiesto en el epígrafe 3.2.5 la relación entre ingresos y costes para el sector eléctrico se ha realizado de forma que sea posible para las empresas del subsector obtener una generación de fondos que permitan la financiación ortodoxa de las futuras inversiones.

El tercer problema que se aborda en el subsector eléctrico es el de la explotación óptima del parque de generación y del transporte, que se realizará a través de una nueva sociedad mixta. El objetivo de la explotación óptima del parque de generación eléctrica es la minimización de los costes variables de generación y transporte a nivel global, dentro del marco de restricciones que en cada momento aconsejen la situación de los recursos energéticos.

En definitiva, el Gobierno ha optado por un funcionamiento y ordenación institucional del sector eléctrico basado en los siguientes elementos:

- Existencia de empresas públicas y privadas que generan fondos con los que retribuir las inversiones necesarias para atender la demanda de energía eléctrica.

- Coordinación a medio y largo plazo del desarrollo del sector eléctrico a través de los correspondientes planes energéticos.

- Coordinación a corto plazo de las empresas del sector mediante la programación unificada de la explotación del parque, a través de la nacionalización de la red de transporte.

La forma como se instrumenta la programación unificada de la explotación, se describe en el capítulo 6.º dedicado a los cambios institucionales del sector energético.

3.2.2. Generación de energía eléctrica

En el epígrafe 3.1 se ha descrito a grandes rasgos el procedimiento de adecuación entre oferta y demanda del sector eléctrico, en base a conseguir que los precios cubriesen los costes medios de producción. En el Anexo correspondiente se especifica de manera detallada la metodología empleada. El abastecimiento de la demanda eléctrica se ha planificado eligiendo una distribución de la oferta entre los distintos tipos de centrales, de forma que se minimizara su coste. La comparación de los niveles de costes se ha efectuado entre distintas alternativas técnicas, utilizando diversos criterios para delimitar el conjunto de alternativas posibles (tales como utilización prioritaria de los recursos nacionales, aprovechamiento racional de las inversiones ya realizadas y diversificación de fuentes).

A continuación se presentan los objetivos de la estructura de la oferta eléctrica para el período 1983-92.

El nuevo equipo generador instalado en el sistema peninsular de servicio público, durante el período de vigencia de este PEN, será el que se indica en los cuadros 3.2.-1 y 3.2.-2, el primero referido al nuevo equipo hidráulico y el segundo al térmico, tanto nuclear como convencional.

El total de potencia hidráulica a instalar en el período es:

	MW
Hidráulica convencional y mixta (MW)	4.603
Bombeo puro	1.865
TOTAL	6.468

La potencia hidráulica a instalar responde a un conjunto de saltos individualmente identificados por cada una de las empresas eléctricas concesionarias, que los tienen en construcción o proyecto. Para asegurar su finalización en los plazos previstos se llegará a acuerdos con cada empresa y se establecerá un sistema de control periódico sobre el avance de los trabajos que, en caso de notorio incumplimiento, daría lugar al rescate de las concesiones para su ejecución por otras empresas.

Cuadro 3.2-1

**INCREMENTO ANUAL PREVISTO DEL EQUIPO
HIDRAULICO
(MW)**

Año	Hidráulica Convencional	Bombeo puro
1983	30	255
1984	23	200
1985	48	400
1986	115	—
1987	511	—
1988	586	—
1989	624	510
1990	1.072	250
1991	957	—
1992	637	250
TOTAL	4.603	1.865

La potencia térmica que entrará en servicio antes del 31 de diciembre de 1992 es de 10.907 MW, aproximadamente.

El parque nuclear estará constituido en 1985 de acuerdo con las previsiones actuales por los siguientes grupos, adicionales a los tres de la primera generación (Zorita,

Garoña y Vandellós I): Almaraz I y II, Ascó I y II y Co-frentes. Se prevé también la entrada en la red de otros dos grupos nucleares, uno en 1988 y otro en 1990. En total, la potencia eléctrica de origen nuclear, que entrará en funcionamiento durante el período 1983/92, será de 6.695 MWe lo que representa el 61 por ciento del total térmico que entrará en servicio durante el mismo.

La necesidad de contar con una potencia eléctrica inferior a la prevista en el plan energético anterior, para abastecer adecuadamente la nueva previsión de la demanda de energía eléctrica, ha hecho necesario revisar los planes de centrales en construcción o en proyecto. Dentro de ellos se ha dado preferencia a la terminación de las centrales hidroeléctricas por constituir una energía totalmente nacional, renovable y no contaminante. Por su parte, dentro de las centrales térmicas, todas las de carbón, tenían prevista su entrada en funcionamiento en 1984 y 1985, por lo que se encontraba en una fase de construcción muy avanzada que obligaba a su terminación.

Por el contrario, dentro de las centrales nucleares con autorización de construcción, existían algunas cuya construcción prácticamente no había comenzado o se encontraba en fase muy anterior a las de carbón. Por ello, se ha considerado necesario adaptar el programa nuclear en curso, para evitar que continúe la inversión en centrales que en el momento de su entrada no tuvieran garantizado un número de horas de funcionamiento suficiente. Ello implica la elección de los dos grupos que, como se ha indicado, entrarán en funcionamiento en 1988 y 1990, de entre un total de siete que recibieron en el pasado autorización de construcción.

Esta readaptación del programa nuclear, significa un saneamiento del excesivo inmovilizado en curso de las empresas eléctricas, para acomodarlo a las nuevas previsiones de incremento de la demanda, con lo que se han establecido ya las correspondientes provisiones en la última revisión de tarifas eléctricas, efectuada en el mes de octubre de 1983. Esto ha permitido, asimismo, poder abordar con la debida objetividad los estudios necesarios para seleccionar los dos grupos nucleares adicionales que deberán entrar en funcionamiento durante el período del PEN 83 sin que se vean afectados por la evolución de las inversiones adicionales que paralelamente hayan podido efectuarse en ellos.

El nuevo parque de centrales térmicas convencionales, constará de seis nuevos grupos de carbón que están ya en proceso de construcción y utilizarán carbón nacional, dos grupos de carbón de importación, actualmente también en construcción y 750 MW procedentes de transformaciones de centrales de fuel-oil a carbón. Estas transformaciones se han programado para que entren en funcionamiento en el año 1990, pero en caso de mayor crecimiento de la demanda podría adelantarse su puesta en funcionamiento para reducir el consumo de fuel-oil.

Las centrales de carbón nacional, entrarán en servicio durante los años 1984 y 1985, utilizando todas ellas hulla y antracita como combustible. El total de estos grupos representa una potencia de 2.293 MW.

Cuadro 3.2-2

NUEVO EQUIPO TERMICO PARA EL PERIODO 1983|1992

Grupo	MW	Año de entrada en servicio									
		1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992

NUCLEARES

Almaraz I	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ascó I	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almaraz II	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cofrentes	975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ascó II	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear X	1.000*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear Y	1.000*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CARBON NACIONAL, HULLA Y ANTRACITA

Narcea III	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Robla II	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S. Ribera III	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compostilla V	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guardo II	350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Burceña	66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aboño II	543	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CARBON DE IMPORTACION Y/O EVENTUALMENTE NACIONAL

Carboneras I	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Barrios I	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transformaciones**	750*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Potencia aproximada.

** De fuel a carbón.

Los dos grupos de carbón de importación entrarán, asimismo, en servicio durante 1984 y 1985, y si bien, su abastecimiento se hará principalmente con carbones extranjeros, existe la posibilidad de mezclar carbón nacional en algunos de estos grupos si las disponibilidades de

carbón y el coste de transporte lo permiten. Estos dos grupos de carbón de importación suponen un total de 1.100 MW.

Como características principales de esta estructura de oferta cabe señalar lo siguiente:

a) La potencia eléctrica instalada (ver cuadro 3.2-3) según el programa actual, es en 1990 un 11 por ciento inferior a la que se preveía en la anterior planificación energética.

b) Se mantienen, además, en servicio 4.450 MW de fuel-oil que funcionarán un número muy reducido de horas anuales y que servirán de reserva para cobertura de las puntas en la curva de carga.

c) El parque descrito es suficiente para abastecer una demanda en 1992 de 137.270 GWh que supone un crecimiento del consumo de energía eléctrica de un 4,5 por ciento en 1983 y del 3,3 por ciento medio acumulativo anual desde 1984 a 1992. Este mismo parque es suficiente para abastecer un crecimiento del 4 por ciento anual acumulativo de la demanda hasta el año 1989.

Es importante recalcar, la suficiencia de este parque planificado en relación con la demanda esperada. Bajo la hipótesis más probable de crecimiento medio de la demanda energética (3,3 por ciento) existirá un considerable exceso de capacidad asociado a dicho parque que no desaparecerá hasta 1987. Bajo la hipótesis alternativa de crecimiento más elevado de la demanda (4 por ciento), puede empezar a requerirse una ampliación del parque a partir de 1989. Con lo cual no se hace necesario proceder en la actualidad a tal ampliación.

En el caso de que se previera que la demanda pudiera crecer a una tasa igual o superior al 4 por ciento anual acumulativo, todos los años desde 1984 hasta más allá de 1989 el Plan considera la construcción o transformación de 1.050 Mw nuevos, cuya definición está todavía pendiente, ya que, como se acaba de señalar, su entrada en funcionamiento sería posterior a 1989. Probablemente se acudiría a la construcción de nuevas centrales de carbón nacional o conversión de algunas adicionales de fuel-oil. Este tipo de elección, frente a la opción de una central nuclear alternativa, está basada en los argumentos siguientes: en primer lugar, una tasa media de crecimiento de la demanda del 4 por ciento anual acumulativo es improbable, y resulta económicamente más arriesgado proseguir la construcción de una nuclear en el momento actual para satisfacer la demanda en exceso que, de producirse, se realizaría a partir de 1989. Dada la baja probabilidad de dicho exceso de demanda, resulta más lógico planificar su eventual abastecimiento con centrales alternativas de menor período de construcción. En segundo lugar, las centrales de carbón presentan una ventaja adicional frente a las nucleares, y es su flexibilidad de cara a responder a la modulación de la curva de carga de la energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica que se prevé para los años incluidos en el período 1984-1992, distribuida por tipos de energía primaria consumida en las centrales, se presenta en el cuadro 3.2-4 para la demanda objetivo y en el cuadro 3.2-5 para la demanda superior, correspondiente al 4 por ciento de incremento anual acumulativo y supuesta la entrada de un grupo nuevo de carbón nacional en cada uno de los años 1989, 1991 y 1992.

Comparado el nivel y la estructura de la producción de electricidad en el año 1982, con la esperada en 1992 para la cobertura de la demanda objetivo y suponiendo en ambos casos un año medio desde el punto de vista hidráulico, se observan las siguientes diferencias principales:

	1982		1992	
	Gwh	%	Gwh	%
Hidráulica	32.940	33,2	40.380	29,0
Nuclear	8.364	8,4	40.970	29,5
Carbón	41.211	41,5	54.794	39,5
Fuel-oil y gas	16.679	16,9	2.737	2,0
TOTAL	99.194	100,0	138.881	100,0

a) Se espera una drástica reducción en la participación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en la generación de la energía eléctrica, pasando de representar el 16,9 por 100 de la producción total, a sólo el 2 por ciento al final del período de aplicación del Plan.

b) La producción de origen nuclear se incrementará casi cinco veces en el decenio, llegando a general el 29,5 por ciento de la energía eléctrica producida en 1992.

c) La producción hidroeléctrica se aumentará en 7.440 Gwh, disminuyendo, sin embargo, su participación en la producción total en cuatro puntos, pues si bien el porcentaje de potencia hidroeléctrica instalada respecto a la total, aumenta ligeramente 0,7 puntos según se indicó, el menor tiempo de utilización de las nuevas instalaciones hidroeléctricas origina una tasa inferior del crecimiento de la energía producible con respecto a la tasa de crecimiento de la potencia.

d) La producción eléctrica de las centrales de carbón se incrementará en 13.583 Gwh disminuyendo, sin embargo, en dos puntos su participación en la producción eléctrica total del sistema.

Un aspecto importante de analizar es el número de horas de funcionamiento anual, de acuerdo con el sistema generador descrito y con la producción atribuida a cada tipo de central. Este se especifica en los cuadros 3.2-6 y 3.2-7, para las hipótesis de crecimiento de la demanda a partir de 1984 del 3,3 y del 4 por ciento, respectivamente.

En los primeros años, concretamente hasta 1986, el número de horas de utilización de todos los tipos de centrales será menor que en 1982, debido al hecho ya mencionado de la existencia de un exceso de oferta motivado por los grupos que acabarán su construcción en dicho período. A partir de 1987 comenzará a corregirse el desequilibrio entre oferta y demanda, hasta llegar a 1992, año en que se estabilizarán las horas de funcionamiento anual en valores que permiten un aprovechamiento ópti-

Cuadro 3.2-3

EQUIPO GENERADOR INSTALADO. PERIODO 1983-1992

(Potencia instalada en MW)

Tipo de central	A ñ o	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Hidráulica convencional y mixta		12.605	12.635	12.658	12.706	12.821	13.332	13.918	14.542	15.614	16.571	17.208
Bombeo puro		863	1.118	1.318	1.718	1.718	1.718	1.718	2.228	2.478	2.478	2.728
Total Hidráulica		13.468	13.753	13.976	14.424	14.539	15.050	15.636	16.770	18.092	19.049	19.936
Nuclear		1.460*	3.785	4.760	5.690	5.690	5.690	6.690	6.690	7.690	7.690	7.690
Hulla y Antracita Nacional		4.007	4.007	5.057	6.316	6.175	6.107	6.107	5.959	5.753	5.679	5.056
Lignito Pardo		1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950
Lignito Negro		1.462	1.462	1.462	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Carbón Importación o Nacional prioritario.		-	-	550	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.320	1.853
Fuel-Oil y otros		8.147	8.147	8.081	7.528	7.395	7.395	7.177	7.177	6.984	5.984	5.450
Total Térmica		17.026	19.351	21.860	23.984	23.710	23.642	24.424	24.276	24.877	24.023	23.399
T O T A L		30.494	33.104	35.836	38.408	38.249	38.692	40.060	41.046	42.969	43.072	43.335

Supuesta Almaraz 1 al 50 por ciento.

Cuadro 3.2-4

PRODUCCION DE ELECTRICIDAD SISTEMA SERVICIO PUBLICO PENINSULAR*
(GWh en barras de central)

	1.982		1.986		1.990		1.992	
	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO
HIDRAULICA	25.641	33.970	24.880	38.990	28.690	40.380	29.600	40.970
NUCLEAR	8.364	29.660	29.660	39.080	39.080	40.970	40.970	40.970
CARBON	41.211	48.010	54.370	49.546	55.080	54.794	56.989	56.989
FUEL-OIL Y GAS	27.496	2.317	5.466	2.564	7.958	2.737	11.909	11.909
TOTAL	102.712	113.957	114.376	130.180	130.808	138.881	139.468	139.468
CONSUMO BOMBEO	1.606	987	1.406	1.540	2.168	1.611	2.198	2.198
DEMANDA MERCADO : (PENINSULAR+EXPORTA CIONES NETAS)	101.106	112.970	112.970	128.640	128.640	137.270	137.270	137.270

(*) Incremento de la demanda supuesto para 1983: 4.5 por ciento. Incremento de la demanda supuesto para los años 1984-92: 3.3 por ciento anual acumulativo.

Cuadro 3.2-5

PRODUCCION DE ELECTRICIDAD SISTEMA SERVICIO PUBLICO PENINSULAR*
(GWh en barras de central)

	1.982	1.986		1.990		1.992	
		MEDIO	SECO	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO
HIDRAULICA	25.641	34.000	24.900	39.110	28.770	40.430	29.970
NUCLEAR	8.364	29.660	29.660	39.080	39.080	40.970	40.970
CARBON	41.211	49.970	55.530	57.439	60.650	62.320	64.223
FUELOIL Y GAS	27.496	2.688	6.645	935	8.561	3.821	12.840
TOTAL	102.712	116.318	116.735	136.564	137.061	147.541	148.003
CONSUMO BOMBEO	1.606	1.028	1.445	1.694	2.191	1.671	2.133
DEMANDA MERCADO (PENINSULAR: EXPORT NETA)	101.106	115.290	115.290	134.870	134.870	145.870	145.870

(*) Incremento de la demanda supuesto para 1984: 4,5 por ciento. Incremento de la demanda supuesto para los años 1984-92: 4 por ciento anual acumulativo.

mo de los equipos. Un aspecto que sobresale también de estos cuadros es que el número de horas de una central hidráulica será menor en los próximos años en comparación con 1982, en caso de años secos de hidraulicidad. Esto se debe a que la hidraulicidad de 1982 fue superior a la que se considera en el supuesto teórico de año seco.

Cuadro 3.2-6

FUNCIONAMIENTO ANUAL DE CADA TIPO DE CENTRAL (1)
INCREMENTO PREVISTO DE LA DEMANDA A PARTIR DE 1984: 3,3 POR CIENTO
(Horas/año)

	1.982	1.986		1.990		1.992	
		MEDIO	SECO	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO
HIDRAULICA	2.035	2.360	1.729	2.177	1.602	2.046	1.500
NUCLEAR	6.062	5.545	5.545	5.400	5.400	5.660	5.660
CARBON	6.216	4.859	5.502	5.222	5.805	5.743	5.973
FUEL-OIL Y GAS	3.346	330	778	391	1.215	529	2.300

(1) Sobre potencia fin de año.

Cuadro 3.2-7

FUNCIONAMIENTO ANUAL DE CADA TIPO DE CENTRAL (1)
INCREMENTO PREVISTO DE LA DEMANDA A PARTIR DE 1984: 4 POR CIENTO
(Horas/año)

	1.982	1.986		1.990		1.992	
		MEDIO	SECO	MEDIO	SECO	MEDIO	SECO
HIDRAULICA	2.035	2.362	1.730	2.184	1.606	2.048	1.518
NUCLEAR	6.062	5.545	5.545	5.400	5.400	5.660	5.660
CARBON	6.216	5.057	5.620	5.853	6.180	5.925	6.106
FUEL-OIL Y GAS	3.346	383	946	143	1.307	738	2.480

(1) Sobre potencia fin de año.

En lo que respecta al sistema extrapeninsular, el crecimiento esperado de la demanda y las características peculiares de su equipo generador, ligados ambos a su condición de insularidad, exigen un tratamiento específico del mismo. Los resultados aquí descritos exponen los valores generales del sistema, obtenidos por agregación de los que componen el conjunto.

Así, el crecimiento anual acumulativo previsto es de 4,5 por ciento en barras de central, superior al peninsular, por las mayores posibilidades de expansión y penetración de la electricidad que su sistema socio-económico permite. No obstante se considera un parque suficiente para cubrir un crecimiento anual acumulativo de la demanda de un 5 por ciento.

El equipo generador instalado a 31-12-83, tenía una potencia de 1.254 Mw repartidos en la forma siguiente:

	Mw
Vapor con fuel	532
Grupo Diesel	229
Turbina gas	204
Vapor con lignito	287
Hidráulica	1
Total	1.254

Se observa la acusada dependencia de los combustibles líquidos, la escasa presencia de grupos hidráulicos, pues sólo hay uno en La Palma, así como la existencia de dos grupos de 125 MW, cada uno, para aprovechar los lignitos de la zona de Alcudia, en Mallorca, como única energía autóctona empleada en la producción de electricidad en esas islas.

La instalación de nuevos grupos en el período 1983-92 revela la importancia de los grupos Diesel que, por su mayor rendimiento, modulación, menores costes y posibilidad de recuperación de calores residuales, aconsejan su utilización. El total de potencia a instalar por zonas y años previstos de entrada es la siguiente:

AUMENTO DE GRUPOS DIESEL EN EL SISTEMA
EXTRAPENINSULAR
(Grupos × MW instalados)

	Baleares	Canarias	Ceuta y Melill.
1983.....	—	1 × 1,6	—
1984.....	—	—	3 × 2,5
1985.....	1 × 15,5	1 × 7,5	1 × 5,5; 1 × 2,5
1986.....	2 × 16	—	—
1987.....	—	1 × 1,6	—
1988.....	1 × 16; 2 × 20	1 × 7,5	—
1989.....	1 × 16; 4 × 20	2 × 15	—
1990.....	—	2 × 15; 2 × 1,6	—
1991.....	—	—	—
1992.....	1 × 16	1 × 15; 1 × 6	—
Total	12 grupos de 215,5 MW	12 grupos de 102,4 MW	5 grupos de 15,5 MW

La potencia total a instalar en el período será, pues, la siguiente, con la reserva de la instalación de grupos de carbón, si resultaran viables económica y técnicamente:

	Mw	Número de grupos
Grupos Diesel	333,4	29
Grupos vapor	100	2
Lignito negro	125	1
Total	558,4	32

3.2.3. Transporte de energía eléctrica

El desarrollo de la capacidad de una red, se puede obtener aumentando la capacidad de las líneas existentes, y el número de las mismas y también creando nuevas subestaciones.

Este desarrollo necesario, dado el permanente crecimiento de las cargas de la red, con tasas prácticamente constantes durante muchos años, se presenta de una forma discontinua localmente (nuevas centrales o nuevas industrias de consumo), por lo que los esfuerzos necesarios se presentan también de una forma discontinua. Esto es muy importante en la planificación de la red, porque aunque el tiempo necesario para estos trabajos sea inferior al de implantación de los medios de producción (del orden de tres años para líneas de transporte), es necesario prever el sistema a largo plazo para optimizar la inversión desde el punto de vista dinámico.

Los estudios necesarios para establecer la estrategia de desarrollo de la red, se deben realizar a veinte o treinta años de plazo, reteniendo como firmes los programas correspondientes a los cinco primeros años, siendo necesario revisar continuamente los programas siguientes en función de los cambios de previsión de necesidades futuras y de la evolución técnica.

En la actualidad, respecto al desarrollo de la red española, existen previsiones que cubren hasta el año 1986, las cuales indican que, además de los 947 kilómetros que entraron en servicio en el año 1983 de nuevos circuitos de 400 KV, en el año 1984 entrarán 594 kilómetros, 560 en el año 1985 y 1.464 en el año 1986.

Teniendo en cuenta la relación existente entre el crecimiento de la demanda y la evolución de la red y que las previsiones antes citadas además de las entradas en servicio en los últimos años, cubren las necesidades de los nuevos grupos nucleares, es de prever que en el año 1990 serán necesarios 1.343 kilómetros adicionales de circuito a 400 KV y en el año 1992 otros 712 kilómetros más. Esto implica que en el período 1987-92 deberán entrar en servicio más de 2.000 kilómetros de nuevos circuitos a 400 KV. En todo caso, uno de los primeros cometidos de la nueva sociedad pública de transporte, es la determinación de la red necesaria para la explotación óptima del

sistema conjunto, llevando a cabo la construcción de las instalaciones de transporte y controles adicionales.

Respecto a las nuevas líneas de 220 KV previstas hasta 1986, constituyen un conjunto mayoritariamente dedicado a unir la red de transporte con los centros de consumo o con nuevos centros de producción y, aunque existe alguna línea prevista que pudiera considerarse transporte, su aportación es muy pequeña con respecto a las previsiones existentes en 400 KV. A partir de 1986 el desarrollo del transporte se hará prácticamente de forma exclusiva a la tensión de 400 KV.

3.2.4. Programa financiero de las empresas del sector eléctrico

El estudio de los balances del sector eléctrico, pone de manifiesto una serie de problemas en relación con la estructura financiera, aunque su intensidad varía mucho entre empresas. Entre los objetivos de la actual planificación energética, figura precisamente el abordar estos problemas mediante la elaboración de un programa financiero para las empresas del sector.

Uno de los problemas más destacados consiste en la notable importancia del valor contable del inmovilizado en curso. Los retrasos en los planes de construcción, el alza de los costes imputables a los mismos, especialmente los del dinero y las prácticas financieras seguidas, han contribuido a la desproporción actual entre inmovilizado en curso e inmovilizado en explotación.

Otra circunstancia a destacar es el progresivo grado de endeudamiento, derivado tanto de las dificultades para captar capitales propios y de la insuficiencia de la autofinanciación (beneficios retenidos y amortizaciones) como del valor creciente, en pesetas, de los préstamos tomados en divisas en los últimos años.

El programa financiero que se aborda para el sector eléctrico tiene como objetivos:

- Reducir el volumen de endeudamiento del sector en un plazo no superior a cinco años.
- Adaptar las inversiones al crecimiento de la demanda.
- Equilibrar en tres años la cuenta de capital del conjunto del sector.

Estos objetivos estrictamente financieros, irán acompañados de una serie de medidas instrumentales técnico contables, cuya finalidad es ofrecer a la sociedad, a los accionistas y a las entidades financieras una información homogeneizada y coherente sobre la situación económica financiera del sector y cada una de las empresas.

La estructura de parque diseñada para el período del PEN 83 y la evolución previsible de los precios de los inputs energéticos implican una evolución del coste unitario de la energía que permite abordar dicho programa con un mantenimiento a medio plazo de las tarifas eléctricas en términos reales, si bien a corto plazo podría ser necesario un aumento mayor si continúa la falta de flexi-

bilidad actual de los tipos de interés monetarios en relación a las bajadas de los tipos de inflación.

La generación de fondos en el conjunto del sector eléctrico tendrá que distribuirse entre las empresas de forma que el objetivo financiero sea una realidad, no sólo para el conjunto del sector, sino para cada una de las empresas que lo conforman, para lo cual, se deberá diseñar un mecanismo de percepción de ingresos de las empresas del sector que incentive la gestión empresarial y adecue los ingresos de cada empresa a los costes mínimos de abastecimiento.

3.2.5. La parada nuclear

En este PEN se propone un equipo generador de energía eléctrica que resulta óptima dadas unas previsiones de demanda. El objetivo que debe de alcanzar el parque propuesto es el de minimizar costes medios de producción atendiendo a las restricciones derivadas de la utilización de energías nacionales con preferencia a las importadas.

Dicho parque generador considera 7.600 MW nucleares en 1992, lo que implica excluir hasta 1992 la puesta en marcha de cinco proyectos nucleares en construcción. Es decir, se hace necesaria la parada de estos cinco grupos nucleares para garantizar que el parque generador propuesto es el óptimo.

Cabría finalizar todas las obras iniciadas y dejarlas preparadas, con las operaciones de mantenimiento necesarias, para que entrara en funcionamiento con posterioridad al PEN actual. No se considera adecuada esta solución porque:

— No garantiza que estas centrales resulten competitivas en el momento de entrar en funcionamiento, ni desde el punto de vista económico ni tecnológico.

Por tanto, sería configurar un futuro con altas probabilidades de responder a condiciones peores a las alternativas que puedan desarrollarse.

— Coloca a las empresas eléctricas en una posición financiera muy débil. El exceso de obra en curso en relación al inmovilizado en explotación, así como el elevado coste de su estructura financiera, obligaría a incrementos de tarifas que sólo conducirían a consolidar un parque eléctrico inadecuado.

La parada nuclear representa para los consumidores la consecución de un sistema eléctrico competitivo y un proceso menos costoso que cualquier otra solución alternativa.

La instrumentación prevista para llevar a la práctica esta medida es de dos tipos:

— Instrumentación técnica, que consiste en la presentación de un plan de paralización de las obras, que las empresas presentan a la Administración, quien lo aprueba con el informe de una ingeniería independiente del proyecto, en caso de considerarlo necesario. Este plan debe de permitir minimizar el coste de la parada para

las empresas eléctricas y para los trabajadores y empresas relacionadas con la construcción de la central.

— Instrumentación financiera. Se trata de establecer el mecanismo adecuado para que la parada nuclear no afecte negativamente a las empresas eléctricas propietarias, sino que, por el contrario, permita el saneamiento económico que supone la adecuación del inmovilizado en curso a las necesidades futuras del abastecimiento eléctrico.

La Orden ministerial de 14 de octubre de 1983, del Ministerio de Industria y Energía, sobre incremento de tarifas, establecía la obligación de las empresas eléctricas de aportar un determinado porcentaje del aumento de tarifas a una cuenta intervenida, cuyos fondos se destinarían a la financiación de la parada nuclear.

Dado que no todas las empresas eléctricas que participan en los proyectos de construcción de centrales nucleares han gestionado igual su obra en curso, es necesario asegurar que el pago de la parada nuclear responde, exactamente, al coste de proyectos no necesarios, suponiendo un comportamiento óptimo, desde el punto de vista económico y técnico de los mismos.

Para esto, se realizará una auditoría técnico-económica sobre el valor de las inversiones a amortizar, vía cuenta intervenida.

Con objeto de seleccionar entre las centrales de Lemóniz I, Trillo I, Valdecaballeros I y Vandelloso II, los dos grupos que completarán los 7.600 MW nucleares en operación previstos para 1992, se ha desarrollado un programa de evaluación para conocer las implicaciones en cada uno de estos cuatro grupos de la seguridad para la población, el riesgo económico asociado a un hipotético accidente, la adecuación a la explotación del sistema eléctrico y el grado de avance de las inversiones.

El organismo competente en España en la seguridad nuclear es el Consejo de Seguridad Nuclear, por lo que fue consultado por el Ministerio de Industria y Energía, solicitándosele un pronunciamiento explícito sobre las condiciones relativas de seguridad de los emplazamientos de los cuatro grupos. En el informe remitido por el Consejo de Seguridad Nuclear se efectúa la comparación de los emplazamientos de las cuatro unidades, teniendo en cuenta, exclusivamente, las características más importantes de los emplazamientos, sin entrar en el estudio conjunto del binomio emplazamiento-instalación, y dando primacía a los aspectos referentes al menor riesgo, asociado a la población de cada emplazamiento. Como resultado de este estudio, el Consejo de Seguridad Nuclear concluye que las diferencias encontradas al comparar los emplazamientos no son significativas en cuanto a Valdecaballeros, Trillo y Vandelloso —ordenados de mejor a peor— y presentan significación más desfavorable en el caso de Lemóniz. En cualquiera de los dos casos, los cuatro emplazamientos son adecuados para construir centrales nucleares.

El informe del Consejo de Seguridad Nuclear contempla, únicamente, la seguridad relativa de los distintos

emplazamientos, sin considerar el riesgo inherente a los diferentes tipos de centrales existentes en cada uno de ellos. Se ha considerado conveniente ampliar el estudio anterior con uno específico de evaluación probabilística de riesgos para cada uno de los binomios reactor-emplazamiento considerados. Dado que la tecnología necesaria para elaborar dicho estudio se encuentra muy restringida y no accesible en España, se encargó el correspondiente estudio a la empresa Nuclear Utility Service Corporation, de los EE. UU.

De los resultados cuantitativos obtenidos se concluye que, en los cuatro casos, el riesgo inherente resulta muy pequeño y, en todo caso, comparable al de otras centrales nucleares, de potencia similar, en funcionamiento en países donde ya se ha aplicado esta metodología. Se concluye también que la frecuencia de los escapes, así como el riesgo individual y colectivo de ser víctima, inmediata o diferida, de tales escapes, resulta inferior en el caso de Trillo que en el de las otras centrales. De igual forma, en el caso de Valdecaballeros, la frecuencia esperada de los escapes radiactivos y el riesgo de ser víctima inmediata de los mismos, resultan menores que para los casos de Vandellós y Lemóniz. Sin embargo, el riesgo de ser víctima diferida resulta, aproximadamente, igual para los tres casos. Por su parte, para Vandellós y Lemóniz, la frecuencia esperada de los escapes y el riesgo de ser víctima inmediata resultan parecidos, con mayores valores para el caso de Lemóniz, en especial a frecuencias muy bajas, a causa de la mayor densidad de población de este emplazamiento.

La evaluación del riesgo económico derivado de un eventual accidente nuclear sobre los bienes existentes en el entorno de la central, ha sido desarrollada por la empresa Informes y Proyectos, S. A., bajo la dirección técnica de la cátedra de Tecnología Nuclear de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid, aplicando una metodología similar a la ya seguida por este mismo equipo, en un estudio anterior para la central nuclear de Ascó.

Los resultados obtenidos indican que, incluso para la categoría de escape más severa de las consideradas — fusión del núcleo con funcionamiento degradado del sistema de contención—, los costes asociados parecen razonables, teniendo en cuenta la inversión que estas instalaciones llevan asociada. De la comparación de los resultados se observa que el coste mayor correspondería al caso de Lemóniz, seguido de Vandellós II, Trillo I y Valdecaballeros. Sin embargo, es necesario resaltar que no existen diferencias significativas, ya que, para el accidente antes indicado, la diferencia de los costes máximos entre el caso más desfavorable —Lemóniz— y el más favorable —Valdecaballeros— es de 1.652 millones de pesetas.

El estudio de la adecuación de los distintos emplazamientos a la explotación del sistema eléctrico y el abastecimiento de los diferentes mercados, ha sido encargado a la Sociedad Aselétrica, resultando como conclusión que, al comparar las diferentes alternativas, se obtiene una solución plana; es decir, que, desde el punto de vista de

explotación eléctrica, no existen elementos de juicio para dar preferencia a ninguna de las alternativas.

El grado de avance de las inversiones se ha obtenido a partir de las auditorías realizadas por la firma Arthur Andersen. A 30 de junio de 1983, el porcentaje de inversión realizada en cada grupo, respecto a su presupuesto actualizado, valorados ambos en pesetas corrientes, era el siguiente:

Lemóniz I	87 por ciento.
Vandellós II	43,1 por ciento.
Trillo I	41,8 por ciento.
Valdecaballeros I	27,8 por ciento.

El valor del presupuesto actualizado para Lemóniz está, sin embargo, sujeto a incertidumbres en función del estado de conservación y grado de operatividad de los equipos y sistemas de la central, derivado de las vicisitudes a que ha estado sometida esta central y la forma en que se produjo su parada.

De los resultados de estos estudios de evaluación comparativa, se deduce que no existen diferencias importantes entre las diferentes alternativas, al comparar los riesgos económicos derivados de un potencial accidente, ni en cuanto a su impacto en la red de alta tensión.

Si bien las cuatro unidades cumplen un nivel de seguridad adecuado, de acuerdo con la normativa vigente en lo que respecta a emplazamiento y diseño, la central nuclear de Lemóniz I aparece en la posición más desfavorable, en relación a la seguridad de las personas, al igual que en cuanto al riesgo de daños económicos asociados a un potencial accidente. Aunque su porcentaje de acabado es superior al de los otros tres grupos, la inexistencia de un programa ordenado de parada, en su momento, origina incertidumbres técnicas en cuanto a la fecha de su posible conexión a la red, y económicas, en cuanto al volumen de inversiones requeridas para completar la central.

La central nuclear de Trillo I, desde el punto de vista de seguridad y riesgo para las personas, aparece en posición destacada; el porcentaje de inversión realizado, respecto al presupuesto, es superior al de Valdecaballeros I y similar al de Vandellós II. A ello hay que añadir una más favorable aceptación pública en la zona que la reciben el resto de los grupos en competencia.

La central nuclear de Vandellós II registra un mayor grado de avance de las inversiones, en comparación con Valdecaballeros I, y el nivel de aceptación, tanto pública como institucional, en la zona son superiores a los existentes para Valdecaballeros I.

Teniendo en cuenta los resultados derivados de estos estudios, según se ha indicado en los párrafos anteriores, el Gobierno ha tomado la decisión de que sean los grupos de Trillo I y Vandellós II los que se consideren incluidos entre los 7.600 MW de origen nuclear previstos en el período de aplicación del PEN.

3.2.6 Aprovechamiento de combustible nuclear

Para garantizar el suministro de uranio natural y enriquecido, necesario para las centrales nucleares previstas en los anteriores Planes Energéticos, la Empresa Nacional del Uranio (ENUSA) puso en explotación los yacimientos de la comarca de Ciudad Rodrigo, iniciando la producción en 1975, y contrató suministros de concentrados de uranio y de servicios de enriquecimiento del exterior. Los retrasos importantes que han venido produciéndose en la construcción y la progresiva reducción del programa de nuevas centrales han llevado consigo una fuerte disminución de las necesidades nacionales de estos concentrados y de servicios de enriquecimiento.

La reducción sustancial en el desarrollo de programas nucleares se ha venido produciendo en la casi totalidad de los países, lo que ha dado lugar a una situación internacional generalizada de acumulación de stocks importantes y crecientes de uranio natural y enriquecido. Ello ha producido una caída drástica de la demanda de contratos de uranio y de servicios de enriquecimiento.

La precaria situación del mercado internacional ha dificultado las gestiones para reducir los citados desajustes entre los aprovisionamientos comprometidos y las necesidades españolas. La situación actual sigue siendo de exceso de suministro sobre las necesidades, manteniéndose los stocks en niveles superiores a los razonables.

Si no se modifican las proyecciones actuales, a finales del período seguirán habiendo stocks muy importantes de concentrados de uranio (7.900 t) y de servicios de enriquecimiento (3,9 millones de UTS), equivalentes a las necesidades para unos seis años de funcionamiento de todas las centrales nucleares previstas en este PEN. Estas cuantías son muy superiores a las que generalmente se consideran necesarias para mantener una garantía suficiente de suministro (equivalente a unos tres años de necesidades). El alcance y el coste de la financiación de tales excesos de stocks hace prohibitivo su mantenimiento. Esta situación se acentúa en la primera mitad del período, ya que las necesidades en el período 1984-87 son relativamente reducidas.

Es preciso, pues, disminuir sustancialmente los stocks de uranio, con especial interés en que esta reducción tenga lugar en los primeros años del período del PEN. Un objetivo adecuado, dada la demanda prevista, es que a finales de 1986 se haya anulado el stock coyuntural y que el stock básico constituido se reduzca a 3.000 t de U_3O_8 y 2 millones de unidades de separación.

Los recursos de uranio en España evaluados a finales de 1982 totalizan 30.500 t de U_3O_8 , de las que 23.700 son reservas explotables en las condiciones económicas actuales, incluidas 9.700 t en proyecto de explotación. Los trabajos en curso del Plan Nacional de Explotación e Investigación de Uranio siguen produciendo resultados positivos y se prevén aumentos sustanciales de las reservas en la próxima evaluación de finales de 1984.

Las citadas reservas explotables, de las que, con un rendimiento medio de recuperación, se pueden obtener unas 19.000 t de U_3O_8 , serían suficientes para satisfacer

el consumo de las centrales nucleares previstas en este PEN durante unos veinte años de funcionamiento. La disponibilidad de estas reservas proporcionan una seguridad importante de abastecimiento de este recurso energético.

ENUSA podrá aumentar progresivamente la producción nacional de concentrados de uranio, alcanzando en 1991/1993 el nivel de producción de 1.000 t U_3O_8 /año, lo que significará el práctico autoabastecimiento nacional de este recurso energético. A tal efecto, ENUSA deberá preparar durante 1984/85 una serie de proyectos de explotación minera de los yacimientos evaluados, que sirvan de base para determinar el programa de proyectos escalonados para el aumento progresivo de la producción nacional.

Mientras tanto no será preciso seguir invirtiendo cantidades considerables en la prospección de nuevas reservas. Por ello, a partir de 1985 se atenuarán los esfuerzos que ENUSA viene realizando en este sentido, manteniendo sólo la actividad mínima que permita conservar la capacidad técnica adquirida.

La fabricación del combustible nuclear comprende la ingeniería del combustible y la fabricación propiamente dicha de los elementos combustibles que constituyen los núcleos de los reactores. ENUSA está ya realizando las actividades de ingeniería del combustible para los reactores españoles. Existe en proceso de puesta en marcha la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca). En ella se realizarán todas las fases de fabricación, con excepción de la conversión de UF_6 en O_2 y de la fabricación de las vainas de aleación de circonio para el combustible.

Cuando esté en producción la fábrica de Juzbado, la participación nacional en los suministros del conjunto de actividades de ingeniería y fabricación del combustible podrá ser superior al 60 por ciento, representando la conversión y la vainas de aleación de circonio una gran parte de las importaciones necesarias. Tanto para la conversión como para las vainas, existen en el mercado internacional proveedores de diversos países. Esto asegura la disponibilidad de suministros competitivos, cuya necesidad de importación no afectará, por tanto, al grado de independencia nacional que deberá proporcionar ENUSA como fabricante del combustible. Es este contexto y en lo que a investigación y desarrollo tecnológico nuclear se refiere, en el epígrafe 5.3 se considera entre los objetivos más importantes, el desarrollo de tecnología relativas al ciclo del combustible y la capacidad de sustituir importaciones de inputs en todo el ciclo del combustible y su utilización en las centrales nucleares.

3.3. Sector Petróleo

3.3.1 Problemas pendientes en el sector

El petróleo representa actualmente en España en torno al 60 por ciento de las necesidades de energía primaria, y cubrirá todavía casi un 50 por 100 de las necesidades en

1992. El petróleo constituirá, por tanto, dentro del período contemplado por el PEN 83, la fuente energética fundamental en el abastecimiento del país, por cuya razón se hace imprescindible adoptar toda una serie de medidas destinadas a conseguir una industria petrolera sólida y competitiva tanto en el ámbito de los aprovisionamientos, como del refinado y de la distribución. Hay que tener en cuenta, por otra parte, que la incorporación a la CEE altera algunos de los mecanismos que han configurado este sector.

Este alto porcentaje de dependencia actual, frente al 49 por ciento de media en la CEE o al 45 por ciento de la OCDE constituye un primer elemento de vulnerabilidad, al necesitar España más petróleo que los demás países para el funcionamiento de su economía. Pero además, las condiciones en que se realiza el aprovisionamiento son más inseguras y en ocasiones más caras que las de otros países del mundo industrializado. En efecto, una buena parte de estos países dispone de compañías nacionales o multinacionales con origen en su territorio, que poseen producciones significativas de crudo en el exterior. Países como Francia o Italia cubren así porcentajes muy elevados del suministro petrolero mediante estos procedimientos mucho más seguros que el tener que adquirir el crudo a terceros en los mercados internacionales. Esta vulnerabilidad que en situaciones de abundancia como la actual pueden no tener una gran relevancia, en situaciones de crisis dan lugar a fuertes encarecimientos en los aprovisionamientos, sobre la media del mercado, tal y como le sucedió a España en 1974 y sobre todo en 1979 y 1980. Por tanto, el primer problema a resolver es el de mejorar la seguridad y los costes del aprovisionamiento de petróleo, cuya disponibilidad y precios es un problema fundamental para la economía española.

En segundo lugar y como consecuencia tanto de una política de entregas al área del monopolio, basada en la capacidad de destilación instalada, como de los descensos habidos en el consumo desde 1979, se ha producido una sobrecapacidad de tratamiento notable. Por tanto, un segundo problema a resolver consiste en ajustar las capacidades de tratamiento a las necesidades reales, y posteriormente adecuar la capacidad y estructura de conversión necesaria para adaptar las producciones obtenidas tanto a la demanda nacional orientada cada vez más hacia los productos ligeros como a las condiciones del comercio internacional de estos productos.

Finalmente y en tercer lugar, el subsector petrolero español se caracteriza por estar excesivamente fragmentado en algunas fases de su actividad e insuficientemente integrado verticalmente, sobre todo si se compara con la estructura de esta industria a nivel internacional. Estas circunstancias inciden de forma desfavorable en las posibilidades de lograr una gestión adecuada constituyendo, asimismo, un factor de vulnerabilidad de cara a la eventual apertura al exterior del mercado nacional.

Los problemas anteriores no han tenido efectos financieros serios sobre las empresas, debido al sistema de precios y de comercio existente. Sin embargo, como consecuencia de la previsible entrada de España en la CEE,

este sistema tendrá que modificarse en un plazo de tiempo limitado y dentro del horizonte contemplado en el PEN 83, con el fin de asegurar un sector petrolero más competitivo internacionalmente. Así pues, las medidas que se proponen en este subsector tienen por objeto abordar los problemas anteriores dentro de un marco menos proteccionista.

3.3.2. Exploración-producción de hidrocarburos

En territorio nacional, hasta finales de 1983 se habían perforado 497 sondeos de exploración y evaluación, de los que 150 han sido marinos. Este número de sondeos, en relación con la superficie sedimentaria, es muy inferior al realizado en otros países europeos. Los resultados obtenidos, si bien indican que España no alberga una gran riqueza de hidrocarburos, recomiendan una continuidad en los esfuerzos exploratorios, al menos al ritmo de los últimos años. Como suplemento de las exploraciones en el interior han venido realizándose desde mediados de la década de los 60, actividades de exploración en el exterior, fundamentalmente a través de la empresa pública Hispanoil, que han absorbido inversiones de gran consideración. Como resultado de ambas acciones, la producción anual de petróleo crudo en el interior, conjuntamente con la obtenida por Hispanoil en el exterior, ha pasado de representar un 10 por ciento del consumo interior bruto de petróleo en 1973 a 17,2 por ciento en 1983. Durante el período del PEN, el objetivo será como mínimo el mantenimiento de esa participación, en la medida que sea compatible con los medios de financiación disponibles.

Desde el punto de vista de resultados, la exploración interior ha sido mucho más satisfactoria que la exploración exterior, ya que si se detrae de esta última la participación en el campo de Dubai, que no tiene su origen en la actividad exploratoria, los resultados de la misma han sido muy escasos. Entre las razones que han contribuido a este hecho hay que destacar las fluctuaciones habidas en la política inversora en el exterior. Las fases de impulso de la exploración han coincidido con los períodos inmediatamente posteriores a momentos de crisis, en los que las oportunidades de acceso a dominio minero han sido generalmente más desfavorables que en los períodos de mayor estabilidad en los abastecimientos.

En lo que respecta a la actuación futura, se replanteará la estrategia de exploración de hidrocarburos, abordándose conjuntamente las actividades en el interior y en el exterior. Ello deberá hacerse a partir de un enfoque común de la asignación de recursos financieros y medios humanos y técnicos de ENIEMSA e Hispanoil. A este fin se estudiará la reestructuración más adecuada de ambas sociedades. Esta actuación conjunta en el área de exploración deberá contemplar las siguientes prioridades:

- a) Actividades de exploración en España, que tendrán carácter preferencial.
- b) Actividades de exploración en el exterior, para las

que deberá diseñarse una nueva estrategia de reducción y diversificación de riesgos.

c) Dentro de las actividades en el exterior deberá tenerse en cuenta como elemento reductor del riesgo la posibilidad de adquisición de reservas semiprobadas en áreas estables políticamente y que preferentemente sean exportadoras netas.

Las inversiones en el interior de ENIEPSA se estiman en 13.000 millones en 1984, en pesetas de 1982, para llegar a 22.500 millones en 1988, con un total de 94.000 millones durante el período. No es posible predecir ahora las inversiones para años siguientes, ya que dependerá en buena parte de los resultados conseguidos durante este primer período. La previsión de inversión en exploración a realizar por otras sociedades en territorio nacional es de 69.000 millones de pesetas de 1982 durante el período 1984-88. La distribución anual de estas inversiones será similar a las inversiones realizadas por las empresas públicas.

3.3.3. Política de abastecimiento de crudos

En el momento actual, el esquema de abastecimientos del país, que ha mostrado su utilidad en momentos de crisis, precisa una mayor flexibilidad para adaptarse a los periodos de estabilidad con el mínimo coste.

Dicho esquema permite al Gobierno importar directamente hasta un 50 por ciento de las necesidades del Monopolio de Petróleos, mientras el restante 50 por ciento ha venido siendo gestionado libremente por las refinerías. Dados los tamaños de las empresas refinadoras y su escasa fuerza en los mercados internacionales, durante las dos crisis sus abastecimientos resultaron muy afectados, por lo que la cuota del Estado superó los niveles anteriores para garantizar así los suministros necesarios al país.

A la vista de esta situación, se propone que el Gobierno siga manteniendo un control de los aprovisionamientos en un porcentaje que varíe en función de las perspectivas de evolución del mercado mundial de crudos. En las actuales circunstancias, dada la holgura que existe en la oferta de crudos, dicho porcentaje podría situarse por debajo del 50 por ciento.

El Gobierno debe poder seguir contando con la cuota para aquellas operaciones de intercambio Estado-Estado que impliquen contrapartidas exportadoras, financieras o inscritas en el contexto de mejora de relaciones bilaterales, evitándose, por el contrario, nuevos contratos a largo plazo que no cumplan dichos requerimientos. Con este objetivo se estudiará un marco institucional adaptado a la nueva estructura del sector para la gestión de la cuota, de forma que siga existiendo un equilibrio entre diversificación de los aprovisionamientos y el coste de los mismos.

El resto de los crudos será libremente contratado por las empresas refinadoras, cumpliendo los siguientes requisitos usuales, en cuanto a condiciones de garantía de suministro:

— Contratación en forma estable de un porcentaje de los crudos necesarios para completar el volumen importado de los crudos de Cuota.

— Ningún contrato individualizado representará más del 50 por ciento de las adquisiciones libres de una empresa refinadora, salvo aprobación expresa de la Administración.

Un aspecto importante a señalar es que el sistema actual de remuneración del coste de los crudos, a la hora de determinar los precios ex-refinería, ha derivado a que se reconozca a las refinerías la totalidad del coste pagado por ellas, con independencia de la eficacia con que se haya efectuado la compra de dichos crudos. No hay que olvidar que el coste del crudo supone, aproximadamente, un 85 por ciento del coste del abastecimiento. En el nuevo sistema de precios pagados a las refinerías que se va a instrumentar y al que se hace referencia en el Capítulo IV, no se contempla la aceptación indiscriminada de los costes en que incurra cada refinería dentro de la cuota libre. El nuevo sistema recogerá sólo los costes de aprovisionamiento que resulten justificados en función de los precios de los mercados internacionales. De esta forma se incentivará la consecución de los mínimos costes de aprovisionamiento compatibles con los esquemas de contratación previstos.

Con objeto de diversificar el origen de las importaciones de crudo, resulta conveniente profundizar las relaciones con aquellos países que aporten diversificación geopolítica, y, en este sentido, deberán constituir objetivos preferentes para la negociación de futuros contratos de aprovisionamiento a largo plazo, países situados en áreas como *Africa Occidental, Mar del Norte y América Latina*.

3.3.4. Transporte de petróleo

A finales de 1982, la flota petrolera de bandera española estaba constituida por 36 buques con un peso muerto de 6,7 Mtpm, encontrándose amarrados tres buques que suponen el 11 por ciento del peso muerto.

A pesar de la obligatoriedad para las refinerías nacionales de utilizar la flota nacional con carácter preferente y la aplicación a la misma de fletes protegidos —que en la actualidad se sitúan en niveles entre el 3 y 15 por ciento por encima de los internacionales—, los excedentes de flota existentes están creando importantes problemas económicos y financieros a las empresas navieras nacionales.

Dado que a medio plazo no se prevén mejoras sustanciales en la situación del mercado de fletes, no parece aconsejable avanzar en los próximos años hacia una liberalización de los mismos ni hacia la eliminación de la obligatoriedad de su utilización. Se prevé mantener, por lo menos hasta mediados de la década, unos niveles de protección similares a los actuales, dejando que la industria pueda ir ajustando gradualmente su capacidad a la demanda previsible, a través, fundamentalmente, del desguace o venta de los buques más antiguos o menos

eficientes. De esta forma se posibilita, a través del flujo de caja generado por los buques de servicio, la devolución de una parte importante de los créditos concertados para la construcción de dicha flota. En la segunda mitad del próximo quinquenio y en caso de que se produzca una recuperación en los mercados internacionales de fletes se replanteará su liberalización parcial, manteniéndose un objetivo de cobertura mínima con flota nacional similar a la existente en otros países.

Sin embargo, ha de prestarse atención a la reducción que se está produciendo en la flota nacional de buques en torno a 100.000 tpm, destinados a tener una creciente operatividad en el mercado de crudos por su idoneidad para las cargas en determinadas zonas como Mar del Norte, Mediterráneo, etcétera, así como para algunos terminales de refinerías nacionales. Los buques de este tamaño están en trance de desaparecer en la flota nacional, y su construcción se encuentra hoy significativamente menos incentivada por la tarifa vigente que los buques de restantes tamaños. Por esta razón se modificarán dichas tarifas con objeto de evitar la discriminación de esta flota.

3.3.5. El sector de refino

3.3.5.1. La capacidad de destilación

La industria española del refino está caracterizada por la existencia de un fuerte exceso de capacidad. La capacidad real de destilación (cuadro 3.3-1), al contrario de lo sucedido en la mayor parte del mundo industrializado, no solamente no se ha reducido desde 1975, sino que se ha incrementado en un 23 por ciento.

Cuadro 3.3-1

EVOLUCION DE LA CAPACIDAD DE DESTILACION EN EUROPA OCCIDENTAL

Países	Capacidad de tratamiento (millones de Tm)		Variación (%)
	1975	1983	
Alemania (RFA)	153	120	-22
Alemania (RFA)	153	120	-22
Bélgica	47	36	-23
Francia	164	143	-13
Holanda	98	78	-20
Italia	202	155	-23
Reino Unido	147	111	-19
CEE	835	673	-19
España	60	74	+23

Este comportamiento ha sido debido fundamentalmente al sistema de asignación de entregas al mercado interior, en función de la capacidad, que ha incentivado tanto la construcción de nuevas instalaciones como el mantenimiento innecesario de unidades de tratamiento obsoletas y poco eficientes.

Las estimaciones actuales de la demanda a satisfacer por las refinerías españolas en 1992 se sitúan en torno a los 40,3 millones de toneladas de productos derivados (1). Dado que la capacidad de tratamiento actualmente existente es del orden de 74 millones de toneladas y que la tasa de utilización media que se suele considerar como aceptable es del 85 por ciento, puede estimarse un exceso de capacidad próximo a los 20 millones de toneladas.

El nuevo mecanismo de precios a las refinerías que se está actualmente diseñando (ver capítulo 4.º) sólo retribuirá las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda al mínimo coste y, como, por otro lado, las refinerías no tendrán incentivos para mantener capacidades innecesarias, podrán dar de baja las unidades más antiguas u obsoletas, y proceder a un reajuste de su capacidad en función de su capacidad de acudir a los mercados internacionales.

La evolución a seguir por la industria del refino deberá tener presente las modificaciones del mercado, no solamente nacional, sino también internacional, donde están hoy colocando una parte significativa de su producción y donde tendrán que seguir acudiendo en el futuro en unas condiciones menos proteccionistas.

En los últimos años está teniendo lugar, a la vez que un incremento de la contratación spot de petróleo crudo un notable aumento de los intercambios internacionales de productos petrolíferos entre compañías, tanto de productos terminados como de productos intermedios. La mayor importancia que están alcanzando estas actividades facilita la realización de posibles ajustes de la estructura interior de producción, suponiendo una disminución de los riesgos, en relación con etapas anteriores. Aunque algunos de los factores que han contribuido a esta expansión del mercado tienen carácter coyuntural, tal y como ocurre con los diferenciales que pueden existir entre los precios de los productos en relación con los de los crudos, existen, otros, como la puesta en producción de nuevas refinerías en algunos de los principales países exportadores, que, a medio plazo, pueden contribuir a mantener la creciente importancia que ha alcanzado este mercado de productos.

3.3.5.2. La capacidad de conversión y la estructura de la demanda

Antes de pasar a analizar la estructura de conversión para el período 1984-1992, es conveniente presentar de manera muy resumida el procedimiento seguido para determinarla. En primer lugar, dada una evolución previs-

(1) Excluyendo bunkers.

ta del sistema de precios de productos derivados, se estimaron las demandas objetivo. La evolución de los precios al consumidor se fijó a partir de dos supuestos principales: la necesidad de ir ajustando gradualmente la estructura de precios relativos a la existente en la CEE y el mantenimiento del valor constante del precio medio de derivados en términos reales. En segundo lugar, habiendo fijado ya las demandas, se calcularon los niveles de costes medios de producción asociados a las ofertas necesarias para satisfacer esas demandas. Tal como ya señalamos, en caso de que dichos costes unitarios excedieran de los precios supuestos inicialmente, se alteraban éstos, poniéndose en marcha un proceso iterativo que seguía funcionando hasta conseguir finalmente una estructura de precios y costes que implicará la autofinanciación del subsector.

Dentro de este esquema, se analizaron los flujos de comercio que se generarían bajo el supuesto de que las empresas refinadoras realizaran los intercambios que maximizaran sus beneficios, con tres tipos fundamentales de limitaciones: las restricciones técnicas y de capacidad propias de cada producto, igualar el volumen de importaciones al de exportaciones y, finalmente, la condición de un progresivo acercamiento de los precios pagados a las refineries a los precios internacionales. De esta manera, las demandas y ofertas nacionales, niveles de intercambio con el exterior y precios relativos, han sido determinados sobre la base de una interrelación fuerte entre todas estas magnitudes.

Pasamos ahora a presentar los resultados obtenidos. En el cuadro 3.3-2 figura una estimación del consumo de productos derivados del petróleo en los años 1986 y 1992. En él hay que destacar los siguientes puntos:

a) La demanda de gasolinas y naftas crece sólo un 1,1 por ciento anual acumulativo en el período 1982-92. Ello es debido a que el consumo de gasolinas está ligado a la evolución del consumo privado, cuyo crecimiento en los cuatro primeros años del Plan se espera sea muy reducido.

b) El consumo de gasóleo se prevé que crezca un 3,2 por ciento acumulativo anual, aunque este crecimiento podría ser menor si se incrementa la fiscalidad de este producto. Sin embargo, cualquier cambio en el precio final de este producto deberá tener en cuenta la importancia del transporte por carretera en España y su incidencia en el coste final de la industria.

c) El crecimiento del GLP en el período inicial es debido a la hipótesis de aumento de su consumo en petroquímica que podría no tener lugar, de mantenerse la relación actual de precio entre naftas y GLP. El crecimiento del consumo para usos térmicos es sólo de un 1,6 por ciento acumulativo anual en el período.

d) El descenso del fuel se debe a la reducción de su uso en centrales térmicas y a su sustitución por gas y carbón en la industria.

La modificación señalada de la estructura de la demanda de los diferentes productos petrolíferos era ya

previsible desde hace años, por lo que las empresas abordaron la construcción de las unidades de conversión que figuran en el cuadro 3.3-3.

Con las unidades de conversión en construcción que se derivan del cuadro 3.3-3 se han estimado dos tipos de balances oferta-demanda para los años 1987 y 1992, correspondientes a dos supuestos alternativos sobre la evolución del precio relativo gasolina/gas-oil en el mercado spot internacional. Bajo el primer supuesto, el precio relativo se mantiene constante, bajo el segundo supuesto se produce un encarecimiento relativo del gas-oil frente a la gasolina. Los dos balances aparecen expresados en los cuadros 3.3-4 y 3.3-5, respectivamente.

En el primer caso (cuadro 3.3-4) la estructura actual no permite el equilibrio a nivel global, ya que sería necesario importar casi tres millones de toneladas de gasóleo en 1987 y más de cuatro millones en 1992 para cubrir la demanda. En el segundo caso, la adaptación de las ofertas y demandas a los nuevos precios permitiría alcanzar una estructura de abastecimiento más autónoma. Tal como se observa en el cuadro 3.3-5, se produciría una considerable disminución de la importación de gasóleo frente a una ligera insuficiencia de gasolina. La dependencia respecto del GLP disminuiría en escasa medida y la explotación de fuel-oil se mantendría, aproximadamente, constante.

Si el abastecimiento se orientara a crudos más pesados, con una media inferior a 32° API, la situación de desequilibrio empeoraría y lo mismo ocurriría si una parte de las naftas con destino a la petroquímica no fueran suministradas por las refineries españolas. Además, la relación real de intercambio de estos productos resulta desfavorable para el país, ya que el excedente de productos a exportar (fuel y gasolina) resulta más reducido en dólares que el déficit de productos a importar (gasóleos y GLP).

Para entender bien el significado de estos balances hay que recordar que han sido elaborados con tres tipos de restricciones: la consecución de una balanza comercial de derivados de petróleo equilibrada en volumen, las restricciones técnicas y de capacidad de estos procesos y el progresivo acercamiento a los precios internacionales de los precios pagados a las refineries nacionales. La primera de las restricciones es fundamental en el esquema actual de funcionamiento del sector refino, pero no será operativa dentro de un marco de liberalización de estos productos.

Del análisis de dichos cuadros se desprende que con la estructura y volumen de las instalaciones previstas, y con las restricciones especificadas, el abastecimiento de la demanda nacional se logra recurriendo a fuertes intercambios con el exterior para suplir el déficit que existirá permanentemente de algunos productos (GLP y gasóleo fundamentalmente). Los intercambios de productos en el mercado exterior pueden ser compatibles con la obtención de beneficios por parte de las empresas, y con la minimización del coste del abastecimiento del consumo nacional. Ello es especialmente cierto, si se dispone de una estructura de producción y costes que permite efec-

Cuadro 3.3-2

DEMANDA INTERNA DE LOS PRINCIPALES GRUPOS DE PRODUCTOS

Grupos de productos	1.982*		1.986*		1.992*	
	miles t	\$	miles t	\$	miles t	\$
G.L.P.	2.277	5,7	2.871	7,8	3.153	7,8
Gasolinás y naftas	8.269	21,6	8.654	23,6	9.617	23,8
Kerosenos	1.239	3,0	1.360	3,7	1.572	3,9
GasÓleos	10.157	25,5	11.809	32,2	13.768	34,2
Fuel-oils	14.627	37,2	8.716	23,8	9.143	22,7
Otros productos	<u>3.335</u>	<u>7,0</u>	<u>3.248</u>	<u>8,9</u>	<u>3.056</u>	<u>7,6</u>
TOTAL	39.904	100	36.658	100	40.309	100

* No incluye el suministro a aeronaves y buques extranjeros.

Cuadro 3.3-3

PROYECTOS DE CONVERSION AUTORIZADOS DE LAS REFINERIAS ESPAÑOLAS *
(Miles de t/a)

Refinerías-Emplazamiento	FCC	Hidrocraker	Coker	Visbreaker
EMP (Puertollano)	1.200	—	—	—
EMP (Cartagena)	—	—	—	1.600**
EMP (Tarragona)	—	650	—	1.600
PETROLIBER (La Coruña)	1.200	—	750	—
PETRONOR (Bilbao)	2.000	—	—	2.000
ERT (Huelva)	700	—	—	—
CEPSA (Algeciras)	1.250	—	—	1.800
CEPSA (Tenerife)	—	—	—	1.800
PETROMED (Castellón)	750	—	—	—
TOTAL	7.100	650	750	8.800

* No todos los proyectos estan en construcción.

** Su construcción no se ha iniciado.

tuar todas las operaciones de importación-exportación de productos que aparezcan como ventajosas según las circunstancias del mercado.

Sin embargo, una estructura de producción y consumo fuertemente desequilibrada a nivel nacional y con costes no competitivos internacionalmente no resulta satisfactoria. Las condiciones del mercado son muy cambiantes y si en determinado momento, los intercambios se hacen difíciles o antieconómicos el abastecimiento de la demanda interna puede verse o bien dificultado o bien encarecido, por falta de adecuación con la estructura de oferta. Pero además, los intercambios de productos no podrán estar forzados por la restricción actual de que el volumen de importaciones sea igual al volumen de exportaciones, ya que esta restricción no asegura la minimización del coste del abastecimiento de productos petrolíferos, ni tiene porqué ser una restricción efectiva, incluso, si se desea a corto y medio plazo proteger el sector de refino español.

Las consideraciones anteriores indican la necesidad de modificar el esquema de conversión en nuestro país, bien a través de nuevas unidades de conversión, bien replanteándose alguna de las inversiones en marcha. Esta segunda posibilidad no ha parecido adecuada por cuanto las unidades de conversión ya en construcción, que figuran en el cuadro 3.3-3, están muy avanzadas; en cuanto a la primera posibilidad, se ha optado por no abordar los proyectos cuya construcción no está iniciada, hasta tanto se haya implantado un marco de liberalización del sector, en la que la restricción actual, de que el volumen de importaciones de productos derivados sea igual al volumen de exportaciones, haya desaparecido y donde el nivel de protección del sector se reduzca de forma paulatina (ver epígrafe 6.3). Los productos derivados de petróleo tendrán que competir en un futuro con los de importación y será dentro del nuevo esquema de comercio donde

las empresas tendrán que tomar las decisiones sobre qué tipo de unidades de conversión es necesario acometer en España.

3.4. Sector carbón

3.4.1. El marco de desarrollo del carbón nacional

La planificación de la oferta de carbón en el Plan Energético 1983 contempla las peculiaridades específicas de este mineral en España, que presentan diferencias sensibles con respecto a otras formas de energías. Contrariamente al petróleo y al gas natural, España tiene recursos de carbón significativos (ver cuadro 3.4-1) que debe explotar para lograr uno de los objetivos básicos de cualquier política energética: un mayor grado de autoabastecimiento y diversificación de fuentes de energía, dentro de unos límites en el coste del aprovisionamiento. Por otra parte, el empleo que genera la minería subterránea, 4,6 puestos de trabajo directos y 8,1 totales por cada 1.000 tcc producidas, hacen esta actividad atractiva bajo el punto de vista de generación de empleo. Además, con el aumento de la producción nacional de carbón se consigue una contención de la salida de divisas.

Sin embargo, el aumento de la producción nacional debe realizarse teniendo en cuenta los siguientes condicionantes básicos:

- Una explotación racional de las reservas carboníferas de España.
- El ritmo de crecimiento de la producción debe ser consistente con el aumento previsto de su consumo final, especialmente con el termoelectrico.
- El coste medio del carbón nacional debe mantenerse, en términos reales, durante el período de la planificación.

Cuadro 3.3-4

BALANCES DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO**
(Miles de toneladas)

	1987				1992			
	CONSUMO	PRODUCCION*	IMPORTACION	EXPORTACION	CONSUMO	PRODUCCION*	IMPORTACION	EXPORTACION
GLP	2.871	1.516	1.355	-	3.153	1.536	1.617	-
Gasolinas y Naftas	8.509	9.852	-	1.193	9.617	9.849	-	232
Kerosenos	1.399	1.399	-	-	1.572	1.572	-	-
Gasóleos	12.050	9.100	2.950	-	13.768	9.624	4.144	-
Fuel-oil	8.910	11.528	-	2.618	9.143	12.866	-	3.723
OTROS	3.168	3.168	-	-	3.056	3.056	-	-

* Necesidades de crudo para este nivel de producción: 1987 = 39.700, 1992 = 42.160.

** Con crudo de 32° API y bajo el supuesto de mantener la relación actual de precios entre gasolina y gasóleo. No incluye el suministro a aeronaves y buques extranjeros.

Cuadro 3.3-5

BALANCES DE PRODUCTOS DERIVADOS DE PETROLEO**
(Miles de toneladas)

	1. 987			1. 992				
	CONSUMO	PRODUCCION*	IMPOR-TACION	EXPORTACION	CONSUMO	PRODUCCION*	IMPOR-TACION	EXPORTACION
G.L.P.....	2.871	1.649	1.222	-	3.153	1.713	1.440	-
Gasolina y Naf- tas.....	8.659	8.095	564	-	9.617	10.842	1.225	-
Kerosenos.....	1.399	1.399	-	-	1.572	1.572	-	-
Gasoleos.....	12.050	10.810	1.240	-	13.768	11.438	2.330	-
Fuel-oil.....	8.910	11.510	-	2.600	9.143	12.973	-	3.830
Otros.....	3.168	3.168	-	-	3.056	3.056	-	-

* Necesidades de crudo para este nivel de producción: 1987 - 40.000, 1992 - 42.500.

** Con crudo de 32 API y bajo el supuesto de un fuerte enriquecimiento del gasoil.

No incluye el suministro a aeronaves y buques extranjeros.

	1982		1986		1990		1992	
10 ⁶ t. 10 ⁶ tec.	15,5	12,3	17,2	13,5	20,4	16,0	21,4	16,7
Hulla y Antracita	6,3	2,7	6,2	2,6	6,2	2,6	6,5	2,8
Lignito negro	16,9	5,2	16,3	5,1	16,4	5,2	16,4	5,2
Lignito pardo	38,7	20,2	39,7	21,2	43,0	23,8	44,3	24,7
TOTAL CARBÓN NACIONAL								

PREVISIONES DE PRODUCCION NACIONAL

Cuadro 3.4-2

En el cuadro 3.4-2 se presenta la previsión de producción nacional de carbón en el período 1984-92. Es conveniente resaltar algunas de las implicaciones de esta producción prevista.

En primer lugar, el crecimiento de la producción de carbón nacional de un 1,7 por ciento acumulativo anual se distribuye de la forma siguiente: la producción de hulla y antracita crecerá en un 3,2 por ciento anual acumulativo, el lignito negro crecerá en un 1 por ciento anual, el nivel de producción de lignito pardo se mantendrá ligeramente inferior al de 1982, debido al menor consumo de este tipo de carbón (16 millones de toneladas).

Las directrices que el Ministro de Industria marque anualmente en cada Plan de Combustibles. Los grandes yacimientos de lignito gallego mantendrán una producción aproximadamente constante, así como la de los lignitos negros de Aragón a cielo abierto, cuyo bajo coste permitirá el sostenimiento de la producción subterránea generadora de empleo en aquella zona. También se prevé un aumento paulatino de la producción a cielo abierto en los yacimientos de Ciudad Real y Córdoba, muy rentables económicamente.

Es de destacar, por otra parte, las escasas reservas secundarias que existen en la cuenca de Asturias occidental, productora de antracita en condiciones económicas favorables. Si no se aumentasen éstas, la producción de la cuenca se terminaría hacia 1995, fecha en la que aún tendrían una vida considerable por delante los grupos termoelectrónicos de la zona. Por ello, el Plan prevé una actuación del esfuerzo de investigación geológica para convertir en recursos seguros los 30 millones de toneladas que se consideraran actualmente como hipotéticas, alargando así la vida de la cuenca.

En España, las reservas de carbón subterráneas son casi el doble de las que pueden explotarse a cielo abierto, y el triple en poder calorífico. Por otra parte, las labores subterráneas son las que generan un empleo elevado, aunque su coste sea mayor, y requieran una explotación estable y programada a largo plazo. Por ello, las reservas explotables a cielo abierto constituyen el elemento regulador de las oscilaciones de consumo de carbón que necesariamente se producirán como consecuencia de las variaciones anuales de las hidrolicidades, así como de las derivadas de las variaciones de la demanda final de energía eléctrica.

En los primeros años del Plan, la menor demanda de carbón y la conveniencia de mantener la producción subterránea aconseja restringir la de cielo abierto destinado a las centrales térmicas. Esta sólo se hará de acuerdo con

	RESERVAS		RECURSOS	
Hulla y antracita	900	660	2.500	1.900
Lignito negro	550	230	1.550	650
Lignito pardo	350	110	400	150
TOTAL	1.800	1.000	4.500	2.700
Subterráneas	1.110	760	3.600	2.400
A cielo abierto	700	260	900	400
Total	1.800	1.000	4.500	2.800

RESERVAS DE CARBON ESPAÑOLAS

Cuadro 3.4-1

En segundo lugar es necesario señalar que el crecimiento previsto de la minería a cielo abierto requiere de una legislación que asegure una adecuada explotación de las reservas y una restauración de los terrenos afectados. A este respecto, el Ministerio de Industria y Energía, a través de un Real Decreto que regula la restauración del espacio natural afectado por las explotaciones mineras, ha abordado este último problema. La inspección sobre la explotación racional de las reservas a cielo abierto se llevará a cabo por las Comunidades Autónomas.

En tercer lugar, la producción prevista es compatible con el mantenimiento en términos reales del coste medio de extracción a nivel nacional; además, el mantenimiento del precio medio de venta del carbón nacional cubrirá los costes de producción en todas las cuencas mineras, con la excepción de la cuenca central asturiana y de algunas explotaciones subterráneas de Teruel y Córdoba.

La reducción de los costes medios de extracción del carbón nacional es un objetivo de la presente planificación; actualmente existen dificultades para reducir los costes en muchas de las explotaciones subterráneas, derivadas tanto de los problemas que para la mecanización presentan los yacimientos españoles, como en ciertos casos de minifundismo empresarial que impide el acometer inversiones de racionalización con envergadura suficiente. Para abordar este problema se contempla la utilización de fórmulas de financiación de acuerdo con el período de maduración de las inversiones mineras y la formación de cotos mineros en determinadas cuencas, que permitan la optimización económica de las explotaciones.

Hay que resaltar la situación de la cuenca central asturiana, cuyas explotaciones tienen una productividad menor que en el resto de las cuencas, debido tanto a las características físicas de los yacimientos, como a la mayor conflictividad laboral. Actualmente, el coste por tonelada producida en esta cuenca es más del doble que el coste medio para el conjunto de la hulla y antracita nacional, y un 80 por ciento superior al del carbón que se extrae en labores subterráneas. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que las reservas de carbón coquizable de que dispone el país se encuentran en la cuenca central asturiana.

A medida que avancen los años que el PEN contempla se irá modificando la producción de esta cuenca, como consecuencia de la capacidad de las explotaciones de ésta para reducir los costes de producción.

Conviene mencionar, aunque no se relacione directamente con la producción del período 1984-92, que a partir de 1994, fuera del horizonte del Plan, se proyecta producir en El Bierzo y Ciudad Real del orden de cuatro millones de toneladas más de lo que se contempla para 1990. Para ello se acometerán inversiones importantes acordes con su rentabilidad a partir de 1985.

Asimismo, con objeto de reducir el coste efectivo de consumo de carbón en centrales térmicas, se implantará una nueva fórmula de precios que incentive el lavado, de forma que el carbón que llegue a las centrales sea el que maximice su eficiencia térmica, y las minas maximicen

sus beneficios lavando el carbón de la forma más adecuada para las centrales térmicas.

3.4.3. El balance entre producción y consumo y la importación de carbón

En el cuadro 3.4-3 se presenta el consumo de carbón distinguiendo entre consumo final y consumo en centrales térmicas. Para el ajuste entre el carbón de origen nacional y las necesidades del consumo se acudirá a la importación en las cuantías que figuran en el cuadro 3.4-3.

La importación de carbón térmico se dedicará a la generación de energía eléctrica en las centrales costeras y a realizar mezclas con lignitos nacionales para mejorar las calidades de estos últimos. Estas cantidades podrían aumentar si la producción prevista en el cuadro 3.4-2 no puede alcanzarse en alguna zona, bien por un excesivo crecimiento de los costes, bien por problemas de calidad del carbón (por ejemplo, elevado contenido en azufre de los lignitos negros). Esta mayor importación no supone un problema adicional, ya que en los próximos años se prevé un mercado mundial favorable a los compradores y se dispone de los puertos de Tarragona, Carboneras, Algeciras, Gijón y La Coruña, preparados para recibir el carbón que se necesite.

Si el consumo de las térmicas nacionales fuera inferior al programado en el PEN, existen posibilidades de mantener la producción nacional de carbón prevista reduciendo las importaciones de Carboneras y Los Barrios, y quemando en estas centrales una mayor proporción de carbón de Asturias, León y Ciudad Real.

También, en relación con la importación del carbón, hay que señalar que el Ministerio de Industria y Energía está estudiando las posibilidades de que la industria cementera —que en 1984 importará 3,5 millones de toneladas de carbón— pueda consumir parcialmente carbón nacional.

3.4.4. Inversiones

Las inversiones previstas para el período de planificación figuran en el cuadro 3.4-4.

En este cuadro se han tenido en cuenta las inversiones para aprovechar las reservas profundas que existen en el Bierzo, cuyo beneficio no se iniciará en el período del PEN 83.

En las inversiones para la explotación a cielo abierto de hulla y antracita se han previsto los equipos que se encuentran ya programados para 1984-85. En los años siguientes no serán precisas inversiones considerables para los aumentos de producción que se contemplan. En el caso de los lignitos se tienen en cuenta, principalmente, las inversiones previstas en La Coruña y Teruel.

PREVISION DE CONSUMO DE CARBON

	1982		1986		1990		1992	
	10 ⁶ t	10 ⁶ tec						
CENTRALES TERMOELECTRICAS (1)	36,1	17,3	38,7	19,5	39,1	19,1	41,6	22,0
Hulla y antracita nacional	11,9	8,4	14,2	10,1	14,3	10,2	14,5	10,4
Lignito netro nacional	6,2	2,6	6,4	2,8	6,4	2,8	6,7	2,9
Lignito pardo nacional	16,8	5,2	16,3	5,1	16,4	5,2	16,4	5,2
Carbón importado (2)	1,2	1,1	1,8	1,5	2,0	1,7	4,0	3,5
SIDERURGIA	5,6	5,6	4,8	4,8	5,2	5,2	5,4	5,4
Hulla nacional	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3
Hulla importada	3,6	3,6	2,7	2,7	3,0	3,0	3,1	3,1
OTROS USOS	4,5	4,5	5,5	5,1	6,9	6,4	7,4	6,8
Carbón nacional	1,7	1,7	2,3	2,0	3,0	2,7	3,3	2,9
Carbón importado (3).....	2,8	2,8	3,2	3,1	3,9	3,7	4,1	3,9
TOTAL	46,2	27,4	49,0	29,4	51,2	31,5	54,4	34,2

(1) Incluye consumo del sistema eléctrico peninsular más Baleares.

(2) Se refiere a centrales costeras construidas, en principio, para utilización de carbón de importación, y a mezclas necesarias para mejorar calidades de lignitos para térmicas.

(3) Incluye también el cok de petroleo importado o nacional que consumen las cementeras.

Cuadro 3.4-4

INVERSIONES EN MINERIA
(Millones de ptas. de 1982)

	1984	1985	1986	1987-1989	1990-1992	TOTAL
MINERIA SUBTERRANEA	13.600	14.100	14.200	45.000	37.700	124.600
Hulla y Antracita	11.100	11.700	11.800	37.800	30.500	102.900
Lignito	2.500	2.400	2.400	7.200	7.200	21.700
MINERIA CIELO ABIERTO	4.600	6.600	8.900	9.000	5.900	35.000
Hulla y Antracita	3.200	4.900	3.200	3.200	3.600	18.100
Lignito	1.400	1.700	5.700	5.800	2.300	16.900
TOTAL EXPLOTACION	18.200	20.700	23.100	54.000	43.600	159.600
INVESTIGACION GEOLOGICO MINERA	2.400	2.200	1.900	6.000	5.700	18.200
INVESTIGACION TECNOLOGICA Y DE APLICACIONES	1.400	1.900	2.100	8.000	11.000	24.700
PARQUES DE MEZCLA Y DISTRIBUCION ..	-	200	300	400	-	900
T O T A L	22.000	25.000	27.400	68.400	60.300	203.400

3.5. Sector gas natural

3.5.1. La participación del gas natural en el abastecimiento energético

El gas natural representa, en los momentos actuales, alrededor del 15 por ciento del consumo de energía primaria en Europa occidental y algo más del 20 por ciento a nivel mundial, dada la gran importancia de éste en las dos grandes potencias mundiales —29 por ciento en los Estados Unidos y 35 por ciento en la Unión Soviética—. En España el gas natural no alcanza el 3 por ciento del consumo de energía primaria, por lo que su potencial de expansión es importante, al menos desde el punto de vista teórico. De hecho, los anteriores planes energéticos han previsto siempre porcentajes de participación crecientes para esta fuente energética que, finalmente y por diversas razones, no han podido ser alcanzados.

A nivel mundial, las reservas probadas de gas natural se estimaban, a finales de 1982, en 72.100 millones de tep, lo que representa un 79 por ciento de las reservas de petróleo y un 15 por ciento de las reservas probadas de carbón. Durante los últimos diez años las reservas de gas encontradas se han incrementado en un 52 por ciento, y solamente la mitad de esta cantidad ha sido consumida, por lo que la relación reservas/producción se ha incrementado, situándose en la actualidad en torno a los cincuenta años, cifra notablemente superior a la correspondiente del petróleo.

La pregunta que surge inevitablemente, ante las cifras mencionadas, es la razón por la que la participación del gas natural en nuestro balance energético es tan reducida. La explicación es compleja, y se deriva tanto de la inexistencia de yacimientos descubiertos de gas natural en nuestro territorio hasta épocas recientes, al contrario de lo ocurrido en varios países europeos, como a los problemas planteados en el desarrollo de la infraestructura gasista y de las importaciones, realizadas todas ellas por vía marítima en forma de gas natural licuado.

Existen en la actualidad algunos hechos que modifican la problemática anterior:

— Los descubrimientos de gas natural que se han producido en España en los últimos tiempos, que permitirán una producción nacional creciente, pudiendo alcanzar un nivel próximo a los 13.000 millones de termias anuales en el horizonte del PEN, a partir de los yacimientos de Serrablo y Gaviota —en 1983 el consumo de gas natural fue de 20.898 millones de termias.

— Las grandes inversiones realizadas en infraestructura en nuestro país, parte en funcionamiento y parte en adelantado estado de ejecución.

— Finalmente, no puede dejarse de considerar que los costes en divisas de las importaciones de gas natural son inferiores a los de petróleo y GLP. Así, por ejemplo, con el nivel de precios facturados por Argelia a otros países europeos, uno de los más altos actualmente, se puede realizar la siguiente comparación:

	Gas natural (\$/bep)(*)	Petróleo (1) (\$/bep)(*)	GLP (\$/bep)(*)
Precio FOB	22,85	27,50	30,00
Flete	1,15	1,10	3,00
	24,00	28,60	33,00

Estos hechos señalan la conveniencia de considerar una mayor penetración de gas como un objetivo deseable, que permite aprovechar un recurso nacional con perspectivas de desarrollo futuro, contribuir a la diversificación en el aprovechamiento de hidrocarburos y reducir los niveles de contaminación. Esta mayor penetración permite, asimismo, utilizar de forma más adecuada la infraestructura existente que podrá ser abastecida, en el futuro, con gas de diversas procedencias.

3.5.2. La oferta y el objetivo de consumo de gas natural

El consumo de gas natural en el periodo del PEN 83 se ha fijado, como variable objetivo, en un 3,5 por ciento de la energía primaria para 1986 y en un 4,6 por ciento para 1992. Esta elección se ha basado en las siguientes hipótesis y restricciones:

a) Consumir en el interior del país toda la producción nacional posible del gas natural.

b) Desarrollo del consumo de gas natural, preferentemente en el sector doméstico-comercial y en el sector industrial, sustituyendo, a precios de equivalencia, productos derivados del petróleo. Ello se llevará a cabo completando las inversiones necesarias en la zona centro para captar mercados adicionales preferentes.

c) Renegociación con Argelia del contrato de suministro de gas natural para ajustar las cantidades a las necesidades de la economía española y a niveles de precios internacionales aceptados.

La oferta de gas natural procedente de la producción nacional y de importación es la que figura en el cuadro 3.5-1. Estas previsiones pueden alterarse con la variación de cualquiera de las hipótesis que han configurado esta oferta, como por ejemplo:

— Una mayor oferta de gas nacional, derivada de otros yacimientos próximos a la actual infraestructura o en zonas con demanda suficiente, como pudiera ser el suroeste.

— La incertidumbre derivada de la negociación actual

(*) Dólares por barril equivalente de petróleo.

(1) Cuando se use el gas natural como sustitutivo de fuel, hay que tener en cuenta que el precio del barril equivalente de petróleo es un 17 por ciento superior al de fuel, con lo que los precios del gas natural y del fuel, en base al poder calorífico superior, resultan similares.

sobre cantidades y precios del suministro de gas natural procedente de Argelia.

— La posible construcción, a medio plazo, de un gasoducto multinacional para el abastecimiento a los países europeos de gas africano, a través de España, que permitiría reducir costes y aumentar la seguridad de los suministros.

Cuadro 3.5-1

OFERTA DE GAS NATURAL
(Millones de termias)

	1982	1986	1990	1992
Producción nacional	—	1.700	12.800	12.800
Importaciones	20.000	23.750	28.100	28.000
Total	20.153	25.450	40.900	40.900

El consumo de gas natural previsto en el horizonte del PEN 83 es el que figura en el cuadro 3.5-2, donde aparece ordenado en tres mercados diferenciados: sistema actual, zona Centro y otros.

Por «sistema actual» se entiende el territorio abarcado por Aragón, Cataluña, el País Vasco, La Rioja, Navarra y la Comunidad Valenciana, por donde actualmente discurre el gasoducto principal. La «zona Centro» engloba los mercados potenciales de Burgos, Palencia, Valladolid, Madrid y su entorno, a donde se extenderá el gasoducto principal. El epígrafe «otros» contiene aquellas zonas donde se prevé consumo en base a pequeñas plantas de regasificación y sin que haya extensión del gasoducto principal.

Los sectores consumidores considerados son: el doméstico y comercial, el industrial, el de centrales térmicas y el de otros usos (GNL y amoníaco). Se ha hecho una distribución de consumos entre mercado industrial firme e interrumpible/adicional, porque, si bien ambos consumos se hacen en la industria, el hecho de la interrumpibilidad de los contratos permite una mejor regulación del sistema gasista.

En el cuadro 3.5-2 puede observarse que está previsto duplicar el consumo de 1982 a 1992, así como que cerca de la mitad del incremento del consumo entre esos años se llevará a cabo en el sistema actual, correspondiendo el resto a la zona centro y otros mercados.

Estos consumos sólo serán posibles mediante una promoción adecuada de las sustituciones, apoyada en una política que adapte los precios del gas a los de las energías sustituidas. Esta política de precios requiere que se cumplan las tres condiciones siguientes:

— El precio de venta del gas a los consumidores domésticos y comerciales deberá evolucionar de acuerdo

con la modificación de los precios del gasóleo y de los GLP, que son las energías sustituidas.

— El precio de venta a los consumidores industriales deberá evolucionar de acuerdo con el precio del fuel-oil número 1 y el del resto de las energías sustituidas en las diferentes tarifas.

— Por último, el precio de venta en los mercados «interrumpibles/adicional» tendrá que ser inferior al de mercado industrial firme, debido a que la interrumpibilidad permite una mejor regulación del sistema, con una disminución de costes que posibilita una reducción de tarifas que haga más competitivo el gas natural.

3.5.3. Inversiones en transporte y distribución

Como se indicó anteriormente, una de las razones por las que el objetivo de consumo de gas contenido en planes anteriores no se cumplió, fue el insuficiente desarrollo de una infraestructura que permitiera poner a disposición de los usuarios el gas natural.

El objetivo de consumo de gas aquí establecido requiere completar el sistema actual de transporte y ampliarlo a nuevos mercados. La ampliación del transporte, que se contempla en el periodo del PEN 83, se centra fundamentalmente en la construcción y puesta en marcha de los gasoductos en el País Vasco y en la zona Centro.

El sistema de transporte tiene que ser completado con redes en aquellos núcleos con gran concentración de poco comerciales. En particular, deben crearse redes de distribución industrial en el País Vasco, Alto Aragón, Navarra, La Rioja, Burgos, Palencia, Valladolid, Madrid y su entorno. En cuanto a la distribución para usos domésticos y comerciales, es preciso potenciar la creación de nuevas redes, en aquellos núcleos con gran concentración de población a los que va a llegar el gas natural, como son los anteriormente citados, y especialmente aquellos núcleos que ya disponen en sus proximidades de suministro de gas natural, como son los casos de Valencia, Castellón o Bilbao, por citar sólo algunos ejemplos.

Las inversiones necesarias para la creación de esta infraestructura figuran en el cuadro 3.5-3.

3.5.4. Necesidades de subvención del sector gasista

La alternativa gasista que prevé el Plan Energético no permite que los precios pagados por el consumidor final cubran, a corto plazo, los costes totales de abastecimiento. Ello es debido, fundamentalmente, a la necesidad de completar una infraestructura gasista actualmente poco utilizada, que debe, sin embargo, potenciarse si se quiere posibilitar, en el futuro, el acceso a esta fuente energética que presenta una serie de ventajas de diversificación y calidad que hacen aconsejable su utilización.

El porcentaje del coste de abastecimiento de gas que no puede ser financiado vía precios figura en el cuadro 3.5-4.

PREVISIONES DE CONSUMO DE GAS NATURAL
(En millones de termias)

	<u>1982</u>	<u>1986</u>	<u>1990</u>	<u>1992</u>
<u>1. SISTEMA ACTUAL</u>				
- Doméstico y Comercial	2.701	4.114	4.873	5.298
- Industrial				
. Firme	6.345	10.877	12.516	12.516
. Interrumpible/Adicional	1.733	6.859	9.203	9.131
- Centrales térmicas	9.199	3.300	3.683	2.521
- GNL	175	300	300	300
	<u>20.153</u>	<u>25.450</u>	<u>30.575</u>	<u>29.766</u>
<u>2. ZONA CENTRO</u>				
- Doméstico y Comercial	-	-	2.141	2.543
- Industrial	-	-		
. Firme	-	-	3.162	3.411
. Interrumpible/Adicional	-	-	2.022	2.180
			<u>7.325</u>	<u>8.134</u>
<u>3. OTROS</u>				
- Fabricación de Amoníaco	-	-	3.000	3.000
	-	-	3.000	3.000
TOTAL 1 + 2 + 3	<u>20.153</u>	<u>25.450</u>	<u>40.900</u>	<u>40.900</u>

Cuadro 3.5-3

INVERSIONES EN EL SECTOR DEL GAS
(Millones de ptas. de 1982)

	1981-83	1984-86	1987-89	1990/92
Transporte	18.523	22.600	1.600	—
Distribución	20.158	33.311	14.744	8.376
Total	38.681	55.911	16.344	8.376

Durante el período 1984-86, el subsector del gas requerirá una subvención del 8 por ciento del coste total de abastecimiento al usuario final. Esta financiación puede hacerse bien por la subvención a la compra de la materia prima, bien mediante una asunción por el Estado del coste de las inversiones en las infraestructuras gasistas. El Gobierno estudiará la forma en que se instrumentarán estas subvenciones al sector del gas natural, en caso de que el consumo objetivo que aquí se contempla, basado en el suministro de la materia prima procedente de Argelia, en unas condiciones satisfactorias, sea una realidad.

Las necesidades de subvención del gas antes mencionadas se han basado en una serie de supuestos que es necesario explicitar:

— En primer lugar, los costes de abastecimiento de materia prima del gas importado, procedente de Argelia,

se han calculado sobre la base de los precios pagados por otros países europeos y no se ha incluido en el cálculo del coste ningún recargo que pudiera reclamar la empresa suministradora a Enagás.

— En segundo lugar, la imputación anual de los costes derivados de la infraestructura se ha analizado en base a anualidades constantes y tipos de interés reales constantes. Si los tipos de interés monetario se muestran inflexibles a la caída de la inflación, ello significaría una subida de los tipos de interés reales y consecuentemente una subida del coste de abastecimiento.

— Por último, hay que señalar que el cálculo de anualidades constantes para determinar los costes de abastecimiento, aunque coherente desde el punto de vista económico, puede generar desequilibrios en las cuentas de resultados de las empresas del sector gasista, como consecuencia de no lograr un equilibrio entre la amortización económica y financiera.

Las fuertes inversiones previstas para el sector del gas, junto con los puntos anteriores, señalan la necesidad de elaborar un programa financiero para todas las empresas del sector: Enagás y el resto de las distribuidoras.

Este programa no se presenta en esta planificación por cuanto todavía no se ha llegado a un acuerdo definitivo con Argelia acerca de las condiciones sobre el suministro futuro en precios y forma de pago.

De aceptarse definitivamente el objetivo gasista propuesto en este PEN, y tan pronto como se llegue a un acuerdo definitivo con Argelia, el Gobierno elaborará un plan financiero para el conjunto del sector.

Cuadro 3.5-4

RELACIÓN ENTRE INGRESOS Y COSTES DEL SUBSECTOR GAS POR TIPOS DE MERCADOS

	<u>1984/86</u>	<u>1987/90</u>	<u>1990/92</u>
MERCADO DOMESTICO Y COMERCIAL			
. Ingresos por ventas/costes totales	1,001	1,054	1,049
. Ingresos por ventas/costes de la materia prima	2,088	1,920	1,784
MERCADO INDUSTRIAL			
. Ingresos por ventas/costes totales	0,913	1,011	1,041
. Ingresos por ventas/costes de la materia prima	1,221	1,272	1,247
CONJUNTO DE MERCADOS			
. Ingresos por ventas/costes totales	0,920	1,010	1,035
. Ingresos por ventas/costes de la materia prima	1,134	1,199	1,179

3.6. Las energías renovables en un horizonte inmediato

El desarrollo de las energías renovables en España exige un horizonte similar al que se contempla en este PEN, hasta lograr una relevancia propia en el abastecimiento energético.

Al contrario de lo que sucede con las energías convencionales, no se está actualmente en condiciones de definir con exactitud ni cuál es la oferta real de dichas energías ni, mucho menos, cuál puede ser la demanda de cada una de ellas.

Este conjunto resulta imprescindible como base para poder definir un conjunto específico de objetivos y medidas en cada una, de tal forma que se posibilite una respuesta adecuada a los problemas específicos que plantean su desarrollo tecnológico y su comercialización.

De ahí que la primera acción a emprender sea la elaboración de un Plan de Energías Renovables que, en el plazo de un año, permita equiparar y globalizar el tratamiento de dichas energías en el marco de la planificación energética del país.

3.6.1. Objetivos de una política de energías renovables

Muchos de los objetos que globalmente se han planteado en este PEN pueden favorecerse con la participación de las energías renovables. Concretamente, la diversificación de la oferta energética y la utilización de los recursos nacionales tienen un alcance distinto al introducir las energías renovables en el balance de energías primarias. Mientras el mayor peso de los recursos nacionales en el aprovisionamiento total exige actualmente, en buena parte, la utilización de reservas energéticas no recuperables, aprovechar la energía eólica o la solar no supone lógicamente un empobrecimiento de las reservas del país. Asimismo, las características de estas energías y de los mecanismos disponibles ahora para su explotación permiten mejorar la eficiencia energética global del país, complementando en muchos casos a las energías convencionales y, de esta forma, aumentar la flexibilidad del sistema.

Por otro lado, la aportación de las energías renovables a objetivos generales de la economía adquiere relevancia en cuanto a la mejora del nivel tecnológico y a la generación de empleo. En el primer caso, se trata de investigación y desarrollo de tecnologías al alcance de un país medio, en cuanto a nivel de desarrollo, como es el español. Como se verá más adelante, ya existe una capacidad sobre la que basar desarrollos y comercialización de determinados procesos de producción que, dadas las características físicas y climatológicas españolas, son una respuesta adecuada a las necesidades energéticas que tenemos planteadas.

Todo ello hace necesario que, a pesar de la dificultad actual para cuantificar el alcance posible de la utilización de energías renovables, se pongan en marcha acciones que contribuyan a la implantación de determinados usos de dichas energías.

3.6.2. Ambito actual de la oferta de energías renovables en España

Las ventajas de incorporar de inmediato las energías renovables al abastecimiento energético obliga a considerar aquí sólo determinadas tecnologías, sin entrar a juzgar la conveniencia de iniciar investigaciones en campos nuevos. De ahí que ahora sólo se consideren las siguientes energías y formas de utilización:

Energía solar:

— Solar pasiva. Introducción en el diseño arquitectónico de las condiciones medioambientales del emplazamiento, buscando el mínimo aporte de energía convencional para mantener los niveles actuales de bienestar en las viviendas y locales.

— Solar en baja temperatura. Calentamiento de fluidos térmicos por radiación directa y sin procedimientos de concentración.

— Solar en media temperatura. Calentamiento de fluidos térmicos con posibilidad de producir vapor. La relación entre superficie radiada y superficie calentada es moderada.

— Solar en alta temperatura. Normalmente con posibilidades de producción de energía eléctrica. La proporción de superficie captadora a la que recoge la radiación es muy alta.

— Solar fotovoltaica. Comprende todos los sistemas de conversión directa de radiación solar en energía eléctrica, con una gran flexibilidad en la potencia pico de suministro.

Energía eólica:

— Eólica de pequeña potencia. Incluye los sistemas que producen energía mecánica (dedicada normalmente a bombeo) y energía eléctrica (hasta 20 Kw de potencia instalada). Funcionamiento aislado normalmente.

— Eólica de media potencia. Producen electricidad (entre 20 y 100 Kw nominales). Funcionan en general conectadas a la red de suministro de energía eléctrica. Pueden integrarse varias unidades en parques eólicos.

— Eólica de gran potencia. Generan electricidad, en conexión con la red de suministro. Tienen potencias de generación entre los 100 Kw y varios megavatios.

Energía de la biomasa:

— Biogás. Producción de gases combustibles por transformación bioquímica de materiales biológicos. Se encuentra muy ligado a cuestiones de depuración.

— Bioalcohol. Conversión a combustibles líquidos, por procesos generalmente bioquímicos, de materias residuales o cultivos energéticos.

— Utilización de residuos. Reciclaje energético de residuos. Normalmente son quemados. La procedencia de los residuos es variada; unas veces son subproductos no comercializables, otros residuos forestales, pero, en gene-

Cuadro 3.6-1

PRIORIDAD RELATIVA (CERO A CUATRO) DE TECNOLOGIAS QUE UTILIZAN LAS ENERGIAS RENOVABLES

	Desarrollo de la tecnología	Ampliación de la experiencia	Mejora de la tecnología	Nivel tecnológico asegurable	Nivel tecnológico	Tiempo de investigación	Facilidad de operación	Capacidad de implantación	Disponibilidad de integración	Demanda potencial de empresa	Nivel de aplicación	Nivel medio global	
Solar pasiva	4	3	2	4	2	3,0	2	2	2	2	3	2,2	2,6
Solar baja temperatura	4	3	2	4	3	3,2	4	3	3	3	4	3,4	3,3
Solar media temperatura	4	3	3	4	5	3,4	3	3	2	1	4	2,6	3,0
Solar alta temperatura	3	1	2	3	2	2,2	2	3	3	0	1	1,8	2,0
Solar fotovoltaica	4	2	2	3	2	2,6	3	4	3	2	4	3,2	2,9
Eólica pequeña potencia	4	3	2	4	3	3,2	4	3	4	2	4	3,4	3,3
Eólica media potencia	3	1	2	3	1	2,0	2	3	3	0	2	2,0	2,0
Eólica gran potencia	2	1	0	3	1	1,4	2	3	3	0	1	1,8	1,6
Biogas	4	3	2	4	3	3,2	2	3	3	2	3	2,6	2,9
Bioalcoholes	2	2	2	2	1	1,8	2	2	3	1	3	2,2	2,0
Utilización de residuos	4	3	2	4	3	3,2	4	3	3	2	4	3,4	3,3
Geotérmica de baja entalpía	3	1	1	4	3	2,4	3	3	3	0	3	2,4	2,4
Geotérmica media y alta entalpía	2	1	0	2	1	1,2	2	3	3	0	2	2,0	1,6
Minihidráulica	4	3	3	4	3	3,4	4	3	3	3	3	3,2	3,3
Bomba de calor	3	3	2	3	3	2,8	4	3	2	3	3	3,0	2,9

En el anexo se describen los criterios de evaluación utilizados para la elaboración de este cuadro.

ral, se trata de residuos de escaso valor económico, contenido energético bajo y mucha sensibilidad al coste de transformaciones y transporte.

Energía geotérmica:

— Geotérmica de baja entalpía. Yacimientos de aguas termales, con posibilidades de utilización en cultivos de invernadero, usos residenciales y, en general, procesos con bajas temperaturas (40-80 C).

— Geotérmica de media y alta entalpía. Alumbramiento de vapor seco o húmedo con posibilidades de producción de electricidad directamente o mediante fluidos orgánicos.

Energía hidráulica:

— Minihidráulica. Generación de energía eléctrica aprovechando pequeños saltos en régimen continuo. En unos casos basta con acondicionar instalaciones no utilizadas y en otros construir nuevos saltos.

Energía del medio ambiente:

— Bomba de calor, empleada para transportar energía tomada del aire, agua o suelo, que actúa como fuente de calor. Su utilización más frecuente es en las instalaciones de climatización, presentando posibilidades adicionales importantes al permitir el uso de captadores solares a baja temperatura.

La disponibilidad de estas energías y de las tecnologías asociadas no es similar. De ahí que sea necesario establecer una primera valoración para determinar cuáles deben ser las acciones tendentes a hacer real su oferta a corto plazo.

Para ello se ha utilizado una metodología que diferencia el grado de desarrollo tecnológico alcanzado y el nivel de aplicación. Se trata de valorar, coherentemente, un conjunto de factores que inciden en estos dos conceptos. Definidos los criterios, a cada energía se le asigna un número entre 0 (nivel mínimo) y 4 (nivel máximo). El cuadro 3.6-1 recoge esta puntuación. La ponderación global es lo que en el cuadro se denomina nivel medio global.

De acuerdo con el cuadro, las 15 tecnologías consideradas pueden estructurarse en tres grupos, de acuerdo con el nivel medio global.

Energías operativas en la actualidad (nivel medio mayor que 3):

- Solar baja temperatura.
- Eólica de pequeña potencia.
- Minihidráulica.
- Utilización de residuos.

ANEXO AL CUADRO 3.6-1

DESCRIPCION DE CRITERIOS DE EVALUACION EN LA CLASIFICACION DE ENERGIAS RENOVABLES

— Desarrollo de la tecnología:

Señala la capacidad desarrollada para cubrir el primer ciclo I + D de los equipos y sistemas que aprovechen la energía correspondiente. Se relaciona con la primera generación de dichos productos.

— Ampliación de la experiencia:

Indica la evaluación realizada sobre la primera generación de equipos y sistemas. El seguimiento de los sistemas es insuficiente, mostrando una ausencia generalizada de servicios de mantenimiento y evaluación del funcionamiento por parte de las empresas.

— Mejora de la tecnología:

Muestra la actividad desarrollada para la puesta a punto de una segunda generación de equipos. Es normalmente baja.

— Nivel tecnológico asequible:

Permite aproximarse a la dificultad de disponer de la tecnología, ya sea intrínseca o de disponibilidad. En general son tecnologías asequibles y fácilmente asimilables, lo que no presupone su existencia o difusión: a veces está en un número muy reducido de empresas que no hacen operativa la tecnología por cuestiones laterales, de falta de coordinación, etcétera.

— Capacidad de investigación:

Recoge la situación real de la investigación con medios y personal españoles. Hay un potencial de investigación amplio y suficiente.

— Nivel tecnológico:

Media de los valores anteriores. Existe una capacidad tecnológica más que suficiente, dificultada por la falta de operatividad en la evaluación de los sistemas y en el desarrollo de nuevas generaciones de equipos.

— Tiempo de operación:

Indica el plazo de entrada y puesta a punto de una plena capacidad sustitutiva o diversificadora. En general alude al desarrollo de aplicaciones de equipos optimizados, o al período de irrupción en el mercado de esos equipos. Es variable.

— Facilidad de implantación:

Refleja la mayor o menor complejidad de las instalaciones que utilicen las distintas alternativas. En general son poco complejas, o perturban poco el sistema al que

se aplican, pero no resultan de fácil instalación. Esto exige una especial atención en el montaje.

— Capacidad de integración:

Permite evaluar la posibilidad de utilización en paralelo con otros equipos suministradores, dando mayor flexibilidad al abastecimiento del sistema. Es variable.

— Disponibilidad de empresas:

Refleja la existencia de una oferta coherente y coordinada, con capacidad de atender el mercado sin introducir disfunciones por fallos, mantenimiento deficiente o errores de montaje.

Es baja, lo que representa una de las dificultades de utilización de los equipos. Hace necesario un esfuerzo para elevar el número y la calidad de las empresas que componen la oferta.

— Demanda potencial:

Permite expresar la existencia de un mercado potencial al que aplicar las soluciones existentes o desarrolladas. No presupone la cobertura de esa demanda.

— Nivel de aplicación:

Es la media de los cinco valores anteriores. Califica, comparativamente, las posibilidades de diversificación o sustitución de cada tecnología. En general resulta aceptable.

— Nivel medio global:

Permite calificar en el presente las distintas fuentes de energía renovables, en función tanto de su situación tecnológica como de su disponibilidad comercial.

Energías operativas a corto-medio plazo (Nivel medio mayor que 2):

- Solar media temperatura.
- Solar fotovoltaica.
- Bomba de calor.
- Biogás.
- Solar pasiva.
- Geotérmica de baja entalpía.

Energías operativas a medio-largo plazo (Nivel medio de 2 o menos):

- Solar alta temperatura.
- Eólica de media potencia.
- Bioalcoholes.
- Geotérmica de media y alta entalpía.
- Eólica de gran potencia.

Los dos últimos grupos, en especial el tercero, exigen un análisis en profundidad que permita establecer un calendario a largo plazo en el que se contemplen los as-

pectos de investigación y desarrollo y los intereses a desarrollar para cada una de las cinco.

3.6.3. Mercados potenciales de las energías renovables

No parece adecuado hablar todavía de demanda —con la excepción de la energía solar en baja temperatura— toda vez que el desconocimiento por parte de los posibles usuarios de estas energías impide determinar su grado de aceptación.

Por tanto, sólo desde un punto de vista potencial pueden clasificarse cada una de las energías y procesos citados, teniendo en cuenta tres grandes tipos de usuarios: sectores residencial y terciario, la industria y agricultura y los productores de energía eléctrica. El cuadro 3.6-2 refleja esta relación. El valor indicado muestra el orden de importancia actual de la tecnología para el usuario potencial.

Entre las medidas para potenciar la demanda de energías renovables de los posibles usuarios cabe señalar las tendientes a mejorar la información a establecer precios y a fomentar, bien sea a través de subvenciones o a través

Cuadro 3.6-2

PRIORIDAD DE APLICACION* DE LAS ENERGIAS RENOVABLES A LOS TRES GRANDES SECTORES CONSUMIDORES

Energía renovable	Residencial y terciaria	Industria y agricultura	Productores de electricidad
Solar pasiva	3	11	—
Solar baja temperatura	1	7	—
Solar media temperatura	8	6	—
Solar alta temperatura	—	—	5
Solar fotovoltaica	6	10	6
Eólica pequeña potencia	7	4	—
Eólica media potencia	—	5	3
Eólica gran potencia	—	—	—
Biogas	—	9	—
Bioalcoholes	—	8	—
Utilización de residuos	5	1	2
Geotérmica de baja entalpía ...	4	12	—
Geotérmica de media y alta entalpía	—	13	4
Minihidráulica	—	2	1
Bomba de calor	2	3	—

* En cada sector consumidor figuran los números que indican el orden de preferencia de cada tecnología. Aquellas que tienen un guión no son utilizables a corto plazo.

de ventajas fiscales o de financiación, el uso de estas energías.

Lógicamente serán las empresas comercializadoras las principales protagonistas de las medidas de información y de formulación de precios, aunque la Administración puede jugar un papel subsidiario a través de los organismos especialmente dedicados al tema. Tendrá una gran relevancia, dado el nivel actual de utilización, la adecuación de los precios a los de las energías convencionales que se pretende sustituir.

Finalmente, en relación con las medidas de fomento de la demanda que exigen básicamente reducir los costes, bien del fabricante, bien del consumidor, es importante que no se concentren a lo largo del tiempo sobre la misma tecnología o equipo. En este sentido es, por ejemplo, conveniente ir trasladando las actuales compensaciones para paneles solares hacia aquellos otros sistemas que deben crear su mercado. De este modo se evita mantener consumos por debajo de su coste real y se fomenta la introducción de nuevos productos.

En lo que respecta a las actuaciones destinadas a mejorar las condiciones actuales de la oferta, caben destacar las siguientes:

— Inducir a las empresas a que mejoren sus propios productos contribuyendo a operaciones de desarrollo y fomentando la competitividad y calidad. Las actuaciones serán tanto de índole indirecta, mediante normas que homologuen los distintos equipos o soluciones, como directas mediante convenios de desarrollo.

— Estimular la competitividad en la investigación pública y privada, potenciando la intercomunicación entre los núcleos de investigación y fomentando su existencia. Se apoyarán aquellas actividades de investigación que presupongan períodos cortos de obtención de resultados y los programas escalonados con etapas diferenciadas. En este sentido merecerán especial atención las energías de biomasa, solar a media temperatura, fotovoltaica, eólica de pequeña y mediana potencia y la utilización de residuos.

— Fomentar soluciones cerradas que creen una oferta de sistemas globales capaces de cubrir en su totalidad o en gran medida procesos productivos.

— Facilitar las operaciones de demostración que reduzcan los períodos de apertura de mercados, creando cauces de difusión o aumentando la eficacia de los existentes. Se apoyarán aquellos productos que alcancen niveles de calidad suficientes, vigilando sus prestaciones y las mejoras que puedan introducirse.

— Potenciar las soluciones que compatibilicen energías renovables y tradicionales. Especial atención tendrán aquellos equipos o sistemas capaces de satisfacer una demanda en base a un suministro variable a partir de energías renovables.

— Impulsar la utilización institucional de las energías renovables en las propias instalaciones de la Administración pública.

Bases para una política de precios energéticos

4.1. Introducción

En el sector energético, las decisiones últimas de consumo se realizan por las economías domésticas y los empresarios, en base a una serie de parámetros: nivel de actividad, renta disponible, condiciones financieras, precios de los productos energéticos y no energéticos, etcétera. La planificación energética puede tomar algunos de estos parámetros como variables exógenas a la propia planificación. Sin embargo, los precios de los productos constituyen una variable endógena al sector energético y ello requiere hacer explícitas las bases de la política de precios. Se trata de hacer compatible la alternativa diseñada, que se materializa en los balances energéticos, con las decisiones individuales de los agentes económicos que son los determinantes últimos de los distintos consumos.

Tal como se vio en los capítulos anteriores, la política energética desde que comenzó la crisis en 1973 hasta finales de la década, no recogió adecuadamente las variaciones de los precios internacionales de la energía y los trasladó a las estructuras de precios al consumidor y al productor. Esto originó, entre otros efectos, unos consumos crecientes de energía final en relación al PIB, en sentido opuesto a lo que venía ocurriendo en los países de la OCDE, y una expansión continuada de la capacidad productiva. Cuando en 1979 se decidió adoptar una política más realista de precios, frenándose como consecuencia el consumo, se inició un proceso de creación de fuertes excesos de capacidad en algunos subsectores energéticos con la consiguiente subida de costes medios.

La actual planificación energética trata de evitar estos efectos de desequilibrio entre oferta y demanda motivados en gran parte por una inadecuada política de precios. En el presente capítulo se especifican las bases de la fijación de precios, para el sector de derivados del petróleo, para la energía eléctrica, para el gas natural y para el carbón.

Dichas bases también se refieren a los principios que regirán la utilización de impuestos indirectos como instrumento de política. El Gobierno seguirá haciendo uso de su capacidad para discriminar entre los precios pagados por el usuario y los precios percibidos por los productores energéticos, bien para alinear el precio nacional con el internacional, bien para corregir desequilibrios entre la oferta y la demanda. En este sentido, compatibilizar el objetivo de reducir el consumo de un determinado producto y, consecuentemente, una desincentivación de la producción del mismo, requiere precios altos para los consumidores y precios bajos para reducir la oferta de los productores. Los impuestos indirectos específicos son un camino para el logro de esta compatibilización.

4.2. Estructura y evolución de los precios de los productos derivados del petróleo

En los capítulos correspondientes a la planificación de la demanda y la oferta de productos derivados se utilizaron dos supuestos básicos. En primer lugar, se suponía el mantenimiento de los precios de los crudos en pesetas constantes a lo largo del período 1984-92.

En segundo lugar, se realizaba un supuesto sobre el tipo de cambio de la peseta: la paridad de la peseta evolucionaría a lo largo de todo el período de forma que compensara las diferencias entre la inflación interna y la de los países con los cuales España realiza el 90 por ciento de sus intercambios comerciales.

La política de precios de productos derivados del petróleo que se aborda en el PEN 83 se basa en los dos supuestos anteriores, que especifican las condiciones del mercado internacional y en los siguientes principios:

— Los precios pagados a las refinerías se adaptarán, en estructura, a los precios del mercado internacional y su nivel determinará en función de dichos precios internacionales y de los correspondientes aranceles que se implementen con objeto de liberalizar el comercio exterior de productos.

— Los precios pagados por los usuarios finales se acercarán, en estructura, a los de los países de la Comunidad Económica Europea, y su nivel evolucionará en función de las variaciones que experimente el mercado internacional de crudos y de productos. Sin embargo, caídas coyunturales de los precios en los mercados internacionales no se traducirán en un descenso de los precios de los productos petrolíferos a los usuarios finales, con objeto de mantener de forma continuada el proceso de ahorro y sustitución de este tipo de energía.

Como consecuencia de la política de precios basada en los principios anteriores, en los próximos años se producirá en España un encarecimiento relativo de los precios de venta al público de los productos medios, una progresiva eliminación de las subvenciones directas al consumo y la supresión y el cambio de especificaciones de algunos productos. En este proceso de adaptación se tendrá en cuenta el elevado peso que en España tiene el transporte de mercancías por carretera y la repercusión del coste de transporte sobre la competitividad de la industria.

La política de precios propuesta permite que los ingresos recaudados como consecuencia de la imposición indirecta se mantengan, e incluso existe la posibilidad de un cierto aumento de la recaudación en el caso de que se registrara alguna disminución coyuntural del precio internacional y se elevara de forma compensatoria del impuesto para no incentivar el consumo.

Un elemento fundamental en la política de precios de este sector es el cambio del mecanismo a través del cual se determinan los precios percibidos por las refinerías. El nuevo sistema tiene por objeto facilitar la integración del sector de refino español en los mercados internacionales y reunirá los siguientes requisitos:

a) Los precios interiores retribuirán únicamente la capacidad necesaria para el abastecimiento del mercado interior. La capacidad utilizada para acudir al mercado internacional tendrá que ser retribuida mediante los precios de exportación.

b) Se incentivará una política de compras de crudo por parte de las refinerías que minimice el coste de la materia prima. Se establecerán restricciones para aumentar la seguridad en el suministro, que se instrumentarán a través de la fijación anual de los porcentajes a comprar mediante contratos a largo plazo y una cierta diversificación geográfica.

c) Un acercamiento de la estructura de precios de los distintos productos derivados del petróleo a los precios internacionales.

Merecen destacarse a este respecto las razones de esta política y la instrumentación de la misma. La reforma institucional que se ha acometido en el sector del refino español tiene por objeto robustecerlo, de forma que sea posible hacer frente a la competencia exterior en el abastecimiento del mercado nacional. Consecuentemente con esta política, es necesario acercar las retribuciones de las inversiones del sector a las de los competidores, lo que se ve facilitado por una política de precios acorde con la competencia internacional. Por otro lado, los ajustes necesarios entre excedentes y déficits de productos petrolíferos, así como la plena utilización de las capacidades se ven facilitadas por una estructura de dichos precios que sea semejante a la del mercado internacional, reduciendo el coste de los intercambios de productos.

Por último, y en relación con los dos supuestos establecidos inicialmente, conviene tener presente que una mayor devaluación de la moneda española o una subida del valor real de los crudos en los mercados internacionales implicaría una alteración de algunos de los tres parámetros a que se ha hecho referencia: precios al usuario, precios a las refinerías y recaudación impositiva. La política energética debería, entonces, reajustar los precios de venta al público de forma que se siguieran cumpliendo las condiciones de cubrir los costes de abastecimiento y de no reducir la recaudación. No obstante, esta política, que es coherente con los objetivos que han servido de guía para la elaboración del PEN 83, puede generar desajustes. En efecto, unos mayores precios al consumidor motivado por la alteración de alguno de los supuestos exógenos tendrá un efecto contractivo de la demanda que, a su vez, puede generar una disminución del factor de utilización de las instalaciones de refino, lo que provocaría un aumento de coste por tonelada procesada.

4.3. La evolución de las tarifas eléctricas y la modificación de su estructura

La política de tarifas de energía eléctrica que se aborda en la presente planificación pretende, de un lado, hacer coherentes las decisiones de los usuarios con los objetivos de consumo de energía eléctrica, y, de otro, lograr

que los ingresos pagados por los usuarios cubran los costes mínimos de generación de energía eléctrica. Este doble objetivo es posible alcanzarlo mediante un mantenimiento en términos reales de las tarifas medias.

En el epígrafe 3.2 se ha explicado la necesidad de elaborar un programa financiero para el sector eléctrico, señalando en qué medida la inflexibilidad de los tipos de interés frente a reducciones de inflación, podría hacerlo inviable si se mantienen las tarifas medias en términos reales. Un crecimiento mayor de las tarifas, además de permitir poner en práctica un programa financiero adecuado —que, en definitiva, hará posible costes medios competitivos del kwh a medio plazo— favorecería los objetivos de ahorro y conservación propuestos en esta planificación.

Una evolución similar del coste del dinero y de la tasa de inflación facilitaría bien el programa financiero en un plazo más reducido, bien el mantenimiento de las tarifas medias en términos reales.

Un tema fundamental en relación con la política de tarifas es el de la determinación de su estructura. La guía básica de modificación de la estructura que se ha seguido en el presente PEN ha consistido en el principio de tarificación de acuerdo con el coste de abastecimiento.

La aplicación de este principio tiene una doble vertiente:

— Precios iguales para la energía eléctrica de igual coste de generación y abastecimiento.

— Precios distintos para el consumo de energía eléctrica de distinto coste de generación y abastecimiento.

La primera vertiente del principio llevará a un crecimiento relativo de las tarifas de alta tensión en relación con la situación actual, concretamente a un encarecimiento de las llamadas tarifas especiales. En el caso de estas tarifas especiales su acercamiento a los costes se hará paulatinamente y, en su caso, condicionado al desarrollo de programas de ahorro y conservación de los grandes usuarios. Las desviaciones en la política de acercamiento de las tarifas a los costes deben ser analizadas con sumo cuidado por su incidencia sobre el objetivo de ahorro energético y por la distorsión que generan en los recursos utilizados para abastecer estos consumos.

El segundo principio exige potenciar los elementos de la tarifa (discriminación horaria, interrumpibilidad, estacionalidad, etcétera) que permiten discriminar el precio pagado por el usuario en función del coste de abastecimiento. Estas medidas mejorarán la curva de carga, que a su vez exigirá una menor absorción de recursos para abastecer el consumo energético.

4.4. Estructura y precio medio del gas natural

La política de precios para el gas dentro de la alternativa energética requiere una explicación detallada debido a que la diversificación se antepone a uno de los objetivos fundamentales de planificación energética, como es

la financiación de los costes de los subsectores energéticos, vía precios.

En el capítulo correspondiente a la oferta se señalaron las razones por las que se establece como previsión que la participación del gas en el conjunto de la energía primaria sea un 3,5 por ciento en 1986 y un 4,6 por ciento en 1992. Sin embargo, lograr este incremento de consumo exige la fijación de unos precios de venta del gas, de manera que se incentive, en los distintos tipos de usuarios, la sustitución de la energía actualmente consumida por el gas natural.

Durante el periodo del PEN, la penetración del gas natural se conseguirá sustituyendo energías alternativas de la siguiente forma:

— En los primeros años 1985 y 1986, el gas sustituirá fundamentalmente fuel-oil, y en algún grado, GLP, gasóleo C y electricidad.

— A partir de 1987, con la entrada en funcionamiento del gasoducto de la zona centro y el desarrollo de las canalizaciones en otras ciudades del área actual del gasoducto, el consumo doméstico aumentará y la penetración del gas se realizará sustituyendo en mayor proporción que en el período anterior GLP, gasóleo C y nafta.

Aunque el fuel-oil será la energía reemplazada en mayor proporción en todo el período (por ser la industria principal consumidora de gas), la ampliación de los mercados domésticos y la captación de consumidores industriales que utilizan actualmente energías más caras (GLP y gasóleo) hará que el precio medio del gas evolucione al alza. En todo caso, el nivel de dicho precio seguirá la evolución de los precios medios de las energías alternativas.

Esta política de precios no permite una financiación, vía precios, del sector y es necesario establecer unas reglas de juego que, reconociendo la necesidad de subvencionar el consumo de gas, incentiven la eficacia de los agentes implicados en el abastecimiento de gas natural.

4.5. Políticas de precios del carbón

En España existen tres tipos de usuarios de carbón, con mecanismos distintos de determinación de precios: las centrales térmicas, la siderúrgica y el resto de los usuarios. La regulación de los precios de carbón se hace, en el caso de las térmicas, a través de la fijación de los precios de la Administración; en la siderurgia, a través de la aplicación de un sistema similar al de la CECA, que toma como referencia el coste medio de las importaciones realizadas en Europa, excluidas las que provienen de los países del este de Europa, y en el mercado de otros usos no existe intervención en la fijación de precios.

En el período de esta planificación se prevé una constancia en términos reales de los precios del carbón pagados por las centrales térmicas. Este mantenimiento es coherente con las estimaciones realizadas sobre el coste de generación eléctrica. Con respecto a la capacidad de

estos precios para cubrir los costes de extracción, en el capítulo 3.º se ha indicado que la oferta prevista de carbón permite que los costes de producción se mantengan como promedio, reduciéndose en varias cuencas mineras. En consecuencia, los precios podrán cubrir los costes de extracción en casi todas las cuencas, excepción hecha de la cuenca central asturiana y algunas explotaciones de Andalucía y Teruel.

En lo que se refiere a los mecanismos de determinación de precios de los carbones dirigidos a centrales térmicas se tiene prevista otra actuación dirigida a conseguir que el carbón llegue a las centrales térmicas en condiciones que permitan la máxima eficiencia en el proceso de generación de energía eléctrica. A este respecto se está ya estudiando una nueva fórmula para la fijación de precios del carbón en función del porcentaje de volátiles y cenizas que generen.

En lo que se refiere al carbón dirigido a otros usos, actualmente está en régimen de precios libres y sólo existe un límite al valor del mismo dado por el precio de importación que incorpora arancel. Con objeto de desarrollar este mercado se prevé seguir manteniendo el sistema actual del régimen de comercio exterior, pero con una paulatina reducción del arancel que grava este producto.

PARTE III

POLITICAS GLOBALES DE RACIONALIZACION ENERGETICA

CAPITULO 5.º

Investigación y desarrollo tecnológicos

5.1. La potenciación del esfuerzo de investigación en energía

La investigación y el desarrollo tecnológico en el sector de la energía debe tener en cuenta, como una orientación fundamental, el conjunto de objetivos del PEN, identificando a partir de éstos aquellas acciones que, por su propia naturaleza y medios disponibles, puedan resultar más eficaces en orden a la consecución de tales objetivos. Se trata, por tanto, de integrar la investigación con los intereses que debe satisfacer, y estructurar coherentemente los medios para realizarla.

En el momento presente no están elaborados con precisión suficiente una serie de datos básicos precisos, como pueden ser la comparación entre la demanda y la oferta tecnológica, la situación real de las actividades en marcha y de la capacidad de investigación española, las tendencias tecnológicas mundiales, etcétera. No obstante, parece conveniente realizar una estimación global del esfuerzo económico a abordar y determinar las líneas generales de un programa de transición para 1984, año du-

rante el cual deberá prepararse el plan de investigación energética a más largo plazo.

La consideración meramente cuantitativa del esfuerzo a realizar, tiene un significado muy dudoso si se la desvincula de la eficacia de los resultados de la investigación. No obstante, parece prudente formular alguna estimación en este sentido, para ponderar en qué orden de magnitud puede situarse dicho esfuerzo.

Para ello, se debe partir de los datos estimativos disponibles, en función de los cuales el esfuerzo en investigación y desarrollo tecnológico energético que corresponde a 1982, se estima en unos 7.000 millones de pesetas, con financiación pública. A éstos se añaden unos 3.000 millones de pesetas, procedentes de las empresas, alcanzando un total de 10.000 millones de pesetas.

La contrastación de estas cifras puede realizarse en relación con otras magnitudes internas del país, o recurriendo a la comparación internacional. Según el primer procedimiento, los gastos en I + D vienen a representar el 0,05 por ciento del PIB, lo que significa que la investigación energética aporta el 12 por ciento del total de la investigación española, que se viene evaluando en el 0,4 por ciento del PIB.

Por otra parte, la comparación internacional indica que el esfuerzo actual, valorado el gasto en I + D por persona, sitúa a España en uno de los últimos lugares entre los países occidentales, en donde sólo alcanzan valores inferiores Turquía y Portugal. Por ello parece pertinente la necesidad de incrementar el esfuerzo, para tratar de alcanzar resultados parecidos a los obtenidos por otros países europeos industrializados.

Como ya se ha indicado, la financiación procede ahora, mayoritariamente, de los Presupuestos del Estado y, en menor proporción, de las empresas, ya sea a través de mecanismos voluntarios o promovidos por el Gobierno, como ocurre en el caso del sector eléctrico. Los fondos así obtenidos —Presupuesto del Estado y empresas— son empleados en la ejecución de investigaciones por agentes públicos y privados, de forma que hay recursos públicos que se gastan en las empresas y viceversa. Por último, los receptores de la tecnología generada son muy diversos y a veces ajenos a quienes realizaron la investigación, con lo que el sistema se complejiza notablemente.

La simplificación de este esquema no es sencilla, pero el Plan se propone acercar las tareas de investigación a quienes pueden utilizar sus resultados. Se intenta fomentar que las actividades de I + D se realicen en todo lo posible, por las empresas concernidas, con la debida supervisión para evitar duplicidades, cualquiera que sea su fuente de financiación. La financiación del esfuerzo debe provenir, en lo posible, del propio sector energético, de forma que se establezca, desde el principio, un alto grado de interés en que su eficacia sea alta y se obtenga un aprovechamiento máximo de sus resultados.

5.2. Los objetivos de la investigación energética

Como ya se ha indicado, los criterios para la elección de proyectos a incluir en el futuro plan de investigación

deben de responder a los objetivos del PEN en este caso, que genéricamente pueden resumirse en:

a) Intensificar los esfuerzos tendentes a una mejor utilización de los recursos nacionales: carbón y energía hidráulica, así como los dirigidos a hacer posible altos niveles de conservación energética.

b) Dar respuesta a los problemas derivados del programa nuclear contenido en este PEN; en especial en las cuestiones relacionadas con la seguridad y, en general, con la asimilación tecnológica que permita hacer frente a la futura evolución del uso de esta energía.

c) Orientar los programas en energías renovables hacia aquellas cuyo horizonte de aplicación se considere más cercano, favoreciendo su implantación.

En cualquier caso, y aunque hasta 1985 no se dispondrá de un plan detallado de actividades de I + D, que seleccione prioridades, distribuya recursos y reforme el marco investigador en el campo energético, es preciso continuar y mejorar la actividad investigadora que se realiza actualmente, en coordinación con los proyectos que tiene el Ministerio de Educación y Ciencia para reformar la política científica.

5.3. Las líneas prioritarias del plan de investigación

Para los años 1984-85 se han identificado las siguientes líneas de investigación, que se consideran prioritarias:

a) Conservación de energía

En el sector residencial la investigación se debe centrar en el comportamiento térmico integral de los edificios para elaborar nuevos reglamentos y sus instalaciones, incluyendo el análisis comparativo de los sistemas de calefacción individual y centralizado.

En el sector industrial la investigación corresponderá a:

- Tecnologías de recuperación de calor.
- Procesos avanzados de utilización de la energía eléctrica.
- Puesta a punto de sistemas de telemática y regulación. Uso de microprogramadores.

b) Conservación térmica de la energía solar

Es prioritario el desarrollo y demostración de tecnologías para la utilización competitiva de la radiación solar en forma de energía térmica a diversas temperaturas, haciendo hincapié en el desarrollo de métodos de ensayo y normativa sobre durabilidad de equipos.

En este apartado se incluye también el desarrollo y demostración de diversos tipos de bomba de calor para las aplicaciones más idóneas.

c) Conversión termoeléctrica de la energía solar

El objeto inmediato en este campo debe limitarse al mantenimiento, explotación y obtención de resultados de las experiencias realizadas en años anteriores, prestando especial atención a aquellos aspectos de la tecnología de centrales termosolares de aplicación a otros campos (heliostatos, almacenamiento de calor por sales fundidas, comportamiento de materiales, etc.).

d) Conversión fotovoltaica de la energía solar

Dado el avance que la tecnología de células fotovoltaicas ha experimentado en los últimos años, se considera prioritario:

— Optimización de sistemas complejos, mejorando los elementos convencionales que intervienen (baterías, inversores, protecciones, etc.).

— Experimentación de módulos y equipos para su utilización en zonas apartadas de la red eléctrica.

e) Biomasa

La combustión de esta materia orgánica de distintas procedencias y características, o su conversión en combustibles líquidos o gaseosos, configuran una gama extensa de tecnologías para el aprovechamiento de este recurso, que es necesario evaluar. Otro área a desarrollar es la de optimización de equipos diseñados para la combustión directa de diversos tipos de biomasa.

f) Energía eólica

Los objetivos que se prevé cubrir en este área son:

— Investigación de la prospección de recursos eólicos a nivel puntual, regional o nacional.

— Desarrollo y experimentación de aerogeneradores de potencia inferior a 100 Kw y análisis de la problemática de parques eólicos.

— Normativa y plataforma de ensayos para homologación de pequeños aerogeneradores.

g) Energía geotérmica

Se continuarán los estudios infraestructurales para la selección de áreas con posibilidades de media y alta entalpía, investigando, muy especialmente, las zonas prometedoras.

También se desarrollarán tecnologías apropiadas para la utilización de los fluidos geotérmicos y el análisis de sus posibles efectos contaminantes.

h) Carbón

En este campo los proyectos de investigación que se desarrollarán en 1984-85 se refieren tanto al campo del laboreo de minas como al uso del carbón.

En el terreno minero pueden citarse los siguientes:

- Mecanización del arranque en capas estrechas.
- Puesta a punto de un método de explotación en capas verticales de gran potencia.
- Estudio de las explosiones del polvo de carbón.
- Puesta a punto de métodos de exploración geofísica en capa, a escala de pocos cientos de metros.

En lo que se refiere al uso del carbón, existen cuatro proyectos principales:

- Combustión del carbón en lecho fluidificado.
- Métodos de lavado del carbón para eliminación del azufre.
- Utilización de cenizas volantes y de las escorias.
- Restauración del paisaje en explotaciones a cielo abierto.

i) Energía nuclear

En este campo la atención debe centrarse en:

- Almacenamiento seguro y gestión eficaz de los residuos radiactivos.
- Desarrollo de tecnologías relativas al ciclo del combustible.
- Desarrollo y aplicación de las nuevas tecnologías de la seguridad nuclear aplicables a la familia de los reactores de agua ligera.
- Medida y control del impacto ambiental atribuible a las centrales nucleares y a las instalaciones del ciclo del combustible.
- Capacidad de sustituir importaciones de «inputs» de todas las actividades de generación eléctrica de origen nuclear.
- Homologación radiológica, sísmica y ambiental de componentes y sistemas nucleares y radiactivos.

Las tres primeras actividades deben llevarse a cabo en colaboración y formando parte de los programas de investigación de organismos internacionales, en especial la Agencia de Energía Nuclear de la ODDE.

j) Petróleo y gas

- Desarrollo de tecnologías para el mejor aprovechamiento de los yacimientos de petróleo y gas.
- Desarrollo de catalizadores para petroquímicas y algunos procesos de refino.
- Desarrollo de productos que permitan una reducción del contenido en plomo de las gasolinas.
- Nuevas aplicaciones del gas natural y los GLP como materia prima, energía complementaria con la solar, combustible de automoción, etc..
- Utilización de gas como sustitutivo de otros combustibles con aprovechamiento energético integral.

k) Electricidad

Aunque gran parte de los proyectos de I + D que ha de realizar el subsector eléctrico están incluidos en apartados anteriores, existen otros que pretenden mejoras en la generación, transporte y distribución de electricidad, entre los que parece conveniente señalar los siguientes:

- Desarrollo de la infraestructura de medida, ensayo y homologación.
- Desarrollo de aparatos y sistemas de medida, control y protección de instalaciones eléctricas.
- Control y eliminación de emisiones contaminantes tanto líquidas como gaseosas.

En todo cuanto se refiere a las energías convencionales, los ámbitos de la investigación serán definidos con una participación mayor de las empresas que desarrollan su actividad en la producción y utilización de las mismas. El papel de la Administración, en cuanto a los proyectos, será preferentemente el de coordinación y seguimiento para adecuarlos a los objetivos del PEN y no tanto el de selección de temas.

CAPITULO 6.º

Reformas institucionales en el sector energético

6.1. Introducción

La revisión del PEN 83 reconoce explícitamente que la alternativa energética española se configura mediante múltiples decisiones individuales, muchas de ellas fuera del control directo del Gobierno. Consecuentemente con este planteamiento, el PEN 83 prevé instrumentar las medidas que incentiven la toma de decisiones que configuran la alternativa que se ha descrito en los capítulos anteriores. En algunas ocasiones, estas medidas no son suficientes y es necesario efectuar cambios institucionales que favorezcan la racionalización a largo plazo del sector, evitando y armonizando intereses contrapuestos.

Las reformas institucionales que se han abordado en el sector energético durante el período del PEN 83, de las cuales algunas ya se han iniciado, son las siguientes:

- Nacionalización de la red de alta tensión como instrumento de explotación unificada del sistema eléctrico.
- Integración vertical de las empresas en el sector de petróleos, con objeto de configurar un marco menos proteccionista y más competitivo para el desarrollo del sector.
- Establecimiento de las reglas de funcionamiento en las empresas del sector del gas natural, para asegurar el funcionamiento de las mismas dentro de un sistema de mercado.
- Los cambios institucionales que requiere la política

nuclear del Gobierno de cara a facilitar la identificación de todos los costes generados por la utilización de dicha energía. Esta internalización de costes debe ser la base para la toma de decisiones.

— Transformación del Centro de Estudios de la Energía en un Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), que absorbe, asimismo, las competencias del Plan de Electrificación Rural, con el fin de impulsar un consumo más eficaz y diversificado de energía.

— Reestructuración de la Junta de Energía Nuclear para lograr que los objetivos y proyectos respondan a las necesidades de la actual planificación energética, a la vez que incorpora mecanismos de funcionamiento que facilitan su competitividad en relación a otros organismos institucionales similares.

— Creación de fondos similares al ya existente en el sector eléctrico, en el carbón y en hidrocarburos destinados a la financiación de las actividades de investigación acordadas con el PEN 83.

6.2. La explotación integrada del sector eléctrico

La Red Nacional de Transporte Eléctrico está compuesta de aquellos elementos del sistema eléctrico que actúan como nexo de unión del sistema generador y del sistema distribuidor. La red eléctrica, dado que está formada por los elementos que permiten la gestión y operación conjunta del sistema, es un instrumento idóneo para su explotación unificada.

En España no se puede hablar de un sistema eléctrico totalmente integrado, sino de sistemas zonales interconectados. En la figura 6-1 se pone de manifiesto la falta de reticulación de la red de transporte nacional debido a que ha sido realizada básicamente desde la óptica de cada empresa, dirigida a unir sus centros de producción con los mercados propios, produciéndose en ocasiones tanto solapamientos en algunas zonas como insuficiente interconexión en otras. Ello obliga a proyectar a partir de ahora las inversiones necesarias con una visión global si se quiere realizar una explotación unificada del sistema eléctrico.

La nacionalización de la red de alta tensión tiene como objetivo asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte. La propiedad pública de la red es sólo un instrumento para asegurar que se cumplan en todo momento las instrucciones de explotación y para facilitar un desarrollo de la red de transporte nacional que permita una mayor eficiencia y seguridad.

La explotación se realizará bajo el principio de optimizar el conjunto de medios de producción y transporte, con el fin de abastecer la demanda del mercado con independencia de la propiedad de los medios y de la participación de cada empresa en dicho mercado. El objetivo de la optimización consiste en minimizar el coste variable total (producción más transporte) de abastecimiento del mercado con dos tipos de restricciones. El primero procede de los requisitos de seguridad y calidad de suministro.

El segundo se deriva de la producción preferencial de la energía con recursos nacionales, de acuerdo con los balances previstos en la presente planificación energética.

La nueva empresa pública creada para la gestión de la red de transporte tendrá, pues, una doble función: de un lado, la optimización de la explotación de las unidades productoras con la red existente; de otro, el desarrollo de la red de alta tensión que permita la explotación unificada de los medios de producción con un coste cada vez menor. El control de la red de alta tensión por parte de la nueva empresa permite disponer de un mecanismo eficaz para garantizar el cumplimiento de las decisiones de producción y planificar con criterios globales el desarrollo de la misma.

6.2.1. La nueva sociedad para la optimización de la explotación del sistema eléctrico

De acuerdo con los objetivos y actuaciones expresados anteriormente se ha establecido la creación de una nueva sociedad con mayoría pública en el capital, que deberá disponer de los medios necesarios para el cumplimiento de sus objetivos y el ejercicio de sus funciones.

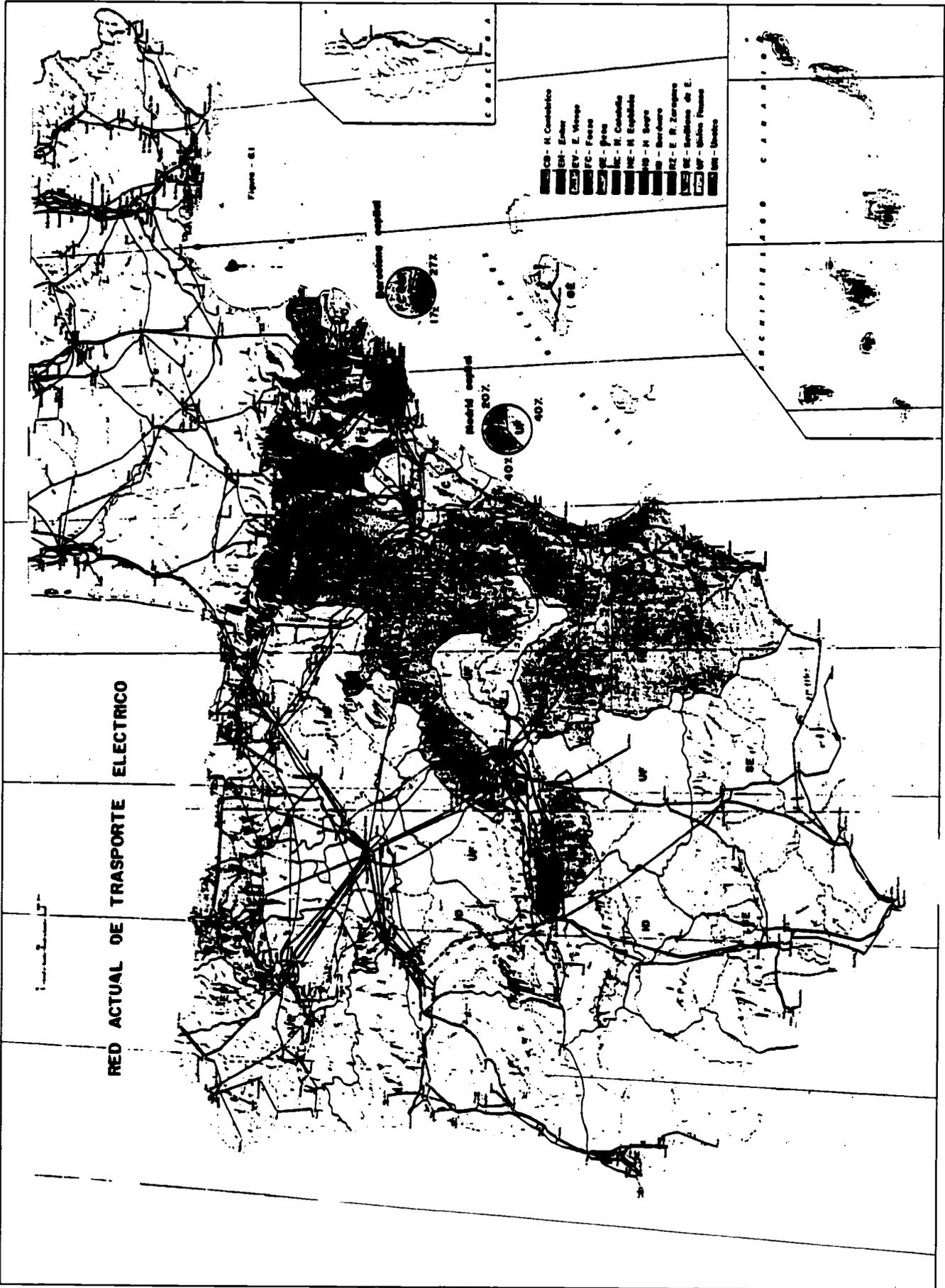
A través de una Delegación del Gobierno en la nueva sociedad, la Administración ejercerá ante el sector eléctrico la intervención necesaria para garantizar la explotación óptima del sistema y controlar el cumplimiento de las directrices emanadas de ella.

La nueva sociedad asumirá la titularidad del actual despacho central de ASELECTRICA (CECOEL) y adquirirá la propiedad de los tramos de la red de alta tensión (440 y 220 KV) necesarios para la optimización, incluyendo todos aquellos equipos para el control y operación de la parte de red adquirida.

La nueva sociedad se organizará territorialmente en despachos regionales con funciones y tareas delegadas del despacho central y para facilitar las relaciones con los despachos de explotación de las empresas; transitoriamente, la nueva sociedad podrá acordar con las empresas el funcionamiento de sus despachos de explotación como despachos delegados del central.

La nueva sociedad obtendrá sus recursos por medio de una tarifa que será contrapartida de la prestación de sus servicios y de la utilización de sus instalaciones por parte de las empresas eléctricas, la cual contendrá un concepto estable y un concepto de estímulo de la gestión. El contenido económico de la parte estable y su cuantía será determinado anualmente con la modificación de las tarifas eléctricas globales, partiendo de una cuantía inicial que se detraerá de la tarifa final en el momento de su establecimiento, al ser una parte ya integrada en la misma.

Las previsiones actuales de la evolución de dicha cuantía establecen que será porcentualmente decreciente, debido a la labor de optimización y al menor crecimiento de los gastos de la red frente al resto de los elementos que componen el sistema eléctrico.



6.2.2. Explotación del sistema, efectos técnicos y económicos

La nueva sociedad será la encargada de asegurar que la programación de la producción y transporte se haga de forma óptima. Para ello, la nueva sociedad ordenará sustituciones en los programas de producción de las empresas para asegurar el suministro o para que se cumplan las directrices de la Dirección General de la Energía y determinará los programas de intercambios con sustitución total o parcial. El seguimiento y optimización de los programas de las empresas los realizará la nueva empresa con periodicidad semanal y diaria.

Por su parte, las empresas eléctricas seguirán cumpliendo dos funciones. En primer lugar, serán responsables de que la explotación de sus instalaciones se haga siguiendo los criterios del CECOEL y con la mayor eficiencia; esta última redundará, a su vez, en unos menores costes de operación que facilitará la selección de sus instalaciones por el CECOEL para entrar en funcionamiento. La segunda función de las empresas eléctricas como suministradoras de un servicio público será la de abastecer sus mercados respectivos con un nivel de calidad suficiente y al mínimo coste de distribución.

Las instalaciones productoras van a funcionar de acuerdo con las instrucciones del CECOEL, independientemente de la energía que las empresas propietarias de dichas instalaciones vayan a distribuir en sus mercados. La sociedad de transporte, a su vez, tiene que garantizar la disponibilidad de la energía demandada por las empresas que abastecen al público. Las diferencias entre producción y mercado a nivel de unidad empresarial que exige la optimización del sistema existen ya en la actualidad y se suplen con contratos de energías y potencia entre las empresas, con el contrato de ENDESA con el grupo de empresas, intercambios coyunturales, etc. En el futuro estos contratos de suministro tendrán que hacerse de acuerdo con el programa de optimización; por ello, es necesario introducir un sistema de percepción de ingresos por parte de las empresas oferentes de energía y potencia que incentive a las mismas a poner a disposición del sistema la energía y potencia demandada por estas empresas. De igual forma, las empresas demandantes deberán pagar unos precios que cubran los costes derivados de la energía y potencia que reciben de otras empresas.

El nuevo sistema de ingresos y pagos por compra y venta de energía y potencia entre empresas deberá coordinarse con el sistema de compensaciones que con carácter general se implante para el conjunto del sector eléctrico, aunque podrá funcionar de forma independiente y estar relacionado directamente con los intercambios de energía y potencia entre las empresas. En cualquier caso y mientras exista un sistema general de compensaciones entre las empresas del sector eléctrico, estas compensaciones tendrán que diseñarse de forma que se incentive el cumplimiento de las instrucciones de explotación optimizada que dé la nueva sociedad.

Este proceso de programación de la producción que se

proyecta no podrá ser efectuado totalmente hasta tanto no se disponga de las instalaciones necesarias tanto en el CECOEL como en los despachos delegados. La implantación será, pues, gradual en lo que se refiere al grado de concreción en las instrucciones y flexible, de modo que las empresas mantengan un incentivo para mejorar la gestión de su operación y las condiciones de seguridad. Sin embargo, las bases del nuevo sistema de percepción de ingresos por las empresas se definirán de inmediato de forma que pueda ser operativo y eficaz lo más rápidamente posible.

6.3. La integración vertical de las empresas del sector petróleo

La situación del sector petrolero nacional descrita en el capítulo 3.º obliga a tomar toda una serie de medidas estructurales que fortalezcan su capacidad de competencia frente al exterior. Esto es especialmente importante de cara a la integración en la CEE, ya que la adopción de la normativa comunitaria, manteniendo la situación actual, favorecería la entrada en el mercado nacional de las grandes corporaciones multinacionales que operan en este sector y podrían ocupar importantes parcelas de tal mercado, prácticamente sin coste, utilizando para ello las instalaciones propiedad del Monopolio de Petróleos.

Los cambios estructurales que se acometen no tratan de poner barreras proteccionistas a la competencia, sino que, por el contrario, tratan de situar al sector español en condiciones tales que le permitan competir con la mayor capacidad de las empresas extranjeras.

La nueva estructura prevista de distribución y comercialización permitirá aumentar el grado de integración de actividades del sector de refino, desde la producción hasta la distribución final, lo cual puede reflejarse en una mayor estabilidad de beneficios para las empresas. Las acciones programadas de cara a conseguir esta integración vertical del sector son las siguientes:

— Adquisición por CAMPSA de los activos fijos de distribución y puntos de venta del Estado.

— Adquisición por el sector privado de refino de la participación necesaria en CAMPSA para el mantenimiento de una estructura accionaria que garantice la integración vertical de sus actividades.

— Acuerdo entre CAMPSA y los concesiones de las estaciones de servicio por el que estos últimos serían vendedores excluidos de productos de empresa, en base a una relación jurídica de derecho privado análoga a la que actualmente existe con el sistema concesional.

— Las refinerías distribuirán y comercializarán toda su producción de carburantes y combustibles destinados al mercado nacional, a través de CAMPSA, mediante la asignación de cuotas mientras se mantenga el monopolio de distribución de productos derivados del petróleo.

— CAMPSA, que mantendrá su actual dominio minero, seguirá efectuando actividades de exploración petrolífera, dedicando a ella, a través de una filial a constituir,

por lo menos el 15 por ciento del beneficio neto distribuíble.

Mediante estas actuaciones se consigue que el sector petrolero español pase a controlar en forma conjunta la distribución y la comercialización y complete su integración vertical al abordar sistemática y conjuntamente la exploración. En la nueva CAMPSA las participaciones se reparten en un 42 por ciento para las refinerías públicas; un 42 por ciento para las refinerías privadas, y un 16 por ciento para el INH, acción esta última justificada por la necesidad de mantener el Estado una mayoría en la sociedad mientras exista un monopolio de derecho para la distribución de productos petrolíferos.

La nueva sociedad estará obligada a un fuerte proceso inversor en desarrollo e implantación de redes comerciales y simultáneamente tendrá que adquirir en forma gradual los activos circulantes imprescindibles para el desarrollo futuro de su actividad.

En tanto en cuanto subsista el Monopolio de Petr6leos, la actividad de distribución realizada por esta sociedad será retribuida con arreglo a unas tarifas que, al igual que se propugna en otros sectores, deberán ser suficientes para cubrir los costes derivados de una explotación eficiente del proceso de distribución.

La ordenación institucional antes expuesta permitirá al sector del refino español seguir abasteciendo el mercado nacional, después de la desaparición del Monopolio de distribución que exige la normativa comunitaria.

La nueva organización institucional se completará con un proceso de liberalización del comercio de productos derivados del petróleo. Este proceso de liberalización se basará en los siguientes puntos:

— Mantenimiento del Monopolio de distribución de productos derivados del petróleo durante el período que los acuerdos comunitarios lo permitan.

— Implantación de aranceles a la importación, regulando, al mismo tiempo, las condiciones requeridas para poder ser importador.

— Modificar la fórmula actual de precios ex refinería y sustituirla durante el tiempo que se mantenga el monopolio de distribución por un sistema basado en los precios del mercado internacional y en los niveles arancelarios de los distintos productos.

— Reducción paulatina de los aranceles, para lo cual se introducirán mecanismos para conocer el ritmo adecuado de reducción arancelaria.

Al final de este proceso de liberalización, y una vez que el Monopolio de distribución haya desaparecido, el sector refino será el que determine, en base a los precios de venta al público y los niveles impositivos, el precio que deben percibir las refinerías por los productos suministrados a la empresa distribuidora.

6.4. Delimitación de las reglas de funcionamiento en el sector del gas

El sector del gas natural está formado, por el lado de la

oferta, por dos tipos de empresas. De un lado se encuentra ENAGAS, empresa totalmente pública e integrada en el Instituto Nacional de Hidrocarburos, que se encarga de la adquisición del gas y su transporte.

Esta empresa vende gas natural a las distribuidoras a un precio denominado precio de cesión, y también tiene encomendada la venta de gas al sector industrial y a las centrales térmicas, como elemento importante de regulación para el ajuste entre la oferta y la demanda de gas en el corto y medio plazo.

Por otro lado, existen dichas empresas distribuidoras que venden el gas adquirido a ENAGAS a los usuarios finales del mercado doméstico, comercial e industrial. Dada la importancia del propano y del aire propanado en la apertura de nuevos mercados antes de la llegada del gas natural y el desplazamiento que éste deberá producir de los gases licuados del petróleo en dichos mercados, se fomentará una futura participación de Butano, S. A., en la distribución del gas natural.

La planificación energética del PEN 83 plantea una serie de objetivos en lo que se refiere al volumen y estructura de gas natural consumido, siendo condición necesaria para la consecución de estos objetivos la realización de las inversiones de transporte y distribución que se cuantificaron en el capítulo tercero, así como la instrumentación adecuada de la política de precios.

Las estimaciones realizadas sobre costes de suministro de gas al consumidor final y sobre los ingresos percibidos por la venta del gas permiten, a partir de 1987, cubrir los costes de producción con los ingresos vía precios. Merece destacarse que esta capacidad del sector para cubrir los costes se deriva, precisamente, de que en 1987 el consumo del gas alcanzará unos niveles que le permitirá retribuir la inversión básica en infraestructura. Si una política de comercialización decidida permitiera mayores consumos antes del año 1987, las necesidades de subvención del sector a que se hacía referencia en el capítulo 3.º se verían reducidas (ver epígrafe 3.5.4).

El objetivo de este epígrafe es señalar, en primer lugar, las acciones necesarias para que ENAGAS y las distribuidoras aborden las inversiones necesarias de transporte y distribución en el plazo adecuado; en segundo lugar, la necesidad de que los precios de cesión permitan a las distribuidoras retribuir las inversiones de distribución si cumplen el objetivo de venta de gas en volumen y estructura, y finalmente, señalar la necesidad de diseñar fórmulas para que ENAGAS pueda hacer frente a los costes derivados de las actividades que le corresponden en el proceso de abastecimiento de gas.

En relación con el primer punto, es necesario instrumentar medidas que aseguren que las inversiones necesarias para el objetivo de consumo se lleven a cabo de forma adecuada, tanto las de transporte que compete a ENAGAS, como las de distribución que se reparten entre las empresas distribuidoras y ENAGAS: existen problemas para que las empresas de distribución aborden las inversiones necesarias de forma adecuada, por los siguientes motivos:

— Estas empresas tienen concesiones en zonas donde pasará el gasoducto principal, pero carecen de capacidad financiera para acometer las inversiones.

— La gran diversidad de distribuidoras puede generar, si no se realiza una programación adecuada, ineficiencia en el proceso de inversión.

— Existen centros de consumo cerca del gasoducto principal en los que sería posible acometer su gasificación, pero donde no existen planes empresariales para llevarlos a cabo.

Para hacer frente a estos problemas se considera la posibilidad de que las empresas públicas del gas participen en el capital de las empresas distribuidoras, tanto por aportar fondos a la financiación de las inversiones como para asegurar que todas las empresas acometan el proceso de inversión de acuerdo con un plan unificado para todas las zonas. De igual forma se prevé que ENAGAS aborde la realización de los estudios necesarios para la introducción del gas en nuevos centros de consumo, tanto industriales como domésticos y comerciales.

La remuneración de los costes de la actividad distribuidora se realizará mediante las diferencias entre los precios de venta al público y el precio de cesión. Para incentivar la captación de mercado en volumen y calidad por parte de las empresas distribuidoras, la fijación de los precios de cesión se hará de acuerdo con los siguientes criterios:

— Se instrumentarán tres precios de cesión: el precio de cesión para el consumo doméstico y comercial, el precio de cesión para el mercado industrial firme y el precio de cesión para el mercado interrumpible/adicional.

— La diferencia entre los precios de venta al público y los precios de cesión se fijará de forma que se puedan cubrir los costes de distribución en cada uno de los mercados mencionados, en base a una concentración sobre inversiones a realizar y volúmenes de gas a vender.

— Las disminuciones de ingresos que se deriven de no cumplir el objetivo de distribución en volumen y estructura no se traducirán en aumentos del margen unitario de distribución. Es decir, las empresas distribuidoras son las que recibirán los beneficios de una política comercial agresiva.

ENAGAS, de acuerdo con los análisis realizados, podrá cubrir a partir de 1987 los costes tanto fijos como variables derivados de su actividad bajo los supuestos anteriormente mencionados sobre los precios de cesión y los precios de venta al mercado directo, alineados con los precios de las energías sustitutivas. Sin embargo, es necesario planear la financiación del exceso de costes sobre los ingresos hasta 1987. El Gobierno presentará un plan sobre la financiación de ENAGAS en cuanto se llegue a un acuerdo satisfactorio sobre el suministro del gas natural con Argelia. Como se ha mencionado en el capítulo 3.º, el desarrollo de la alternativa gasista de la presente planificación energética está condicionada por una serie de hipótesis cuyo cumplimiento es necesario confirmar.

6.5. Una política nuclear explícita

Como consecuencia del proceso de planificación expuesto en este documento se ha configurado una oferta de energía primaria, descrita en los capítulos 1.º y 3.º, en donde la energía nuclear aumenta considerablemente su participación, pasando del 2,8 por ciento en 1982 al 11,8 por ciento en 1992. A pesar de que este incremento es importante, representa una considerable reducción en comparación con la participación nuclear que se produciría en caso de mantener el PEN anterior.

La opción nuclear del presente PEN, consistente en la decisión de poner en funcionamiento dos de las siete centrales con autorización de construcción, responde a la necesidad de diversificar el abastecimiento energético, reducir la vulnerabilidad frente al exterior y extraer un rendimiento del inmovilizado en curso.

A la hora de estimar el coste de la opción nuclear, es importante tener en cuenta que esta fuente de energía presenta dos problemas fundamentales que la hacen esencialmente distinta de las demás energías: en primer lugar, un problema de seguridad, y, en segundo lugar, unos componentes de costes asociados precisamente a la reducción del riesgo. Respecto al primero, dada la exclusiva responsabilidad del Consejo de Seguridad Nuclear acerca del mismo, hay que remitirse a los informes que emite este organismo, y que abarcan cuantas medidas de control y seguimiento de las instalaciones radiactivas y nucleares lleva a efecto.

En relación a los costes derivados del tratamiento del riesgo nuclear hay que considerar los siguientes:

— Costes de la gestión de residuos.

— Costes derivados del riesgo implícito en las centrales nucleares. El único indicador disponible por el momento de estos costes son las primas de seguro, y en todos los países existe un límite a la cobertura de este riesgo por las primas, lo cual limita su validez.

— Costes derivados de los servicios de protección radiológica que actualmente son financiados con fondos públicos.

En el momento presente, la estimación cuantitativa de estos costes es prácticamente imposible, razón por la cual no han podido ser considerados en el cómputo del coste de la oferta nuclear contenida en este PEN. No obstante, se presentan a continuación algunas de las reformas institucionales que van a acometerse, de cara a elaborar los instrumentos necesarios para garantizar una elevada seguridad en el suministro nuclear e internalizar, en su caso, los costes de ella derivados.

En primer lugar, está prevista la creación de una empresa pública encargada de la gestión de residuos radiactivos cuya financiación y programas de actuación serán aprobados en el Parlamento, que ejercerá un control estricto de sus realizaciones. Cuestión fundamental es que el coste total de dicha gestión, cuya duración se extiende a varios cientos de años, sea cobrado por anticipado a las

empresas generadoras de residuos durante el período, más corto, en que funcionan sus instalaciones.

Esta empresa considera, en principio, a los combustibles irradiados procedentes de los reactores como un residuo, sin abordar su reprocesamiento. Sus funciones principales serán las de transporte y almacenamiento provisional y definitivo de estos y otros residuos radiactivos, así como la selección y adecuación de emplazamientos para dicho almacenamiento.

Dada la trascendencia de las actividades de esta empresa, se establecerán dos órganos específicos de asesoramiento y control de la misma, además del Parlamento. Por una parte, un órgano de control sobre la gestión de residuos radiactivos, donde se encontrarán representados los diferentes Ministerios afectados y, por otra parte, un consejo científico, formado por personas elegidas por su reconocida capacidad científica y técnica, y encargado de asesorar al citado órgano de control.

En segundo lugar, un tema fundamental, que ya se ha empezado a acometer, es la reconsideración de los niveles de las primas de seguro de las actividades derivadas de la generación nuclear: transporte, generación y almacenamiento. Se elevará la cobertura de las primas de seguro hasta aquellos límites que permitan una cobertura del riesgo socialmente aceptado, instrumentándose los niveles de cobertura de estas primas.

En tercer lugar se encuentra el programa de investigación nuclear, que establecerá un sistema que permita desarrollar el grado actual de nacionalización de la energía nuclear, es decir, tanto en el porcentaje de los «inputs» intermedios utilizados en la generación de energía nuclear que son producidos en España, como en un mejor conocimiento de la operación de las centrales.

Estas medidas anunciadas permitirán conocer el coste de la generación de energía y mejorar su seguridad y tendrán una repercusión importante sobre la calidad de la gestión de los residuos radiactivos.

En relación con ese objetivo, se pretenden establecer sistemas de información a la opinión pública. En el seno del Ministerio de Industria y Energía se creará una oficina de información nuclear, encargada de canalizar toda la información sobre el tema, donde se recabarán de todas las instalaciones nucleares los datos necesarios para llevar a cabo una política informativa, abierta, periódica y objetiva.

6.6. La coordinación y promoción de la política de conservación y diversificación

Este Plan Energético hace explícito el objetivo de adecuar la tendencia futura del consumo de tal forma que se produzca una disminución del contenido energético del PIB a la vez que se logre una estructura de participación de las distintas energías acorde con criterios de minimización del coste de abastecimiento de la demanda. Lograr un ahorro que se cifra en 10 millones de tec en 1992, a la vez que se introduce una mayor diversificación en el aprovechamiento energético, exige la puesta en práctica

de una política activa de promoción y seguimiento. Por ello, se ha considerado necesario dedicar un organismo específico de la Administración para la consecución de dichos objetivos, de tal forma que se conozca la adecuación de las medidas propuestas y, por tanto, puedan adaptarse en caso necesario a condiciones distintas del entorno.

Aunque el Centro de Estudios de la Energía había realizado trabajos relacionados parcialmente con el ahorro y las energías renovables, su organización resultaba inadecuada a tareas más ejecutivas. Por ello, aprovechando el potencial existente, se han llevado a cabo los cambios necesarios para lograr los objetivos mencionados. Algo similar ocurría con el Plan de Electrificación Rural (PLANER), cuyo conocimiento de la situación y necesidades energéticas de las zonas rurales, es la base imprescindible para pasar en el futuro de una mera electrificación a un abastecimiento energético más flexible y, por tanto, más diversificado para dichas zonas.

Sobre estos dos elementos —el Centro de Estudios de la Energía y el Plan de Electrificación Rural— se ha creado el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Este organismo es el instrumento de la Administración para conocer las necesidades y estructura de la demanda energética, y a partir de ello, impulsar y propiciar un consumo más eficaz y diversificado, que utilice mejor, en definitiva, las fuentes de energía disponibles.

Una de las tareas fundamentales de este organismo y que se realiza en coordinación con las Comunidades Autónomas es la valoración de dicha demanda, en especial la que genera la industria, especificando los procesos productivos desde el punto de vista de su eficiencia energética. El resultado final de esta valoración es la definición de alternativas de abastecimiento y las transformaciones necesarias para que, manteniendo o mejorando la calidad de los productos, se logre un balance energético global que refleje los objetivos propuestos por el PEN.

Todo ello implica la realización de un seguimiento continuo de las posibilidades que las empresas ofrecen en cuanto a procedimientos, equipos o sistemas susceptibles de utilizar las distintas energías, sean convencionales o nuevas y renovables. Entre las actividades del IDAE ocupa un papel preponderante la difusión o introducción de aquellos elementos, ya sean procesos, equipos o soluciones, que utilizan energías primarias nacionales o mejoran rendimientos de aquellos elementos a los que puedan sustituir.

Poner al alcance de los consumidores las energías renovables, todavía no suficientemente conocidas o desarrolladas en nuestro país, exige una labor de demostración que el IDAE tiene que realizar en colaboración con las empresas productoras de las tecnologías que permitan el uso de dichas energías. Esta potenciación indirecta de dichas empresas conducirá a un desarrollo de la oferta energética, acorde a la vez con las tendencias de los países más desarrollados y con nuestras necesidades reales.

6.7. Reestructuración de la Junta de Energía Nuclear

La Junta de Energía Nuclear (JEN) ha sido durante muchos años el único organismo dependiente del Ministerio de Industria y Energía dedicado a la investigación energética. De ahí que, lógicamente, deba de considerarse como el instrumento básico para desarrollar una tarea investigadora al servicio de los objetivos propuestos en el PEN. La evolución de dichos objetivos en relación a anteriores planificaciones, así como un diagnóstico de la situación de sus actividades desarrolladas hasta ahora, ha conducido a la propuesta de ampliar el marco de actuación de la JEN, introduciendo la investigación en diferentes energías y contemplando sus efectos medioambientales y sus posibilidades tecnológicas.

Aparte de la segregación de la JEN de los activos y personas que pasarán a integrar la futura empresa dedicada a la gestión de los residuos radiactivos, cuestión comentada en otro epígrafe, el nuevo organismo que sustituirá a la JEN tendrá una estructura que permita la gestión común de cuatro áreas diferenciadas de Tecnología Nuclear, Protección Radiológica y Medio Ambiente, Energías Renovables y Altas Energías y Fusión, además del actual Instituto de Estudios Nucleares que pasa a ampliar sus objetivos al resto de las energías.

La transformación de la JEN se explica por la necesidad de dar una respuesta amplia a la crisis energética que considere la energía nuclear no como un proceso ya finalizado tecnológicamente, sino como un proceso sobre el que todavía pesan problemas sin resolver, así como la existencia de otras energías que requieren mejoras tecnológicas para lograr incorporarlas a la oferta energética en proporciones relevantes. Dicha transformación permite aprovechar aspectos y servicios comunes a los distintos ámbitos de la investigación energética, mediante una gestión unificada que permita mecanismos y criterios similares para la realización de las distintas actividades y una valoración conjunta de la adecuación de los medios tecnológicos a las necesidades del sector energético de este país.

Los campos de actividad del área de Tecnología Nuclear son, básicamente, la tecnología de la seguridad nuclear, el ciclo del combustible, incluyendo las pruebas de componentes nucleares y los isótopos radiactivos. Se pretende poner al alcance de la sociedad española cuantos conocimientos puedan contribuir a la seguridad integral de las instalaciones nucleares y radiactivas, disponer de códigos numéricos de cálculo y simulación para solucionar problemas de neutrónica, blindajes, gestión del combustible, residuos, etcétera, contribuir al conocimiento y explotación óptima de los recursos uraníferos nacionales y disponer de la capacidad científica y tecnológica adecuada para la utilización de isótopos.

En el área de Protección Radiológica y Medio Ambiente efectuará investigaciones y estudios acerca de los efectos biológicos y ecológicos de todas las formas de agresión energética, colaborando en caso de emergencia nuclear o radiológica con los organismos competentes y siendo la unidad técnica de protección radiológica del

nuevo organismo y de la empresa de gestión de residuos radiactivos. Los objetivos en el área de Energías Renovables, cuyas actividades básicas se desarrollarán en el terreno de la biomasa, energía solar, energía eólica y acumulación de energía son:

— Impulsar, participar y colaborar en las tareas de investigación y desarrollo necesarias para la implantación y uso de las energías renovables.

— Contribuir al grado de calidad, fiabilidad y formación profesional necesarios para la competitividad de los sistemas de energías renovables.

El área de Altas Energías y Fusión, cuyos ámbitos de actividad científica son la física atómica molecular y de altas energías, la fusión termonuclear y la metrología de las radiaciones ionizantes, dirigirá su actividad a lograr un aprovechamiento óptimo de la adhesión de España al CERN y a analizar las oportunidades derivadas de la futura integración en el EURATOM respecto al proyecto europeo de fusión.

Esta somera enumeración de los ámbitos de actividad incluidos en el nuevo organismo pone de manifiesto la necesidad de un trabajo investigador en perfecta coordinación y ensamblaje con las empresas energéticas y la Universidad.

Una vez descritos los diferentes ámbitos de actividad, se indican a continuación los criterios principales que se prevé para definir su organización y el modo de operar.

— Se tendrá progresivamente a la estructuración de cada área de actividad en programas y proyectos, sobre el principio de la fijación de un responsable para todo programa o proyecto.

— Los ejes principales sobre los que ha de apoyarse el nuevo organismo son: a) Sistemas de generación de la cartera de programas y proyectos, que aseguren que éstos responden a necesidades reales del país. b) Calidad de las investigaciones y desarrollos científicos que se llevan a cabo. Los objetivos establecidos dentro del Plan Energético Nacional serán el marco de referencia para su actuación.

— Establecido que el PEN señala un horizonte general, la definición del proyecto debe nacer de una interacción constante del organismo con su entorno: empresas, centros de la Administración con competencias específicas, Universidades, etcétera.

Esta interacción constante «oferta-demanda» y el consiguiente «análisis de la demanda» se efectuará por las propias áreas en colaboración con una unidad especializada de marketing industrial.

— En línea con lo anterior, cada Programa, Proyecto o Servicio deberá tener un cliente externo al propio Organismo, considerando como cliente también a la propia Administración.

— Cuando el tema lo requiera, y teniendo en cuenta los intereses propios, las investigaciones y desarrollos, tanto internos de la JEN como de colaboración dentro de España, deberán integrarse en marcos internacionales

adecuados, evitando tanto la falta de «dimensión mínima» como las investigaciones desfasadas.

— Como otro «input» externo de la generación de la cartera de proyectos, se deberán considerar las investigaciones internacionales a las que se tenga acceso y especialmente las comunitarias. De esta forma se aprovecharán en el futuro las oportunidades de los planes de investigación y desarrollo energéticos de las Comunidades Europeas, ya que dados los mecanismos financieros de la Comunidad, la no disposición de capacidad tecnológica previa para participar en sus programas supondría subvencionar dichas investigaciones a los demás países miembros.

6.8. La financiación de la investigación

Tal como se ha mencionado en el capítulo 5.º, durante 1984 se elaborará un programa de investigación y desarrollo tecnológico energético, en el que se determinarán los proyectos a realizar, siempre bajo la óptica de facilitar el logro de los objetivos del PEN.

Partiendo de la complejidad del sistema, ya apuntada en dicho capítulo 5.º, así como de las premisas de que la financiación debe provenir, principalmente, del propio sector energético y de que el aprovechamiento de los resultados debe ser el máximo posible, se prevé establecer un sistema de asignación de fondos a los diferentes proyectos del programa de investigación basado en las siguientes medidas:

— Establecer la obligación de que las empresas de los sectores de hidrocarburos y carbón dediquen un corto porcentaje de su recaudación a actividades de investigación y desarrollo, de forma similar a lo ya establecido para el sector eléctrico en julio de 1980.

— Crear sendas oficinas de coordinación en ambos sectores de carácter privado sin ánimo de lucro, similares a OCIDE en el sector eléctrico, que serán las responsables de la gestión de los fondos así creados.

— Además de las oficinas de coordinación sectorial (electricidad, hidrocarburos y carbón), el sistema integrará a los distintos organismos públicos de investiga-

ción y desarrollo energético, cuyo financiamiento básico correrá por cuenta del Estado.

— En los organismos públicos de investigación energética, se establecerá una sistemática que favorezca el máximo aprovechamiento de sus esfuerzos, procurando que no se aborde ninguna actividad que no cuente, a priori, con el interés explícito de alguna entidad del sistema productivo.

— Los proyectos centrarán la actuación del sistema. Cada oficina atenderá, de forma no exclusiva, a la financiación de los proyectos que afecten a su área, ya que, dada la heterogeneidad entre el origen de la financiación y su óptima aplicación, será necesario habitualmente, que determinados proyectos reciban financiación de otra u otras oficinas distintas a la de su área propia. Los casos más evidentes son los de energías renovables y conservación, que no disponen de sectores industriales que aporten financiación específica y que, sin embargo, tiene un papel importante en el PEN.

— La coordinación general del sistema la asegura un comité integrado por los responsables de las tres oficinas mencionadas, el Director del IDAE y los Directores Generales de Energía y Minas, bajo la presidencia del Secretario General de la Energía. Para asegurar la máxima coherencia de la investigación energética en el Estado, a este comité se incorporarán representantes de la CAICYT y del CDTI.

El sistema así concebido debe racionalizar el uso de todos los recursos controlados por la Administración, ya sean procedentes del Presupuesto o de las aportaciones de los propios sectores, asegurando una coordinación de objetivos e intereses, junto a una descentralización, acercando el desarrollo a sus posteriores utilizadores.

En este sentido, un punto de especial importancia en el funcionamiento del plan de investigación es la eficaz incorporación de las Comunidades Autónomas, puesto que están llamadas a desempeñar un papel primordial, tanto en la determinación de necesidades locales, como en la aplicación de los resultados obtenidos. Para ello, se establecerá un mecanismo de incorporación de los criterios de dichas Comunidades a las directrices que se impartan a las oficinas de coordinación sectorial y a los organismos públicos de investigación.

imprime RIVADENEYRA, S. A.-MADRID

Cuesta de San Vicente, 28 y 36

Teléfono 247-23-00, Madrid (8)

Depósito legal: M. 12.800 - 1961